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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
«____»_____20___ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей Хабаровского края в связи с подключением Вяземской ветряной электростанции

Исполнитель студент группы 142–об2	_____ подпись, дата	С.Ю. Митер
Руководитель доцент, кандидат техн.наук	_____ подпись, дата	А.А. Казакул
Консультант по безопасности и экологичности доцент, канд.техн.наук	_____ подпись, дата	А.Б. Булгаков
Нормоконтроль ст. преподаватель	_____ подпись, дата	Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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 Митер Сергея Юрьевича
1. Тема выпускной квалификационной работы:
Реконструкция электрических сетей Хабаровского края в связи с подключением Вяземской ветряной электростании
(утверждено приказом от 13.04.2025 № 950-уч)
2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта)_____
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: *Материалы производственной и преддипломной практики*_____
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
1. Характеристика района проектирования. 2. Основные технические решения 3. Расчёт токов короткого замыкания 4. Выбор оборудования. 5. Релейная защита и автоматика 10. Молниезащита и заземление. 7. Безопасность и экологичность
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) *1. Схема района проектирования. 2. Вариант развития электрической сети.3 Оборудование для Вяземской ВЭС 4. Расчет режима после подключения ПС Вяземская. 5. Однолинейная схема подстанции 220/10 6. План и разрез ПС 220 кВ Вяземская 6. Релейная защита силового трансформатора подстанции Вяземская.*
10. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) *Безопасность и экологичность – Андрей Борисович Булгаков*_____
7. Дата выдачи задания_____

Руководитель выпускной квалификационной работы: *Казакул Алексей Александрович, Кан. тех. наук. Доцент.* _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):_____

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 128 страниц, 126 формул, 12 рисунков, 52 таблицы, 27 источников, 1 приложение.

РЕЖИМ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШЕЙСЯ РЕЖИМ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЬЛЬНОГО УСТРОЙСТВА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ.

В данной выпускной работе проведено исследование, направленное на выбор оптимального способа подключения Вяземской ветроэлектростанции к электрической сети. Основной целью работы стало технико-экономическое обоснование наиболее эффективного варианта подключения ВЭС путем сравнительного анализа четырех конкурирующих схем. Для достижения поставленной цели были последовательно решены следующие задачи: выполнен подбор ветрогенераторов с учетом их технических характеристик и мощности, разработаны альтернативные схемы подключения станции к энергосистеме, проведены расчеты электрических режимов работы сети, осуществлен выбор оптимальных параметров воздушных линий электропередачи, а также выполнено комплексное технико-экономическое обоснование рассматриваемых вариантов.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения		7
	Введение	8
1	Характеристика района реконструкции электрических сетей	10
	1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции	10
	1.2 Характеристика электрических сетей Хабаровского края	12
	1.3 Анализ существующих режимов	18
	1.4 Моделирование существующего участка электрической сети	21
	1.5 Анализ режимов существующей сети	21
2	Разработка вариантов реконструкции электрической сети	27
	2.1 Прогнозирование электрических нагрузок	27
	2.2 Выбор числа и мощности повышающих трансформаторов	28
	2.3 Выбор главной схемы подстанции	30
	2.4 Расчёт линейных объектов	32
	2.5 Выбор вариантов сети	34
3	Выбор оптимального варианта проектирования электрической сети	38
	3.1 Расчёт капиталовложений	38
	3.2 Расчет эксплуатационных издержек	41
	3.3 Определение эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	43
4	Расчет токов короткого замыкания	45
	4.1 Расчет токов короткого замыкания в программе RastrWin3	46
5	Проектирование распределительных устройств 220 кВ И 10 кВ ПС Вяземская	50
	5.1 Характеристика однолинейной схемы ВЭС Вяземская	50

5.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального 50
5.3 Выбор и проверка выключателей 51
5.4 Выбор и проверка разъединителей 53
5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока 54
5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 56
5.7 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН 58
5.8 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов 60
5.9 Выбор ОПН 62
5.10 Выбор и проверка ячеек КРУ 66
5.11 Выбор и проверка выключателей 69
5.12 Выбор и проверка трансформаторов тока 69
5.13 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 70
5.14 Выбор и проверка токоведущих частей 70
5.15 Выбор и проверка изоляторов 73
5.16 Выбор ОПН 75
6 Выбор и проверка заземления и молниезащиты подстанции Вяземская ВЭС 77
6.1 Выбор и проверка заземления подстанции Вяземская 77
6.2 Расчет и проверка молниезащиты 81
7 Инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции сети 87
7.1 Срок окупаемости проекта 88
7.2 Себестоимость передачи электроэнергии 89
7.3 Срок окупаемости с учетом ВЭС 90
8 Релейная защита и автоматика ПС 92
8.1 Релейная защита силового трансформатора 92
8.2 Максимальная токовая защита 98
8.3 Защита от перегрузки 100
8.4 Автоматика 101

9 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети 104
10 Безопасность и экологичность 113
10.1 Безопасность 113
10.2 Экологичность 118
10.3 Чрезвычайные ситуации 122
Заключение 125
Библиографический список 126
Приложение 129

АТ – автотрансформатор;

ВЛ – воздушная линия;

ВЛЭП – воздушная линия электропередач;

ВН – высокое напряжение;

ВЭС – ветровая электрическая станция;

ГОСТ – государственный стандарт;

КЭС – конденсационная электростанция

ИП – источник питания;

КЗ – короткое замыкания;

КРМ – компенсация реактивной мощности

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередач;

НН – низкое напряжение;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

РУ – распределительное устройство;

СВН – сверхвысокое напряжение;

СН – среднее напряжение;

ТКЗ – ток короткого замыкания;

ЭП – электропередача.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы обусловлена развитием электрических сетей Хабаровского края при подключении Вяземской ВЭС, которая будет играть ключевой фактор обеспечения стабильности электроснабжения и снижение негативное влияние пиковых нагрузок на инфраструктуру региона.

Целью работы является развитие электрических сетей Хабаровского края при подключении Вяземской ВЭС.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

1) выявить основные климатические и территориальные особенности района проектирования;

2) произвести анализ схемно–режимной ситуации электрической сети, в районе проектирования Вяземской ВЭС;

3) разработать мероприятия, направленные на повышение эффективности функционирования заданного района в нормальных и послеаварийных режимах;

4) выбрать основные характеристики технических устройств для реализации предложенных мероприятий,

5) определить оптимальный вариант развития сети на основании расчёта экономической эффективности.

В данной работе проделано следующее: определён эквивалент рассматриваемого участка сети, дана экономическая и климатическая характеристики, а также рассмотрены территориальные особенности Хаьаровского края, дана характеристика источников питания в рассматриваемом эквиваленте сети, выполнен структурный анализ ЛЭП и ПС, расчёт и анализ режимов существующей сети, приведена характеристика применяемого оборудования, разработаны варианты развития электрической сети и выполнена их техническая проработка, на основании расчёта экономической эффективности был сделан выбор оптимального варианта развития сети, а так же сделаны необходимые выводы и подведены результаты. Графическая часть

выполнена на 7 листах формата А1. В ходе работы использовались следующие программные продукты: Операционная система MS Windows 10 Education, Pro, MS Office 2010 standard; Mathcad Education – University Edition, RastrWin3 Базовый комплекс.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции

Хабаровск расположен на Дальнем Востоке России, на правом берегу реки Амур, примерно в 30 км от слияния с Уссури, в зоне перехода от Средне амурской низменности к отрогам Сихотэ-Алиня.

Ветровые и гололедные нагрузки: Высокие расчетные скорости ветра (особенно порывы) и частые случаи сложных отложений гололеда (мокрый снег, изморозь, зернистая изморось) требуют усиленного расчета проводов, тросов и опор на комбинированное воздействие ветра и гололеда (по нормам СНиП/СП с учетом района).

Температурные режимы: Экстремальные зимние температуры (до -50°С с учетом ветрового охлаждения) требуют выбора материалов (металлов, бетона) и их марок, сохраняющих прочность и хладностойкость.

Учитывается максимальное провисание проводов летом и их натяжение зимой. Рельеф и грунты: Сложный пересеченный рельеф диктует выбор типов опор (универсальные, анкерные на крутых склонах), необходимость тщательного проектирования фундаментов с учетом возможной вечной мерзлоты, сезонного протаивания, пучинистых и переувлажненных грунтов.

Высокая грозовая активность летом требует надежной молниезащиты (грозозащитные тросы) и повышенных требований к изоляции. Высокая влажность воздуха и частые туманы влияют на выбор типа и количества изоляторов (увеличивается количество гирлянд, предпочтение поддерживающей.

Распространены многолетнемерзлые породы (ММП) островного характера, залегающие на разной глубине и имеющие непостоянную мощность. Почвы разнообразны: от аллювиальных на поймах до бурых лесных и

подзолистых на склонах сопок, с высокой степенью увлажнения и риском переувлажнения в периоды дождей и паводков.

Растительность – смешанные леса (хвойно-широколиственные), что создает высокую пожарную опасность в сухие периоды и требует постоянной расчистки трасс ЛЭП.

Регион обладает высоким ветроэнергетическим потенциалом, особенно на возвышенностях и в Амурской протоке, где среднегодовые скорости ветра могут достигать 6-7 м/с и более.

Город и его окрестности характеризуются сложным рельефом: холмы, сопки высотой до 100-200 метров над уровнем реки, многочисленные распадки и долины малых рек.

Таким образом, проектирование ЛЭП, ПС и ВЭС в районе Хабаровска требует комплексного учета экстремальных климатических условий (морозы, ветер, гололед, влажность), сложного рельефа и геотехнических особенностей (ММП, слабые грунты, паводки), налагающих жесткие требования на материалы, конструкции, технологии строительства и эксплуатации, что неизбежно отражается на стоимости и сроках реализации проектов.

Таблица 1 - Сводная таблица климатических параметров

Характеристика	Значение
Преобладающее направление ветра	З, СЗ
Нормативная скорость ветра на высоте 10 м	18 м/с
Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	14 м/с, II район
Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	14 мм, III район
Температура воздуха при гололеде	- 5 ºС
Абсолютный минимум температуры воздуха	- 40 ºС
Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 36,7 ºС
Глубина промерзания грунта	2,48 м
Среднегодовая продолжительность гроз	35 часов
Среднегодовое количество осадков	400-800 мм
Район по гололеду	4
Ветровой район	3
Средняя температура зимой	- 19,8 ºС
Средняя температура летом	+ 21,3 ºС

Рисунок 1 – Карта-схема Хабаровского района

1.2 Характеристика электрических сетей Хабаровского края

На территории энергосистемы Хабаровского края основное значение имеют электрические сети напряжением 500/220/110/35 кВ.

По состоянию на 01.01.2024 на территории Хабаровского края находится в эксплуатации 6391,5 км ЛЭП напряжением 110 кВ и выше.

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

- структурный анализ ЛЭП;

- структурный анализ ПС.

Таблица 2 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	$U_{ном}$, кВ	Марка и сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
1	2	3	4	5
Хабаровская - ПП Нерген	500	3 х АС-300/39	288	ВЛ
ПП Нерген – Комсомольская	500	3 х АС-300/39	76	ВЛ
Ургал – Сулук	220	АС-240/32	79.8	ВЛ
Сулук – Джамкун		АС-240/32	118.2	ВЛ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Джамкун – Березовая		АС-240/32	105.3	ВЛ
Березовая – Горин		АС-240/32	113	ВЛ
Горин - Старт		АС-240/32	65.3	ВЛ
Старт - Комсомольская		АС-300/39	22	ВЛ
Комсомольская – Старт с отпайкой на ГПП 4		АС-400/42	24	ВЛ
Комсомольская – ГПП 4		АС-400/42	24	ВЛ
Старт – НПС 3		АС-300/39	121	ВЛ
Старт – НПС 2		АС-300/39	219	ВЛ
НПС-2 – НПС-3	220	АС-300/39	98.2	ВЛ
НПС-1 – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко		АС-300/39	78.73	ВЛ
Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко		АС-300/39	175.3	ВЛ
Хабаровская – НПС-1		АС-300/39	97.6	ВЛ
Этеркан - Ургал		АС-300/39	118,69	ВЛ
Ургал – Лондоко с отпайкой на ПС Тырма и ПС Кульдур		АС-300/39	282,933	ВЛ
Лондоко – Биробиджан с отпайкой на ПС Лондоко/т и ПС Бира/т		АСО-300/39	87,60	ВЛ
Лондоко – Биробиджан с отпайкой на ПС Лондоко/т и ПС Бира/т		АСО-300/39	87,60	ВЛ
Хабаровская – Биробиджан с отпайкой на ПС Икура/т		АС-300/39	73,74	ВЛ
Хабаровская – Биробиджан с отпайкой на ПС Икура/т		АС-300/39	73,74	ВЛ

Таблица 3 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

$U_{ном}$, кВ	Суммарная протяженность, км
500	364
220	2065.733

Таблица 4 – Интервальная оценка сечений

$U_{ном}$, кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
500	3 х АС-300/39	284
220	АС-400/42	48
	АСО-300/39	175.2
	АС-300/39	1360.933
	АС-240/32	481.6

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

Таблица 5 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
1	2
ПС Комсомольская	Узловая
ПС Хабаровская	Узловая
ПП Нерген	Узловая
ПС Литовко	Ответвительная
НПС-1	Отпаечная
НПС-2	Транзитная
НПС-3	Транзитная
ПС Старт	Узловая
ГПП 4	Транзитная
ПС Горин	Транзитная
ПС Березовая	Транзитная
ПС Джамкун	Транзитная
ПС Сулук	Транзитная
ПС Ургал	Узловая
ПС Тырма	Ответвительная
ПС Кульдур	Ответвительная

Продолжение таблицы 5

1	2
ПС Лондоко	Узловая
ПС Кимкан/т	Ответвительная
ПС Центральная	Ответвительная
ПС Лондоко/т	Ответвительная
ПС Бира/т	Ответвительная
ПС Биробиджан	Узловая
ПС Икура/т	Ответвительная

Таблица 6 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН
1	2
ПС Литовко	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
НПС-1	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
НПС-2	Две рабочие системы шин
НПС-3	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Старт	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ГПП 4	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
ПС Горин	Мостик (5Н)
ПС Березовая	Мостик (5Н)
ПС Джамкун	Мостик (5Н)

Продолжение таблицы 6

1	2	
ПС Сулук	Мостик (5Н)	
ПС Ургал	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	
ПС Тырма	Блок (линия-трансформатор) с выключателем(3Н)	
ПС Кульдур	Блок (линия-трансформатор) с выключателем(3Н)	
ПС Лондоко	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	
ПС Лондоко/т	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)	
ПС Бира/т	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)	
ПС Биробиджан	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	
ПС Икура/т	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)	
ПС Комсомольская	500	Треугольник (6)
	220	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Хабаровская	500	Полуторная схема (17)
	220	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПП Нерген	500	Четырехугольник (4)

Таблица 7 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
1	2
ПС Хабаровская	6 х АОДЦТН-167000/500/220/10

Продолжение таблицы 7

1	2
ПС Комсомольская	3 х АОДЦТН-167000/500/220/10 АТДЦТН-125000/220/110 АТДЦТН-63000/220/110
ПС Литовко	2 х ТДТН-25000/220/35
НПС-1	2 х ТДН-10000/220/10
НПС-2	2 х ТДН-10000/220/10
НПС-3	2 х ТДН-10000/220/10
ПС Старт	2 х АТДЦТН-125000/220/110
ГПП 4	2 х ТДН-160000/220/10
ПС Горин	2 х ТДТН-25000/220/35
ПС Березовая	2 х ТДТН-25000/220/35
ПС Джамкун	2 х ТДТН-25000/220/35
ПС Сулук	2 х ТДТН-25000/220/35
ПС Ургал	2 х АТДЦТН-63000/220/110
ПС Тырма	ТДТН-25000/220
ПС Кульдур	ТДТН-25000/220
ПС Лондоко	2 х ТДТН-40000/220
ПС Кимкан/т	2 х ТДТНЖ-40000/220
ПС Центральная	2 х ТДТН-63000/220
ПС Лондоко/т	2 х ТДТНЖ-40000/220
ПС Бира/т	2 х ТДТНЖ-40000/220
ПС Биробиджан	3 х АТДЦТН-63000/220/110
ПС Икура/т	2 х ТДТНЖ-40000/220

В рассматриваемом районе преобладают ЛЭП на напряжение 220 кВ на рассматриваемых ПС почти везде имеется не менее двух трансформаторов. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением, АС-300. К выявленным

слабым местам электроэнергетической системы можно отнести большую протяженность линий напряжением 500-220 кВ, что приводит к большим перетокам реактивной мощности, и как следствие, к высоким уровням напряжения на шинах подстанций за счет зарядных мощностей.

1.3 Анализ существующих режимов

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

Для расчет существующего режима исходные данные примем из данных контрольных замеров на существующих подстанциях.

Средней мощностью называют математическое ожидание вероятностных значений нагрузки в течении рассматриваемого периода времени. Этот вид нагрузки используют для расчета электропотребления и для выбора мощности силовых трансформаторов:

$$\mathrm{P_{ср}} = \frac{1}{\mathrm{T}} \cdot \sum \mathrm{P}_i \cdot t_i \text{ МВт} \quad (1)$$

$$Q_{\mathrm{ср}} = \frac{1}{\mathrm{T}} \cdot \sum Q \cdot t_i \text{ МВт} \quad (2)$$

Произведем расчет для максимального и минимального периода нагрузок с интервалом по 1 часу.

Для примера приведем расчет максимального периода нагрузок ПС 220 кВ Ургал.

$$\mathrm{P_{ср\ Ургал}} = \frac{1}{24} \cdot \sum (31{,}4 * 6 + 23{,}2 * 6 + 22{,}3 * 6 + 24{,}3 * 6) \text{ МВт}$$

$$\mathrm{P_{ср\ Ургал}} = 24{,}4 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср Ургал}} = \frac{1}{24} * \sum(17{,}2 * 6 + 13{,}4 * 6 + 11{,}5 * 6 + 19{,}5 * 6)\ \text{МВ}$$

$$Q_{\text{ср Ургал}} = 15{,}4\ \text{МВт}$$

Рассчитаем эффективную мощность

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} * \sum_{i=1}^{n} P_i^2 * t_i} \quad (3)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} * \sum_{i=1}^{n} Q_i^2 * t_i} \quad (4)$$

$$P_{\text{эф Ургал}} = \sqrt{\frac{1}{24} * (31{,}4^2 * 6 + 23{,}2^2 * 6 + 22{,}3^2 * 6 + 24{,}3^2 * 6}$$

$$P_{\text{эф Ургал}} = 25{,}9\ \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эф Ургал}} = \sqrt{\frac{1}{24} * (17{,}2^2 * 6 + 13{,}4^2 * 6 + 11{,}5^2 * 6 + 19{,}5^2 * 6}$$

$$Q_{\text{эф Ургал}} = 14{,}5\ \text{МВт}$$

Остальные ПС рассчитываем аналогичным образом. Сведем все полученные значения в таблицу.

Таблица 8 – Значения нагрузок.

Название	Pmax	Qmax	Pcp	Qcp	Pэф	Qэф	Pмин	Qмин
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ургал 220 кВ	30,5	16,3	24,4	15,4	25,9	14,5	23,5	13,9
Тырма 220 кВ	2,6	0,7	2,1	0,7	2,2	0,6	2,0	0,6
Кульдур 220 кВ	1,2	0,5	1,0	0,4	1,0	0,4	0,9	0,4
Лондоко 220 кВ	12,6	4,5	10,1	4,3	10,7	4,0	9,7	3,9
Лондоко/т 220 кВ	24,3	1,3	19,4	1,2	20,7	1,1	18,7	1,1

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Бира/т 220 кВ	24,9	1,4	19,9	1,3	21,2	1,2	19,2	1,2
Биробиджан 220 кВ	77,7	13,2	62,2	12,5	66,0	11,8	59,8	11,3
Икура/т 220 кВ	26,7	3,6	21,4	3,4	22,7	3,2	20,6	3,1
НПС-32	27,0	4,5	21,6	4,3	23,0	4,0	20,8	3,9
Сулук 220 кВ	1,8	0,9	1,4	0,9	1,5	0,8	1,4	0,8
Джамкун	1,8	0,9	1,4	0,9	1,5	0,8	1,4	0,8
Березовая	8,1	1,8	6,5	1,7	6,9	1,6	6,2	1,5
Горин	3,6	0,9	2,9	0,9	3,1	0,8	2,8	0,8
ГПП 4	63,0	18,0	50,4	17,0	53,6	16,0	48,5	15,4
НПС-1	0,9	0,4	0,7	0,3	0,8	0,3	0,7	0,3
НПС-2	0,9	0,4	0,7	0,3	0,8	0,3	0,7	0,3
НПС-3	0,9	0,4	0,7	0,3	0,8	0,3	0,7	0,3
Литовко	1,8	0,4	1,4	0,3	1,5	0,3	1,4	0,3

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;

- выбор схем и параметров сети;

- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;

- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;

- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов. Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПВК RastrWin3 [1].

1.4 Моделирование существующего участка электрической сети

Моделирование участка действующей электрической сети производится в ПВК RastrWin3. В нём линии электропередач вводятся параметрами, описывающими П – образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами, соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную.

1.5 Анализ режимов существующей сети

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

Прежде чем приступим к расчету электрического режима существующей сети, сравним расчет электрической сети Хабаровского края и выбранного эквивалента.

Таблица 9 - Сравнение параметров эквивалента и существующего режима

Название	I max экв	I max расчетный	I max %
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	355,7	348,6	9,0
Хабаровская 220 кВ - НПС-32	216,9	212,6	8,1
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	206,8	202,7	9,0
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	206,8	202,7	8,0
НПС-32 - Икура/т 220 кВ	141,1	138,3	8,6
Горин - Старт	108,2	106,0	9,3
Старт - Комсомольская 220 кВ	113,0	110,7	8,9
Старт - оп. ГПП 4	110,5	108,3	8,0
Березовая - Горин	72,5	71,1	9,1
оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	104,1	102,0	9,3

Значение параметров отличаются меньше чем на 10%, значить эквивалент выбран верно, далее приступаем к расчету режима выбранного эквивалента.

Таблица 10 - Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	$U_{ном}$, кВ	U, кВ	$U_{кз}$, кВ	Δ U, %
Ургал 220 кВ	220	240,00	240,48	9,09
Тырма 220 кВ	220	236,15	236,63	7,34
Кульдур 220 кВ	220	231,46	231,92	5,21
Лондоко 220 кВ	220	231,46	231,92	5,21
Лондоко/т 220 кВ	220	235,70	235,93	5,18
Бира/т 220 кВ	220	235,4	236,2	4,04
Биробиджан 220 кВ	220	236,45	236,93	7,48
Икура/т 220 кВ	220	235,24	235,52	6,93
НПС-32	220	235,24	235,52	6,93
Сулук 220 кВ	110	117,65	117,80	6,96
Джамкун	10,5	11,14	11,16	6,12
Березовая	220	236,28	236,57	7,40
Горин	220	235,01	235,29	6,82
ГПП 4	220	235,01	235,24	6,82
НПС-1	110	117,51	117,63	6,83
НПС-2	10,5	11,21	11,22	6,74
НПС-3	220	236,54	236,77	7,52

Отклонения напряжения соответствуют нормам ГОСТ 32144-2013.

Токовая загрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	Imax, А	Iдоп, А	$I_{max}/I_{доп}$, %
1	2	3	4
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	355,7	690	51,6
Хабаровская 220 кВ - НПС-32	216,9	690	31,4
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	206,8	690	30,2
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	206,8	690	30,2
НПС-32 - Икура/т 220 кВ	141,1	690	20,5

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
Горин - Старт	108,2	630	20,3
Старт - Комсомольская 220 кВ	113,0	630	19,2
Старт - оп. ГПП 4	110,5	630	18,3
Березовая - Горин	72,5	630	16,6
оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	104,1	690	16,2

В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 10.99 МВт. В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах. Схема нормального режима сети показана на рисунке 2. Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

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

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ Хабаровкая– ПП Нерген;

- отключен один из автотрансформаторов ПС Хабаровская.

При отключении ВЛ Хабаровкая– ПП Нерген мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого и как при нормальном режиме большинство линий являются загружены оптимально, но также появилась несколько перегруженных линия. Токовая загрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	Imax, А	Iдоп, А	$I_{max}/I_{доп}$, %
1	2	3	4
НПС-32 - Икура/т 220 кВ	387	690	56
Хабаровская 220 кВ - НПС-32	232	690	33,7

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	230	690	33,6
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	230	690	33,6
НПС-1 - Хабаровская 220 кВ	159	630	25,3
НПС-32 – Иркута/т 220 кВ	156	690	22,7
Старт - оп. ГПП 4	140	630	22,2
оп. Литовко 1 - НПС-1	136	630	21,6
НПС-2 - оп. Литовко 2	128	630	20,2
НПС-2 - оп. Литовко 1	127	630	20,1
Старт – НПС-2	127	630	20,1
оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	126	690	19,2
оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	126	690	19,2
НПС-2 - НПС-3	114	690	18,1
оп. ГПП 4 - ГПП 4	110	630	17,5
Старт - Комсомольская 220 кВ	110	630	17,5
Старт - НПС-3	104	630	16,5
Горин - Старт	103	630	16,3
Оп. Литовко 2 – Хабаровская 220 кВ	161	1000	16,1
Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	109	690	15,9

При отключении одного из автотрансформаторов ПС Хабаровская мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого и как при нормальном режиме большинство линий являются загружены оптимально. Токовая загрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	Imax, А	Iдоп, А	$I_{max}/I_{доп}$, %
1	2	3	4
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	348,9	690	50,6
Хабаровская 220 кВ - НПС-32	213,1	690	30,9
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	202,2	690	29,5
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	202,2	690	29,5
Старт - Комсомольская 220 кВ	129,2	630	21,7
Горин - Старт	115,2	630	21,4
Старт - оп. ГПП 4	122,8	630	20,3
НПС-32 - Икура/т 220 кВ	138,2	690	20,0
Березовая - Горин	79,3	630	17,7
оп. ГПП 4 - Комсомольская 220 кВ	105,7	630	17,3
оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	100,7	690	15,8
оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	100,7	690	15,8
НПС-1 - Хабаровская 220 кВ	56,1	630	14,5
оп. ГПП 4 - ГПП 4	80,4	630	13,3
Хабаровская 500 кВ - Комсомольская 500 кВ	264,1	2000	13,2
Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	75,8	690	12,6
Хабаровская 500 кВ – ПП Нерген 500 кВ	225	2000	11,2

Данные по потерям сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт	Потери активной мощности, %
Нормальный режим	12,31	3,298
Отключена Хабаровкая– ПП Нерген	12,07	3,202
Отключен один из автотрансформаторов ПС Хабаровская	11,98	3,178

По результатам расчёта режима можно сделать вывод что при существующем режиме имеется возможность для подключения новой нагрузки.

Схемы послеаварийных режимов указаны в приложении.

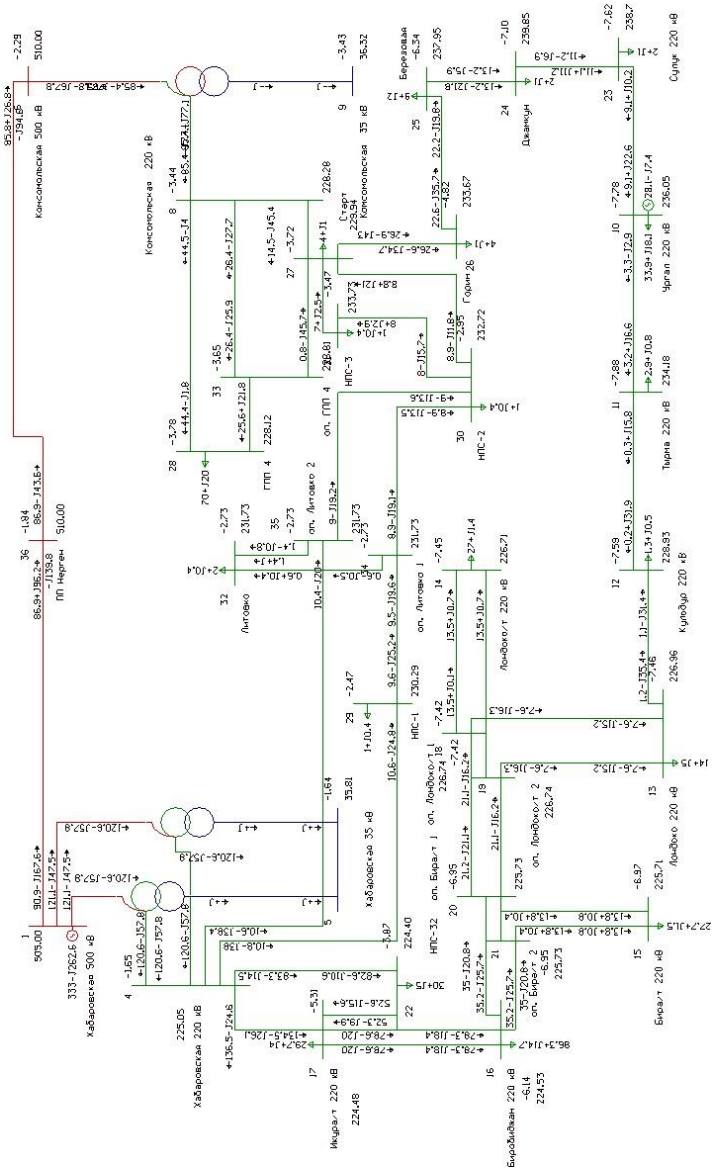


Рисунок 1 – Схема потокораспределения существующего режима

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.1 Прогнозирование электрических нагрузок

Определим прогнозируемую величину по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1+\varepsilon)^{T_{пр}-T_{б}}, \quad (5)$$

где $P^{баз}$ – средняя мощность за базовый год, принимаем 2025;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,04 [56];

Тпр – прогнозируемое время, принимаем равным к 2030 г.

Тб – базисное время, принимаем равным к 2025 г.

Данные летнего и зимнего контрольного замера мощностей представлены в таблице 15.

Определим прогнозируемые мощности для ПС Биробиджан.

$$P^{прог}_{Биробиджан.} = 74 \cdot (1 + 0{,}0313)^5 = 86{,}33 \text{ МВт};$$

$$Q^{прог}_{Биробиджан.} = 12{,}6 \cdot (1 + 0{,}0313)^5 = 14{,}7 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

Таблица 15 – Прогнозируемые мощности ПС

Название ПС	Активная мощность прогнозируемая, МВт	Реактивная мощность прогнозируемая, МВар
1	2	3
Ургал 220 кВ	33,9	18,1
Тырма 220 кВ	2,9	0,8

Продолжение таблицы 15

1	2	3
Кульдур 220 кВ	1,3	0,5
Лондоко 220 кВ	14	5
Лондоко/т 220 кВ	27	1,4
Бира/т 220 кВ	27,7	1,5
Биробиджан 220 кВ	86,33	14,7
Икура/т 220 кВ	29,7	4
НПС-32	30	5
Сулук 220 кВ	2	1
Джамкун	2	1
Березовая	9	2
Горин	4	1
ГПП 4	70	20
НПС-1	1	0,4
НПС-2	1	0,4
НПС-3	1	0,4
Литовко	2	0,4

Прогнозируемые нагрузки будут использоваться в дальнейшем для расчета электрического режима.

2.2 Выбор числа и мощности повышающих трансформаторов

Мощность ВЭС согласно технического задания 290 МВт, остальные вероятностно статические характеристики определим из графика активной нагрузки подстанции 220 кВ[30]. Для ветровых электростанций tgφ=0,292, таким образом Q= 84,4 ВАр.

Полная мощность на стороне 35 кВ:

$$S = \sqrt{P_{max}{}^2 + Q^2}\ , \qquad (6)$$

$$S = \sqrt{290^2 + 84,4^2} = 301,3 \text{ МВА},$$

Согласно действующим нормам, мощность трансформаторов понижающих подстанций рекомендуется выбирать таким образом, чтобы допустимая перегрузочная способность после отказа составляла 75-85 процентов, максимальная продолжительность пиковых часов не превышала шести часов в сутки в течении не более пяти суток [14].

Если в составе нагрузки подстанции присутствуют потребители первой категории, то необходимо установить не меньше двух трансформаторов.

Для того, чтобы определить мощность силовых трансформаторов, воспользуемся следующей формулой:

$$S_{тр} = \frac{S}{2 \cdot K_з}, \quad (7)$$

где $К_з$ – коэффициент загрузки, который равен 0,7;

S – полная мощность на низкой стороне, МВА

$$S_{тр} = \frac{301,3}{2 \cdot 0,85} = 215,2 \text{ МВА},$$

Для определения номинальной мощности трансформаторов используем расчётную мощность.

При проведении расчета получили значение $S_{тр}$=215,2 МВА. Подходящим будет повышающий трансформатор марки ТДН-250000-220-УХЛ1.

Проведём проверку трансформатора в нормальном режиме работы и послеаварийном используя коэффициент загрузки и аварийной перегрузки.

Расчёт производим по следующим формулам:

$$K_з^{норм} = \frac{S}{n_T - S_{Тном}}, \quad (8)$$

$$K_з^{норм} = \frac{215,2}{2 \cdot 250} = 0,43,$$

$$K_з^{ав} = \frac{S}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}}, \quad (9)$$

$$K_з^{норм} = \frac{215,2}{250} = 0,86,$$

При нормальном функционировании двух трансформаторных подстанций, нагрузка на них должна быть не выше 70% от их номинальной мощности. Однако, в случае аварийного отключения одного из трансформаторов, допустимая нагрузка может достигать 140% от номинала. Расчеты показывают, что выбор номинальной мощности трансформатора был осуществлен правильно, т.к. коэффициенты загрузки не находятся в требуемых пределах.

2.3 Выбор главной схемы подстанции

При выборе основной схемы электрических соединений для подстанции следует учитывать ряд важных факторов. Они включают в себя тип проектируемой станции, количество и мощность установленных силовых трансформаторов, уровни напряжения, количество питающих линий и отходящих присоединений, экономическую эффективность предлагаемых вариантов, а также гибкость и удобство в эксплуатации, аспекты безопасности обслуживания [22].

Выбираем схему распределительного устройства для ПС Вяземская.

Для конкретного случая проектируемой подстанции, где требуется установить два трансформатора мощностью 250 МВА и энергия будет подаваться на напряжении 220 кВ, необходимо выбрать экономически выгодную схему для распределительного устройства. В данном случае, подключение подстанции 220/35 кВ к напряжению 220 кВ будет выполнено по транзитной

схеме. Исходя из этих данных, можно выбрать схему РУ-220 – 9 в качестве оптимального варианта «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [22].

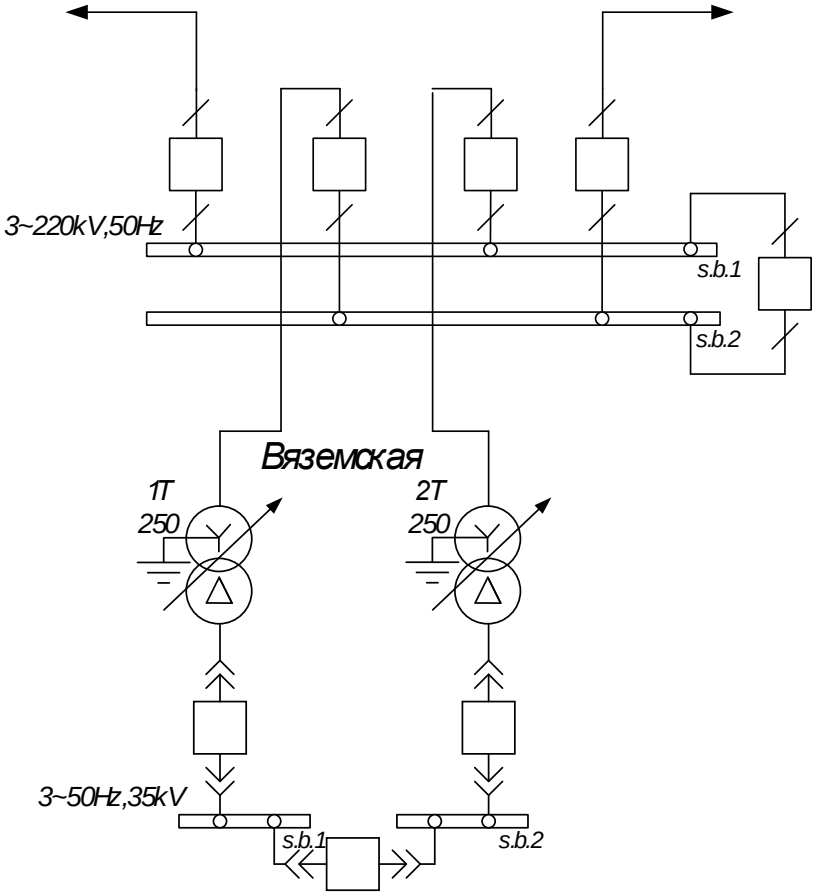


Рисунок 2 – Схема № 220 – 9 « Одна рабочая секционированная выключателем система шин»

В процессе разработки подстанции требуется провести технико-экономическую оценку, включающую выбор оптимального конструктивного решения для распределительного устройства (РУ).

Распределительные устройства (РУ) классифицируются на открытые (ОРУ), закрытые (ЗРУ) и комплектные с элегазовой изоляцией (КРУЭ). ОРУ применяются при напряжении от 110 кВ и выше на открытом воздухе. ЗРУ размещаются в закрытых помещениях и предпочтительны в агрессивных средах, холодных климатических условиях, при ограниченном пространстве или в

городской черте для снижения шума и сохранения эстетики. КРУЭ не рассматриваются из-за высокой стоимости.

Выбор типа РУ для подстанции (ПС) 220/35 кВ зависит от доступности места, удобства эксплуатации, безопасности, охраны окружающей среды, климатических условий, технических и экономических факторов. ЗРУ обеспечивают более высокий уровень безопасности и защиты от внешних воздействий, а также снижают уровень шума. ОРУ дешевле в установке и обслуживании.

В городской черте рекомендуется ЗРУ из-за повышенных требований к безопасности. При выборе также учитываются климатические условия, технические особенности оборудования и требования нормативных документов (ПУЭ, Градостроительный кодекс РФ).

2.4 Расчёт линий электропередачи

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.

На воздушных линиях предусматривается применение сталеалюминевых проводов марки АС. Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов по значениям расчетной токовой нагрузки.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях по следующей формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max з}^2 + Q_{нескз}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_ц} \cdot 10^3, \quad (10)$$

где $I_{\max}$ - максимальный ток, А;

$P_{\max з}$ - потоки активной максимальной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт;

$Q_{несх}$ - потоки максимальной нескомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВАр;

$n_ц$ – количество цепей линии;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение, кВ.

Далее определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_P = I_{мах} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t ; \quad (11)$$

где $I_{\max}$ - максимальный ток, А;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки. Примем данный коэффициент равным 1,05.

$$I_{д.д} \geq I_{Р.П} , \quad (12)$$

где $I_{д.д}$ - длительно допустимый ток выбранного сечения, А;

$I_{Р.П}$ - расчетный послеаварийный ток.

Теперь приведем расчет максимального тока для данного участка:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{289,2^2 + 84,4^2}}{2 \cdot 220 \cdot \sqrt{3}} \cdot 10^3 = 395 \text{ А}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{рПС-Г} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 395 = 452 \text{ А}$$

Примем к установке на данном участке провод АС-300/39 с длительно допустимым током $I_{д.д} = 610$ А.

2.5 Выбор вариантов сети

Вариант 1

Рисунок 3 - Первый вариант конфигурации сети.

Включение ПС Вяземская в разрез линии 220 кВ Хабаровская-Старт, таким образом необходимо проектирование линии ВЛ 220 кВ Хабаровская – Вяземская, ВЛ 220 кВ Вяземская - Старт

Вариант 2:

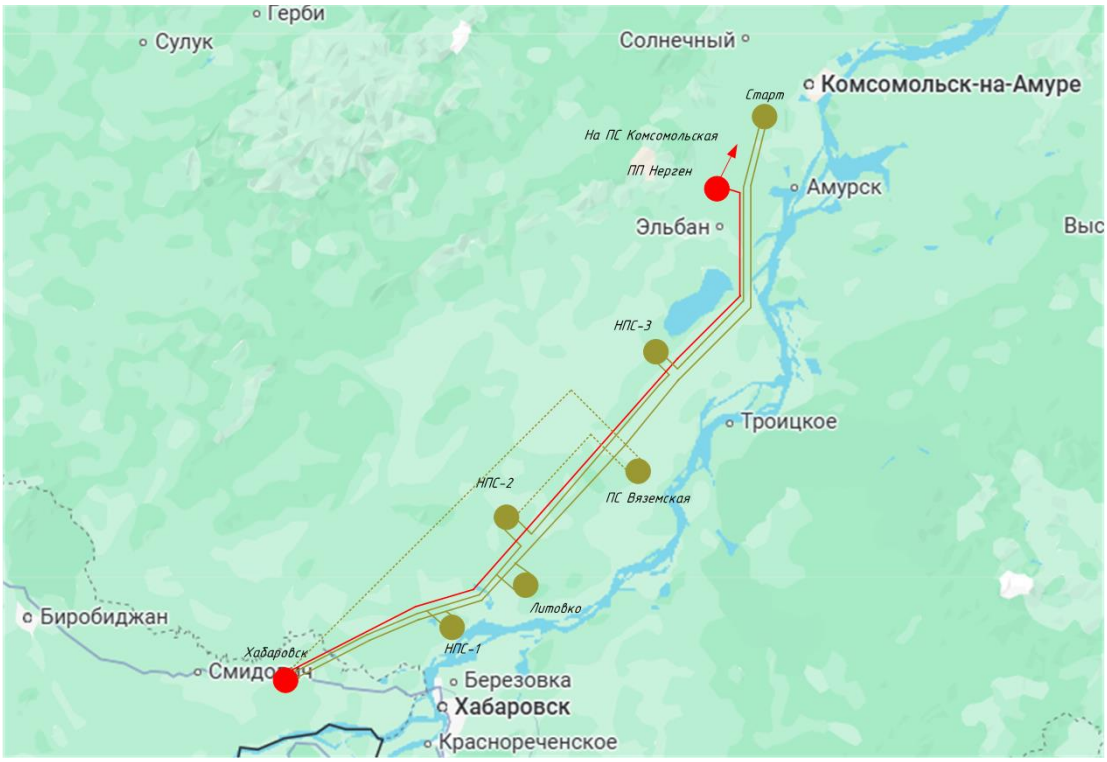


Рисунок 4 – Второй вариант конфигурации сети.

Данный вариант подразумевает проектирование ВЛ 220 кВ НПС2-Вяземская протяженностью 10 км, и ВЛ 220 кВ Хабаровская-Вяземская протяженностью 9 км.

Вариант 3:

Рисунок 5 – Третий вариант конфигурации сети.

Данный вариант подразумевает проектирование ВЛ 220 кВ НПС2-Вяземская протяженностью 10 км, и ВЛ 220 кВ Старт - Вяземская протяженностью 15 км.

Вариант 4:

Рисунок 6 – Четвертый вариант конфигурации сети.

Данный вариант подразумевает проектирование ВЛ 220 кВ НПС 2-Вяземская протяженностью 10 км, и ВЛ 220 кВ Литовка - Вяземская протяженностью 7 км. Данный вариант подразумевает реконструкцию РУ ВН ПС Литовка.

Также был произведен расчет режима после подключения Вяземской ВЭС, который указан в приложении А, а также на листе графической части №3. Расчет электрического режима показал отсутствие перегруженных линий.

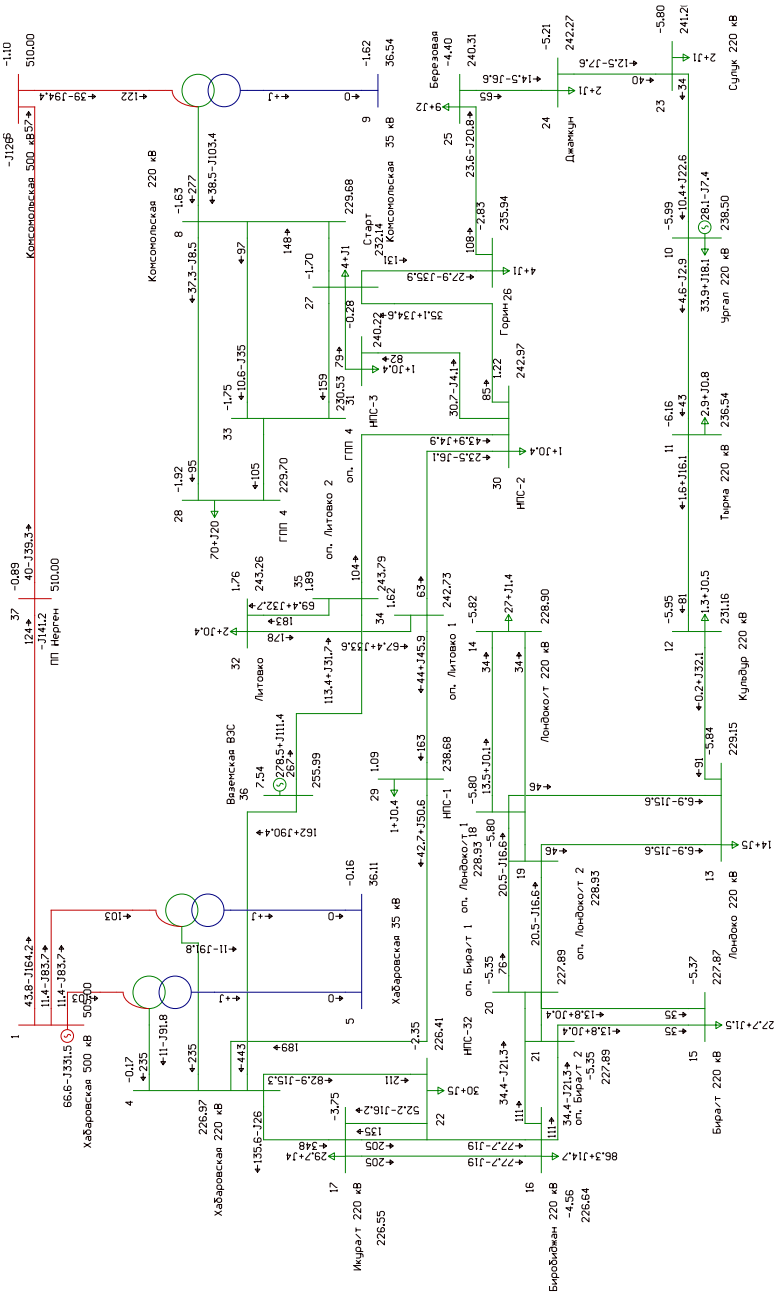


Рисунок 7 – Схема потокораспределения после подключения Вяземской ВЭС

Проведя технический анализ, можно сделать вывод что наиболее оптимальный вариант является первый, поэтому дальнейшие расчеты будут производится для данного варианта.

3 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

При технико-экономическом сравнении сопоставляются только допустимые по техническим требованиям варианты, то есть такие, в которых потребитель получает нужную электроэнергию заданного качества при заданной степени надежности.

Ранее были выбраны варианты схем сети №1 и №2.

На данном этапе из них необходимо выбрать оптимальный по технико-экономическим показателям. Сопоставление вариантов осуществляется в результате расчетов минимума сумарных дисконтированных затрат, вычисляемых по формуле:

$$З = \sum_{t=1}^{Tp} (К + И) \cdot (1 + d)^{-t}, \quad (13)$$

Tp- длительность периода суммирования затрат;

К – капитальные вложения, необходимые для сооружения сети, тыс руб.;

d – ставка дисконтирования %;

И–издержки производства, руб./год.

3.1 Расчёт капиталовложений

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

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

$$К = К_{ПС+С} + К_{ВЛ} \quad (14)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций включают в себестоимость силовых трансформаторов и компенсирующих устройств,

сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории и т.д.

$$K_{ПС+С} = (K_{ТР} + K_{ВГ} + K_{РУ} + K_{ПОСТ} + K_{ОТ.З}) \cdot K_{ИНФ} \cdot 1,4, \quad (15)$$

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

$K_{ВГ}$ – затраты на ветрогенераторы, тыс руб и электрические сети от ветровых генераторов до подстанции;

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схему РУ и от класса номинального напряжения, тыс руб.;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат, тыс руб.;

$К_{ОТ,З}$ - стоимость отвода земли для строительства ПС, тыс руб.;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции, равен 9,5

Для Вяземской ВЭС выбраны генераторы АЭРО-3.6-126 в количестве 81 шт.

Сведем в таблицу 17 общие капиталовложения по подстанциям и станциям для схемы №1 и схемы №2, РУ выполненной на напряжение 220 кВ по схеме «Мостик с выключателем в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линии».

Таблица 17 - Стоимость трансформаторов, КУ

Схема	$К_{ОТ,З}$	$K_{ПОСТ}$	$K_{ТР}$	K	$K_{ОРУ}$
1	7000	9000	18000	338000	22000
2	7000	9000	18000	338000	22000

Значения расчёта постоянной части затрат, представлены в таблице 18.

Общие капиталовложения на сооружения подстанций, рассчитываем по формуле (25), тыс.руб.:

$$K_{ПС+Ссх1} = (70000 + 9000 + 22000 + 18000 + 38000) \cdot 11 \cdot 1,4 = 3886500 \text{ тыс.руб}$$

$$К_{ПС+Ссх2} = (70000 + 9000 + 22000 + 18000 + 38000) \cdot 11 \cdot 1,4 = 3886500 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружения ЛЭП определяются как:

$$К_{Л} = (К_{ОТЗ} + К_{ЛЭП}) \cdot К_{П} \cdot 1,4, \quad (16)$$

$$К_{ЛЭП} = К_{0} \cdot L_{ЛЭП}, \quad (17)$$

где $К_{0}$ – удельные капиталовложения на строительство одного километра ВЛ, тыс руб./км;

$L_{ЛЭП}$ – длина трассы, км;

$З_{П}$ - затраты на вырубку просеки, тыс руб./км;

$К_{п}$ – переводной коэффициент.

$$К_{ОТЗ} = S_{ОТЗ} \cdot L_{ЛЭП} \cdot ц + З_{П} \cdot L_{ЛЭП}, \quad (18)$$

где $S_{ОТЗ}$ - площадь отвода земли

$ц$ - цена (7 руб/м^2)

$$К^{220}_{ОТЗ} = (100 \cdot 284 \cdot 7) + 95000 \cdot 10 = 96988 \text{ тыс.руб}$$

$$К^{220}_{ЛЭП} = 538040 \text{ тыс.руб}$$

$$К_{Л} = (538040 + 96988) \cdot 9,5 \cdot 1,4 = 200553 \text{ тыс.руб}$$

Для 2 схемы считаем подобным образом.

Таким образом, мы видим, что удельные капиталовложения в строительство линий отличаются друг от друга в зависимости от разного сечения провода, а также числа цепей на опоре

Таблица 18 – Капиталовложения схем

Вариант №1			Вариант №2		
$К_Л$, тыс.руб	Кпс+с, тыс.руб	К, тыс.руб	$К_Л$, тыс.руб	Кпс+с, тыс.руб	К, тыс.руб
200553	3886500	4087053	4011054	3886500	4287654

3.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки - расходы необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года.

Эксплуатационные издержки включают в себя расходы на эксплуатацию ЛЭП, расходы на эксплуатацию подстанций, стоимость потерь электроэнергии.

$$И = И_{АМ} + И_{ЭР} + И_{\Delta W} \tag{19}$$

где $И_{АМ}$ – ежегодные амортизационные отчисления оборудования, руб.;

$И_{ЭР}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования, руб.;

$И_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии, руб.

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

$$И_{АМ} = \frac{К}{Т_{ср}}, \tag{20}$$

где $К$ – капиталовложения в сооружение, тыс. руб.;

$Т_{ср}$ – срок службы оборудования, принимается равным двадцати годам.

$$И_{АМсх1} = \frac{4087053}{20} = 204352 \text{ тыс.руб/год;}$$

$$И_{АМсх2} = \frac{4287654}{20} = 214382,7 \text{ тыс.руб/год.}$$

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии.

Они определяются через нормы отчислений и капитальные вложения.

$$И_{ЭР} = \alpha_{нэоЛЭП} \cdot К_{ЛЭП} + \alpha_{нэоПС} \cdot К_{ПС+С} \quad (21)$$

где $\alpha_{нэоЛЭП}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ, принимается равным $\alpha_{нэоЛЭП} = 0,008$;

$\alpha_{нэоПС}$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС, для напряжения 220 кВ $\alpha_{нэоПС} = 0,059$.

$$И_{ЭРсх1} = 0,008 \cdot 3886500 + 0,059 \cdot 200553 = 13321 \text{тыс.руб}$$

$$И_{ЭРсх2} = 0,008 \cdot 3886500 + 0,059 \cdot 4011054 = 2383832 \text{ тыс.руб}$$

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

$$И_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\square W} \quad (22)$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\square W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии. [21]

Стоимость потерь принимаем равным – 2 руб/кВт·ч

Значения потерь примем с результата расчета в ПВК RastrWin3.

Таблица 19 – Потери в силовых трансформаторах

Схема	$\Delta W_{Л}$	$\Delta W_{ТР}$
1	721	432
2	2201	432

Потери в элементах сети

$\Delta W1 = 721+432=1153$

$\Delta W2 = 2201+432=2633$

Затраты сетевой организации на компенсацию потерь электроэнергии, возникающих в электросетевом комплексе, тыс. руб:

$$И_{\Delta W1} = 1153 \cdot 2 = 2306$$

$$И_{\Delta W2} = 2633 \cdot 2 = 5266$$

Эксплуатационные издержки определяем по формуле (22), тыс.руб:

$$И_1 = 204352 + 13321 + 2306 = 328820$$

$$И_2 = 214328,7 + 209965 + 5266 = 448676$$

3.3 Определение дисконтированных затрат и выбор оптимального варианта сети

Статические приведённые затраты находим по формуле, тыс.руб.:

$$З_{сх1} = \sum_{t=1}^{5}(3892036 + 13321) \cdot (1 + 0{,}14)^{-5} = 678432 \text{ тыс.руб}$$

$$З_{сх2} = \sum_{t=1}^{5}(4199864 + 2383822) \cdot (1 + 0{,}14)^{-5} = 826143 \text{ тыс.руб}$$

Вывод: Для дальнейшего расчета выбираем схему № 1, рассчитанную в габаритах 220 кВ, т.к. она имеет меньшие среднегодовые затраты, меньшие издержки и меньшие капиталовложения.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах 220кВ ПС Вяземская, согласно РД 153-34.0-20.527-98 (руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования). Расчет токов КЗ будет произведен с помощью RastrWin 3.

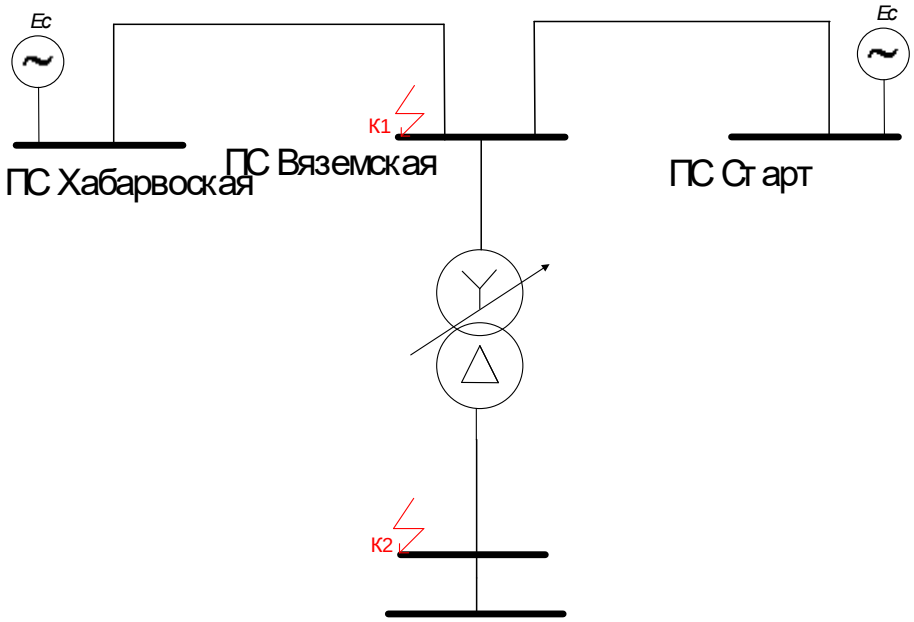


Рисунок 7 – расчетная схема токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования, а также для расчета уставок релейной защиты и автоматики.

Схема замещения прямой последовательности, для ВЭС Вяземская, представлена на рисунке 8:

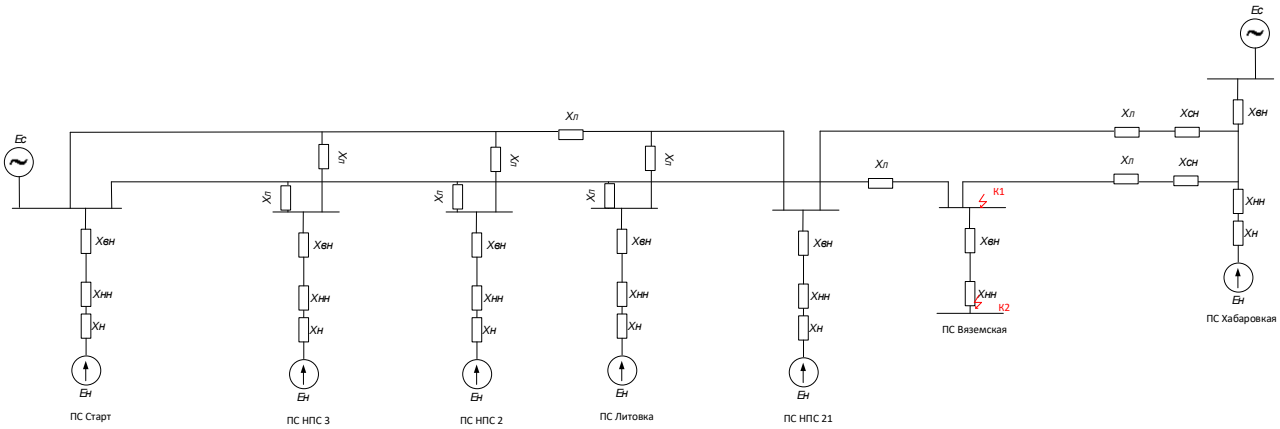


Рисунок 8 - Схема замещения прямой последовательности

При расчете начального значения периодической составляющей они должны быть представлены в исходной схеме замещения сверхпереходными ЭДС и сверхпереходными индуктивными сопротивлениями. Все остальные элементы исходной расчетной схемы должны быть представлены в схеме замещения сопротивлениями прямой последовательности.

Трехобмоточные трансформаторы, автотрансформаторы, трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения должны быть представлены своими схемами замещения.

Схема замещения обратной последовательности по конфигурации аналогична схеме замещения прямой последовательности, т.е. в ней должны быть представлены все элементы исходной расчетной схемы, но в тоже время в ней ЭДС всех генерирующих ветвей условно приняты равными нулю.

Схема замещения нулевой последовательности, для ВЭС Вяземская, представлена на рисунке 9:

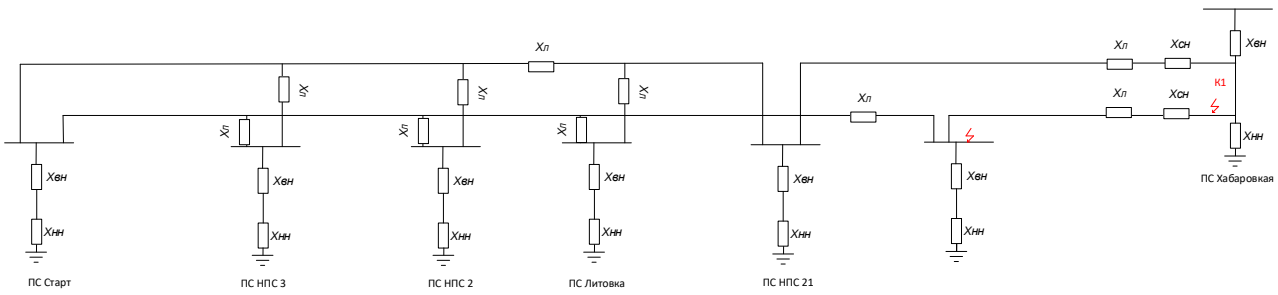


Рисунок 9 - Схема замещения нулевой последовательности

4.1. Расчет токов короткого замыкания в программе RastrWin3

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – у.

Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с

указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{ПО}^{(3)} \quad (23)$$

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

$K_{уд}$ – ударный коэффициент.

Для части системы, с которой подстанция связана ВЛ напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен 1,61,[9] значение постоянной времени $T_a = 0,03 - 0,04$ [9].

Апериодическая составляющая тока КЗ, рассчитывается следующим образом:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \quad (24)$$

Рассчитываем апериодическую составляющую трехфазного тока КЗ, прямой последовательности:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 21,05 = 29,77 \text{ кА}$$

Рассчитываем ударный трехфазный ток КЗ, прямой последовательности:

$$I_{1.уд} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 21,05 = 47,9 \text{ кА}$$

Таблица 20 - Токи КЗ.

Тип КЗ	Точка КЗ	$I_{кз}$ кА	$i_{уд}$ кА	$i_{ат}$
Трехфазный	К1 ВН	21,05	47,9	29,77
Двухфазный	К1 ВН	10,5	23,9	14,85
Однофазный на землю	К1 ВН	21,05	47,9	29,77
Однофазный	К1 ВН	10,52	23,95	14,88
Трехфазный	К2 НН	34,65	30,59	36,57
Двухфазный	К2 НН	32,32	35,28	33,28
Однофазный на землю	К2 НН	3,59	38,17	35
Однофазный	К2 НН	31,92	34,37	32,7

Также для выбора электрического оборудования ПС необходимо рассчитать номинальные рабочие токи в элементах подстанции.

Оборудование должно выдерживать полную мощность транзита, на случай аварии или ремонта на одной из линий.

Номинальные рабочие токи:

$$I_{ном1} = \frac{(S)}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (25)$$

$$I_{ном1} = \frac{280000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 734,8 \text{ А};$$

$$I_{ном2} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot U_{НН}}, \quad (26)$$

$$I_{ном2} = \frac{280000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 4619 \text{ А};$$

Таблица 21 - Рабочие токи

Расположение	Номинально рабочий ток, А.
ВН	734,8
НН	4619

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 220 КВ И 10 КВ ПС ВЯЗЕМСКАЯ

5.1 Характеристика однолинейной схемы ВЭС Вяземская

На ВН стороне схема Вяземская – схема 5Н — Мостик с выключателем в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линии.

На НН –одна рабочая секционнированная выключателем система шин, данная схема применяется на напряжение 35–220 кВ для ПС с наличием парных ВЛ и ВЛ, резервируемых от других ПС, нерезервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при отсутствии требований сохранения в работе всех присоединений при ревизии секции шин. Подробная однолинейная схема представлена на листе 4.

5.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального

Распределительные устройства подразделяются на следующие конструктивные исполнения:

- открытые (ОРУ) распределительные устройства – это устройства, у которых основное оборудование располагается на открытом воздухе. ОРУ обладают следующими достоинствами:

- удобный доступ для наблюдения за всем оборудованием;

- простота расширения и модернизации;

- относительно низкая цена.

- закрытые(ЗРУ) распределительные устройства - это устройства, оборудование которых устанавливается в закрытых помещениях.

Такие устройства применяются при строительстве подстанций в близи жилых домов, а также в районах Крайнего Севера. Главным достоинством ЗРУ по сравнению с ОРУ является меньшая занимаемая площадь, поскольку расстояние между токоведущими частями в закрытых устройствах меньше, чем в открытых. Размещение таких устройств обосновано на промышленных предприятиях и в городских условиях с интенсивной застройкой.

ВЭС Вяземская будет исполняться в виде ЗРУ 220 кВ и КРУ 10 кВ.

5.3 Выбор и проверка выключателей

Произведем типовой расчет выбора выключателя для ОРУ 220 кВ, изначально примем к установке выключатель ВГТ-220 ХЛ 1.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (27)$$

$$B_к = 10{,}5^2 \cdot (2{,}035 + 0{,}03) = 227{,}6\,кА^2с;$$

Проверим выключатель по основным параметрам.

1) Выключатель проверяется по напряжению

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (28)$$

$$220кВ \geq 220кВ$$

2) Выключатель проверяется по длительно допустимому току

$$I_{ном} \geq I_{р.ном}; \quad (29)$$

$$1250А \geq 734{,}8А$$

3) Выключатель проверяется по отключающей способности

$$I_{откл.ном} \geq I_{ПО}; \quad (30)$$

$$63 \geq 21,05\text{А}$$

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \quad (31)$$

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 21,05$$

$$63 \geq 44,6\text{А}$$

4) Выключатель проверяется на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{\text{к}} = 21,05^2 \cdot (0,05 + 0,1 + 0,05) = 88,6\text{кАс};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (32)$$

Где $t_{\text{тер}}$ - длительность протекания термического тока по каталогу

$$63^2 \cdot 3 \geq 458,9 \text{ к}\text{А}^2\text{с}$$

$$11907 \geq 458,9 \text{ к}\text{А}^2\text{с}$$

Результаты выбора сведем в таблицу 22.

Таблица 22 - Параметры линейного выключателя ВГТ-220 ХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 220$ кВ	$U_{\text{уст}} = 220$ кВ	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}}$ 1250 A	$I_{max1} = 734,8\ A$	$I_{max} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 63$ кА	$I_{\text{п}0} = 10,5$кА	$I_{\text{п}0} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 63$ кА	$i_{\text{у}} = 47,9$ кА	$i_{\text{у}} < i_{\text{вкл.}}$

Продолжение таблицы 22

1	2	3
$I_{дин} = 130кА$	$I_{п\,0} = 21{,}05кА$	$I_{п0} < I_{дин}$
$i_{дин} = 130$ кА	$i_у = 47{,}9$ кА	$i_у \leq i_{дин}$
$i_{.аном} = 63$ кА	$i_а = 29{,}77$ кА	$i_а < i_{аном.}$
$В_{Кном} = 11907$ КА^{2}с	$В_к = 227{,}6$ КА^{2}с	$В_к < В_{Кном}$

Таблица 23 - Параметры секционного выключателя ВГТ УЭМТ-220 ХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{ном}$ 1500 A	$I_{max1} = 734{,}8\ A$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{отклном} = 63$ кА	$I_{п\,0} = 10{,}5кА$	$I_{п0} < I_{отклном}$
$i_{вкл.} = 63$ кА	$i_у = 47{,}9$ кА	$i_у < i_{вкл.}$
$I_{дин} = 120кА$	$I_{п\,0} = 21{,}05кА$	$I_{п0} < I_{дин}$
$i_{дин} = 120$ кА	$i_у = 47{,}9$ кА	$i_у \leq i_{дин}$
$i_{.аном} = 63$ кА	$i_а = 29{,}77$ кА	$i_а < i_{аном.}$
$В_{Кном} = 10907$ КА^{2}с	$В_к = 227{,}6$ КА^{2}с	$В_к < В_{Кном}$

Данный выключатель удовлетворяет условиям проверки.

5.4 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

Таблица 24 - Разъединитель линейный РГ 220

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
1	2	3
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{ном} = 1250\ A$	$I_{max1} = 734{,}8\ A$	$I_{max} \leq I_{ном}$

Продолжение таблицы 24

1	2	3
$I_{\text{отклном}} = 40$ кА	$I_{\text{п}\,0} = 10{,}5$кА	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 40$ кА	$i_{\text{у}} = 47{,}9$ кА	$i_{\text{у}} < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 100$кА	$I_{\text{п}\,0} = 21{,}05$кА	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 100$ кА	$i_{\text{у}} = 47{,}9$ кА	$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$
$i_{.\text{аном}} = 40$ кА	$i_{\text{а}} = 29{,}77$ кА	$i_{\text{а}} < i_{\text{аном.}}$
$\text{В}_{\text{Кном}} = 11907$ КА^{2}с	$\text{В}_{\text{к}} = 227{,}6$ КА^{2}с	$\text{В}_{\text{к}} < \text{В}_{\text{Кном}}$

Таблица 25 - Разъединитель секционный РН СЭЩ 220

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 220$ кВ	$U_{\text{уст}} = 220$ кВ	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1500\ A$	$I_{max1} = 734{,}8\ A$	$I_{max} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 50$ кА	$I_{\text{п}\,0} = 10{,}5$кА	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 50$ кА	$i_{\text{у}} = 47{,}9$ кА	$i_{\text{у}} < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 110$кА	$I_{\text{п}\,0} = 21{,}05$кА	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 110$ кА	$i_{\text{у}} = 47{,}9$ кА	$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$
$i_{.\text{аном}} = 50$ кА	$i_{\text{а}} = 29{,}77$ кА	$i_{\text{а}} < i_{\text{аном.}}$
$\text{В}_{\text{Кном}} = 12907$ КА^{2}с	$\text{В}_{\text{к}} = 227{,}6$ КА^{2}с	$\text{В}_{\text{к}} < \text{В}_{\text{Кном}}$

Данный разъединитель удовлетворяет условиям проверки.

5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

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

Предварительно выберем ТОГФ-220кВ

Таблица 26 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_{\text{Н}}$, кВ	l, м
220	$60 - 75$
10	10

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм^2, тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (33)$$

$$Z_{2р} = r_{приб} + r_{пр} + r_{к}, \quad (34)$$

где $r_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов (принимаем равным 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{н}}{}^2}; \quad (35)$$

ОРУ 220 кВ:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0{,}0283 \cdot 75}{4} = 0{,}53 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1{,}7}{5^2} = 0{,}068 \text{ Ом};$$

$$Z_{2\text{н}} = 0{,}068 + 0{,}53 + 0{,}1 = 0{,}7 \text{ Ом};$$

Таблица 27 - Измерительные приборы и приборы учета ОРУ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		A	B	C
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Ваттметры	М4В2Р	0,5	0,5	0,5
Варметры	СТ3021	0,5	0,5	0,5
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 28 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока ТОГФ-220 кВ установленного на линии

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}$ = 220 кВ	$U_{уст}$ = 220 кВ	$U_{уст} \leq U_{н}$
$I_{ном}$ = 500 А	$I_{раб.max}$ = 734,8 А	$I_{раб.max} \leq I_{н}$
$Z_{2н}$ = 1,8 Ом (для класса точности 0,2S)	Z_2 = 1,7 Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв}$ = 100 кА	$i_{уд}$ = 47,9 кА	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном}$ = 11907 кА^2·с	$B_к$ = 227,6 кА^2·с	$B_{Кном} > B_к$

Таблица 29 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока ТЗЛМ-220 кВ установленного на линии

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}$ = 220 кВ	$U_{уст}$ = 220 кВ	$U_{уст} \leq U_{н}$
$I_{ном}$ = 300 А	$I_{раб.max}$ = 734,8 А	$I_{раб.max} \leq I_{н}$
$Z_{2н}$ = 0,9 Ом (для класса точности 0,2S)	Z_2 = 0,7 Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв}$ = 120 кА	$i_{уд}$ = 47,9 кА	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном}$ = 10907 кА^2·с	$B_к$ = 227,6 кА^2·с	$B_{Кном} > B_к$

5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке

Предварительно выберем трансформатор напряжения НАМИ-220.

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин.

Счетчики принимаем цифровые.

Таблица 30 - Вторичная нагрузка на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Вольтметр	Э335	2	1	2	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	2	20
Счётчик активной энергии	Меркурий 230	8	2	3	48
Счётчик реактивной энергии	Меркурий 230	8	2	3	48
Итого					120

Суммарная мощность приборов:

120 ВА ≤ 140 ВА

Таблица 31 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-220 установленного на линии

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}$ = 220 кВ	$U_{уст}$ = 220 кВ	$U_{уст} \le U_{ном}$
$S_{ном}$ = 140 ВА	S_{Σ} = 120 ВА	$S_{\Sigma} \le S_{ном}$

Выбранный трансформатор тока прошел проверку.

5.7 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

Принимаем гибкую ошиновку, АС 300/39 с длительно допустимым током 805 А.

Выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{maxBH} \le I_{ДОП};$$

$734,8 \le 805$ – условие выполняется.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (35)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{88,6 \cdot 10^6}}{91} = 103,4 \text{ мм}^2;$$

$q_{\min} < q$ – условие выполняется.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64}; \quad (36)$$

$$J = \frac{3.14(70^2 - 64^2)}{64} = 39 \text{ см}^4;$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (37)$$

$$f_0 = 200 \; Гц;$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{39}{8}} = 2,008 \; м^2;$$

$$l = \sqrt{2,008} = 1,417 \; м;$$

Принимаем $l = 1,35$ м;

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}; \quad (38)$$

a – расстояние между фазами для 220 кВ равно 2 м;[9]

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{47900^2}{2} = 198,7 \; Н / м;$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_ф}; \quad (39)$$

$$W_ф = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D} = 1,9 \; см^3; \quad (40)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{198,7 \cdot 6^2}{10 \cdot 1,9} = 37,65\ МПа;$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{ДОП}\,. \qquad (41)$$

Для выбранной шины $\sigma_{ДОП} = 40\ МПа$, следовательно условие по механической прочности выполняется и выбранная шина подходит для установки.

Таблица 32 - Сопоставление данных для жестких шин на ОРУ 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1000$ А	$I_{раб.max} = 734,8$ А	$I_{раб.max} \le I_{ном}$
$B_{к.ном} = 11907$ кА^{2}с	$B_к = 227,6$ кА^{2}с	$B_к \le B_{к.ном}$
$q = 632$ мм^2	$q_{\min} = 103,4$ мм^2	$q_{\min} \le q$
$\sigma_{доп} = 40$ МПа	$\sigma_{расч} = 88,6$ МПа	$\sigma_{расч} \le \sigma_{доп}$

5.8 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

Опорный изолятор предназначен для крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций, комплектных распределительных устройствах.

По конструкции представляет собой деталь из изоляционного материала цилиндрической или конической формы, внутрь которой заделана металлическая арматура с резьбовыми отверстиями для крепления шин и монтажа изолятора. Условия выбора;

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \le U_{НОМ}; \qquad (42)$$

$$220 \le 220;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \le F_{ДОП} \quad (43)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (44)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot 30000 = 18000\ H;$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (45)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (46)$$

$$k_h = \frac{1000 + 87 + \frac{80}{2}}{1000} = 1,11;$$

$$F_{расч} = 198,7 \cdot 1,1 \cdot 2 = 437,14 H;$$

К установке приняты опорные изоляторы ИО-220-400 с допустимой нагрузкой на изгиб:

Таблица 33 - Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{расч} = 220$ кВ	$U_{ном} \le U_{расч}$
$F_{доп} = 18000$ Н	$F_{расч} = 437,14$ Н	$F_{расч} \le F_{доп}$

$F_{расч} \le F_{ДОП}$ – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

Таким образом, опорный изолятор ИО-220-400 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

5.9 Выбор ОПН

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \ge U_{РАБ} \tag{47}$$

Принимаем первоначально ОПН–П1–220/210/35 У1 по номинальному напряжению 220 кВ.

$$220\text{кВ} \ge 220\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \ge U_{РАБ.МАХ} \tag{48}$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1{,}15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}} \tag{49}$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1{,}15 \cdot 220}{\sqrt{3}} = 189{,}44\text{кВ}$$

$$210\,\text{кВ} \ge 189{,}44\,\text{кВ}$$

Выбранный выше тип ОПН проверяется на обеспечение им требуемого защитного уровня коммутационных перенапряжений.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение

остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения $U_{КИ}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{ост.к} \le U_{ки} / (1{,}15 - 1{,}2) \quad (50)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1{,}41 \cdot 1{,}35 \cdot 0{,}9 \cdot U_{исп50} \quad (51)$$

где - $U_{исп50}$ 50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимаем равным 228 кВ.[22]

$$U_{ки} = 1{,}41 \cdot 1{,}35 \cdot 0{,}9 \cdot 228 = 319{,}3 \text{ кВ}$$

$$275 \le 319{,}3 / (1{,}2) \text{ кВ}$$

$$275 \le 282{,}75 \text{ кВ}$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{вн}$.

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0{,}15 - 0{,}25) \quad (52)$$

где $U_{доп}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений(450);

$$A_{вн} = (450 - 175) / 450 > 0{,}25$$

$$A_{вн} = 0,61 > 0,25$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{гр}$:

$$A_{гр} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,2 - 0,25) \quad (53)$$

$$A_{гр} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{гр} = 0,61 > 0,25$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 110-750 кВ определяется как:

$$Э = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n. \quad (54)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{ост}$ – остающиеся напряжение на ограничителе (596 кВ);

Z_B – волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны, составляет 740 Ом;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}. \quad (55)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения в месте ее возникновения, принимается равным 900 кВ;

k – коэффициент полярности, принимается равным $0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защитного подхода 2,5 км.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 900} = 644 \text{ кВ}.$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}. \quad (56)$$

где β – коэффициент затухания волны, принимается 0,91;

c – скорость распространения волны, составляет 300000 км/с.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 3000000} = 10,99 \text{ мкс};$$

$$Э = \left(\frac{644 - 596}{740} \right) \cdot 596 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 849,74 \text{ кДж}.$$

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН:

$$Э' = \frac{Э}{U_{НОМ}}; \quad (57)$$

$$Э' = \frac{849,74}{220} = 3,86 \text{ кДж/кВ}.$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \le 3,86 \le 4,5$ кДж/кВ.

Номинальное напряжение ОПН должно быть не менее наибольшего

эквивалентного квазистационарного перенапряжения, определяемого по формуле:

$$U_{экв} = U_к \left(\frac{T_к}{10} \right)^m ; \quad (58)$$

где UK - амплитуда квазистационарного перенапряжения;

Тк - продолжительность квазистационарного перенапряжения в секундах;

Uэкв - амплитуда эквивалентного 10-секундного квазистационарного перенапряжения;

m - показатель степени, описывающей характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени». В качестве усредненного значения может принять m = 0,02.

$$U_{экв} = 319,3 \left(\frac{10^{-7}}{10} \right)^{0,02} = 201,5$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 34 - Параметры ОПН–П1–220/210/35 ХЛ1

Тип ОПН	ОПН–П1–220/210/35 ХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	210
Номинальный разрядный ток, кА	35
Остающееся напряжение, кВ	275
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

5.10 Выбор и проверка ячеек КРУ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в

них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. Принимаем к установке на напряжении 35 кВ КРУ-СЭЩ-65-35 со встроенными вакуумными силовыми выключателями ВВУ-СЭЩ-35, в таблице 35 представлены его параметры, на рисунке 10 внешний вид ячейки.

Таблица 35 - Параметры КРУ-СЭЩ-65-35

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	5000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	20
Электродинамическая стойкость, кА	51
Термическая стойкость, кА/с	20
Тип выключателя	Вакуумный
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

Выбор и проверка ячеек КРУ 35 кВ.

Выбор ячеек КРУ производится аналогично выбору выключателей.

1 По напряжению установки:

$$35\ \text{кВ} \geq 35\ \text{кВ}.$$

2 По току продолжительного режима:

$$5000\ \text{А} \geq 4619\ \text{А}.$$

Проверка ячеек КРУ.

1 По отключающей способности: на отключение периодической составляющей тока КЗ и на отключение полного расчётного тока КЗ КРУ проверятся при выборе встроенных в него выключателей. Номинальное

допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t рассчитывается для встроенного выключателя.

2 По термической стойкости выключателя

Тепловой импульс:

$$B_к = I^2_{По} \cdot (t_{отк} + T_{а.к2}), \quad (59)$$

$$B_к = 34,65^2 \cdot (0,08 + 0,01) = 707,94 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$1200 \text{ кА} \geq 707,94 \text{ кА}.$$

3 По электродинамической стойкости :

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд.к2}, \quad (60)$$

$$41 \text{ кА} \geq 30,59 \text{ кА}.$$

Таблица 36 - Условия выбора и проверки ячеек КРУ

$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 5000$ А	$I_{раб.\max} = 4619$ А	$I_{раб.\max} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 20$ кА	$I_{п.о} = 34,65$ кА	$I^{(3)}_{ПО} \leq I_{откл.ном}$
$i_{пр.скв} = 51$ кА	$i_{уд} = 30,59$ кА	$i_{УД} \leq i_{пр.скв}$
$I_{пр.скв} = 20$кА	$I^3_{п.о} = 34,65$ кА	$I_{ПО} \leq I_{пр.скв}$
$i_{вкл} = 51$ кА	$i_{уд} = 30,59$ кА	$i_{УД} \leq i_{ВКЛ}$
$I_{вклном} = 20$ кА	$I^3_{п.о} = 35,59$ кА	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛНОМ}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_к = 707,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_к \leq I^2_{тер} \cdot t_{тер}$
$i_{аНОМ} = 22,274$ кА	$i_{at} = 36,57$ кА	$i_{at} \leq i_{аНОМ}$

КРУ марки СЭЩ-65-35 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

5.11 Выбор и проверка выключателей

В качестве силовых выключателей в КРУ применяются ВВУ-СЭЩ-35.

Таблица 37 - Сопоставление каталожных и расчетных данный при выборе вводного выключателя 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{уст} \le U_{ном}$
$I_{ном} = 5000$ А	$I_{раб.\max} = 4619$ А	$I_{раб.\max} \le I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 20$ кА	$I_{п.о} = 34,65$ кА	$I_{ПО}^{(3)} \le I_{откл.ном}$
$i_{пр.скв} = 51$ кА	$i_{уд} = 30,59$ кА	$i_{УД} \le i_{пр.скв}$
$I_{пр.скв} = 20$кА	$I^{3}_{п.о} = 34,65$ кА	$I_{ПО} \le I_{пр.скв}$
$i_{вкл} = 51$ кА	$i_{уд} = 30,59$ кА	$i_{УД} \le i_{ВКЛ}$
$I_{вклном} = 20$ кА	$I^{3}_{п.о} = 35,59$ кА	$I_{ПО} \le I_{ВКЛНОМ}$
$B_{к.ном} = 1200$ кА$^2 \cdot$с	$B_к = 707,94$ кА$^2 \cdot$с	$B_к \le I^2_{тер} \cdot t_{тер}$
$i_{аНОМ} = 22,274$ кА	$i_{at} = 36,57$ кА	$i_{at} \le i_{аНОМ}$

Выбранные выключатели на стороне 35 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

5.12 Выбор и проверка трансформаторов тока

Принимаем к установке в вводной ячейке ТОЛ-СЭЩ-35-1000.

Таблица 38 - Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		A	B	C
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ	0,2	0,2	0,2
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 39 - Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}$ = 35 кВ	$U_{уст}$ = 35 кВ	$U_{уст} \leq U_{н}$
$I_{ном}$ = 5000 А	$I_{раб.max}$ = 4619 А	$I_{раб.max} \leq I_{н}$
$Z_{2н}$ = 1,2 Ом (для класса точности 0,5)	Z_2 = 0,53 Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин}$ = 100 кА	$I_{уд}$ = 30,59 кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном}$ = 1200 кА^2·с	$B_к$ = 707,94 кА^2·с	$I_T^2 \cdot t_T > B_к$

Для ТТ в секционной ячейке и на отходящих фидерах:

5.13 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-10.

Таблица 40 - Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ	7,5	14	105
Итого				122

Таблица 41 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-35

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}$ = 35 кВ	$U_{уст}$ = 35 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном}$ = 400 ВА	S_{Σ} = 122 ВА	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора.

5.14 Выбор и проверка токоведущих частей

Принимаем пакет из алюминиевых прямоугольных шин АД31Т1 сечением 50х5 мм

$q = 500\ мм^2;\ I_{ДОП} = 745\ А;$

Выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{maxНН} \le I_{ДОП}; \tag{61}$$

$1616,6 \le 1745$ – условие выполняется.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_К}}{C}; \tag{62}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1,94 \cdot 10^3}}{91} = 15,3\ мм^2;$$

$q_{\min} < q$ – условие выполняется.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \tag{63}$$

$$J = \frac{5 \cdot 5^3}{12} = 43\ см^4;$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (64)$$

$$f_0 = 200 \; Гц;$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{43}{5}} = 2,008 \; м^2;$$

$$l = \sqrt{2,008} = 1,417 \; м;$$

Принимаем $l = 1,35$ м;

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{УД}^2}{a}; \quad (65)$$

a – расстояние между фазами для 10 кВ равно 0,22 м;

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{10590^2}{0,22} = 88,3 \; Н / м;$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_ф}; \quad (66)$$

$$W_ф = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (67)$$

$$W_ф = \frac{5 \cdot 5^2}{6} = 10,667\ см^3;$$

$$\sigma_{расч} = \frac{88,3 \cdot 1,35^2}{10 \cdot 10,667} = 1,5\ МПа;$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{ДОП}. \quad (68)$$

Для выбранной шины $\sigma_{ДОП} = 20\ МПа$, следовательно условие по механической прочности выполняется и выбранная шина подходит для установки.

Таблица 42 - Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 4750$ А	$I_{раб.max} = 4619$ А	$I_{раб.max} \le I_{ном}$
$B_{к.ном} = 1200$ кА^{2}с	$B_к = 707,94$ кА^{2}с	$B_к \le B_{к.ном}$
$q = 500$ мм^2	$q_{min} = 15,3$ мм^2	$q_{min} \le q$
$\sigma_{доп} = 20$ МПа	$\sigma_{расч} = 1,5$ МПа	$\sigma_{расч} \le \sigma_{доп}$

5.15 Выбор и проверка изоляторов

К установке приняты опорные изоляторы ИО-35-33,75 с допустимой нагрузкой на изгиб:

Условия выбора;

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \le U_{НОМ}; \quad (69)$$

$$35 \le 35;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \le F_{ДОП} \quad (70)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (71)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot 6000 = 3600\ H;$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (72)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (73)$$

$$k_h = \frac{150 + 90 + \frac{10}{2}}{140} = 1,654;$$

$$F_{расч} = 88,3 \cdot 1,35 \cdot 1,654 = 197,2\ H;$$

Таблица 43 - Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{расч} = 35$ кВ	$U_{ном} \le U_{расч}$
$F_{доп} = 3600$ Н	$F_{расч} = 285,8$ Н	$F_{расч} \le F_{доп}$

$F_{расч} \le F_{ДОП}$ – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

Таким образом, опорный изолятор ИО-35-33,75 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

5.16 Выбор ОПН

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}. \quad (74)$$

Принимаем первоначально ОПН-П1-35/34,5/35 ХЛ1 по номинальному напряжению 35 кВ.

$$35\text{кВ} \geq 35\text{кВ}.$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}; \quad (75)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1{,}15 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 33{,}9 \text{ кВ};$$

$$35 \text{ кВ} \geq 33{,}9 \text{кВ}.$$

Энергия пропускаемую ОПН во время грозового импульса для сетей 3-35 кВ определяется:

$$Э = 0{,}5 \cdot C \cdot \left[\left(K_{П} \cdot 0{,}82 \cdot U_{НР} \right)^2 - (1{,}77 \cdot U_{Н.Д})^2 \right]; \quad (76)$$

где C – емкость кабельной линий;

$K_{П}$ – кратность резонансных перенапряжений, равная 2,5;

$U_{НР}$ – наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{НД}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Ёмкость кабельной линий определяется как:

$$C = l \cdot C_0 . \quad (77)$$

где $C_0 = 0,25$ мкФ/км – удельная емкость кабеля АПВВНГ(А)-LS-3х50/16-10, который использован в сети 10 кВ;

l = 4,35 км – длина самой длиной линии в сети 10 кВ.

$$C = 4,35 \cdot 0,25 = 1,1 \text{ мкФ};$$

$$Э = 0,5 \cdot 1,1 \cdot \left[(2,5 \cdot 0,82 \cdot 10)^2 - (1,77 \cdot 10,5)^2 \right] = 41,17 \text{ кДж}.$$

Удельная энергоемкость ОПН составит:

$$Э' = \frac{41,17}{10} = 4,12 \text{ кДж/кВ}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \le 4,12 \le 4,5$ кДж/кВ. Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 44 - Параметры ОПН-П1-35/34,5/35 ХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-35/34,5/35 ХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	32
Номинальный разрядный ток, кА	35
Остающееся напряжение, кВ	13
Длина пути утечки, см	88
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ ВЯЗЕМСКАЯ

6.1 Выбор и проверка заземления подстанции Вяземская

Выбор заземления приведен на напряжения 220 кВ. Заземляющие устройства представляют собой комплексные системы, физические параметры и форма которых определяются расположением электрооборудования. Обычно они состоят из сетки с прямоугольными ячейками, к которой подключаются вертикальные электроды молниеотводов. Дополнительно, вертикальные электроды могут быть размещены вдоль периметра сетки для достижения необходимого сопротивления заземления [15].

Заземление рассчитывается для подстанции Вяземская.

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры проектируемой ПС [17]:

А=67 м,

В= 43 м,

Площадь, которая используется под заземлитель ПС (РУ) размером а х b.

$$S = (a + 2 \cdot 1{,}5) \cdot (b + 2 \cdot 1{,}5), \quad (78)$$

$$S = (67 + 2 \cdot 1{,}5) \cdot (43 + 2 \cdot 1{,}5) = 4214 \text{ м}^2,$$

В качестве горизонтального заземлителя выбираем сталь диаметром 11 мм (сечение F = 95 мм2). Т.к. ПС 220 кВ, то необходима проверка на термическую и коррозийную стойкость:

$$F_{тер.ст} = \sqrt{\frac{I_{КЗ}{}^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (79)$$

где Iкз – наибольший ток КЗ, А;

t - время отключения (время срабатывания р.з. и отключения выключателя), с. Принимаем равным 0,045 с;

β - коэффициент, зависящий от вида проводника (для стали β = 21), определяется по ПУЭ.

$$F_{тер.ст} = \sqrt{\frac{44 \cdot 10^3 \cdot 0,045}{400 \cdot 21}} = 56,7 \text{ мм}^2,$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{ср} \cdot (D_{пр} + S_{ср}), \quad (80)$$

$$S_{ср} = a_k ln^3 T + b_k In^2 T + c_k lnT + \alpha_k, \quad (81)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k - коэффициенты, зависящие от состава грунта, принимаем 0,0026; 0,00915; 0,014 и 0,0224 соответственно;

Т - время использования заземлителя, мес. Расчётный срок службы принимается равным 20 годам, т.е. $T = 12 \cdot 20 = 240$ мес.

$$S_{ср} = 0,0026 \cdot ln^3 240 + 0,00915 \cdot In^2 240 + 0,014 ln240 + 0,0224 = 0,782,$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (11 + 0,782) = 28,941 \text{ мм}^2,$$

Выбранный горизонтальный заземлитель должен удовлетворять следующему условию:

$$F \geq F_{кор} + F_{тер.ст}, \quad (82)$$

$$95 \geq 85,641,$$

Условие выполняется.

В качестве вертикального электрода выбирается стержень диаметром 11 мм2.

Общая длина горизонтальных полос:

$$L_г = (a+3) \cdot \frac{b+3}{k} + (b+3) \cdot \frac{a+3}{k}, \quad (83)$$

где k – расстояние между полосами. Принимаем равным 7 м.

$$L_г = (95+3) \cdot \frac{40+3}{7} + (40+3) \cdot \frac{95+3}{7} = 1204 \text{ м},$$

Уточняется длина горизонтальных полос:

$$L_{г.у} = 2\sqrt{S} \cdot (m+1), \quad (84)$$

где m – число ячеек и определяется по формуле:

$$m = \frac{L_г}{2 \cdot \sqrt{S}}, \quad (85)$$

$$m = \frac{1204}{2 \cdot \sqrt{4214}} \approx 9,$$

$$L_{г.у} = 2 \cdot \sqrt{4214} \cdot (9+1) = 1298 \text{ м},$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_{в} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{c}, \quad (86)$$

где c - расстояние между вертикальными электродами, м.

$$n_{в} = \frac{4 \cdot \sqrt{4214}}{7} \approx 37,$$

Определяется стационарное сопротивление заземлителя в виде сетки:

$$R = \rho_{э} \cdot (\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{г.у} + n \cdot l_{в}}), \quad (87)$$

где $\rho_{э}$ - эквивалентное сопротивление грунта, определяется по двухслойной модели (РУ), $Ом \cdot м$.

A - вспомогательный коэффициент, принимаем равным 0,441.

$$\rho_{э} = \frac{(p_1 \cdot p_2 \cdot L_{г})}{(p_1 \cdot (L_{г} - H + t_{полосы}) + p_2 \cdot (H + t_{полосы}))}; \quad (88)$$

Где p_1- удельное сопротивление верхнего слоя грунта, принимается равным 50 ОМ$\cdot$м [21];

p_2 - удельное сопротивление нижнего слоя грунта, принимается равным 60 ОМ$\cdot$м [21];

κ_1-климатический коэффициент для вертикальных электродов, принимается равным 1,65[21];

Н – толщена вернего слоя грунта, принимается равным 2 м [16];

$t_{полосы}$ - глубина заложения горизонтального заземлителя, принимается равным 1 м [16].

$$\rho_э = \frac{(50 \cdot 60 \cdot 1298)}{(50 \cdot (1298 - 2 + 1) + 60 \cdot (2 + 1))} = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$R = 60 \cdot (\frac{0,441}{\sqrt{4214}} + \frac{1}{1298 + 37 \cdot 6}) = 0,38 \text{ Ом},$$

Определяется импульсный коэффициент:

$$\alpha_и = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_э + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (89)$$

где Im - амплитуда тока молнии, характерного для рассматриваемого региона, кА. Для не равнинной местности равен 60 кА.

$$\alpha_и = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4214}}{(195 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,25,$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя сетки:

$$R_и = \alpha_и \cdot R, \quad (90)$$

$$R_и = 1,25 \cdot 0,385 = 0,48 \text{ Ом},$$

$$0.48 \leq 0.5 \text{ Ом},$$

Сопротивление заземлителя не превышает нормативного значения, значит заземление выбрано верно.

6.2 Расчет и проверка молниезащиты

Для обеспечения надежной защиты подстанции от прямых ударов молнии используется комплекс многократных молниеотводов высотой h=30 метров. Эти системы молниезащиты разработаны специально для защиты крупных сооружений от ударов молнии и обеспечивают безопасный путь разрядов от верхней части сооружения к земле, причиняя незначительный или нулевой ущерб. Самым высоким объектом на подстанции являются линейные порталы, их высота составляет 22 м. Относительно этой высоты будем производить расчёт зон защиты.

Количество молниеотводов составляет 4 шт. Высота молниотвод составляет 27 м.

Рассчитаем эффективную высоту стержневого молниеотвода:

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h, \tag{91}$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 27 = 22,95 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле:

$$r_0 = \left(1.1 - 0.002 \cdot h\right) \cdot h, \tag{92}$$

$$r_0 = \left(1.1 - 0.002 \cdot 27\right) \cdot 27 = 20,18 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне здания ЗРУ:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right), \tag{93}$$

где h_x - высота защищаемого объекта, линейные порталы 22 метра.

$$r_x = 20{,}18 \cdot \left(1 - \frac{22}{22{,}95}\right) = 19{,}3 \text{ м},$$

Расстояние между молниеотводами $h \le L_{m-m} \le 2h$. Определим минимальную высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2:

$$h_c = h - \frac{L}{7}, \tag{94}$$

$$h_c = 27 - \frac{38}{7} = 21{,}6 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \tag{95}$$

$$r_{cx} = 20{,}18 \cdot \frac{13{,}57 - 11}{13{,}57} = 3{,}82 \text{ м},$$

Рассмотри расчёт молниезащиты от двух молниеотводов 1-3. Найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов по формуле:

$$h_c = 19 - \frac{25}{7} = 15{,}42 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = 20{,}18 \cdot \frac{27-22}{27} = 3{,}7 \text{ м},$$

Аналогично проводится расчёт молниезащиты относительно остальных систем молниеотводов, результаты расчёта приведены в таблице 45.

Эффективная высота стержневого молниеотвода определяется по формуле (92):

$$h_{эф} = 0{,}85 \cdot 27 = 22{,}95 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле (93):

$$r_0 = \left(1.1 - 0.002 \cdot 27\right) \cdot 27 = 28{,}2 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне здания ЗРУ по формуле (94):

$$r_x = 20{,}18 \cdot \left(1 - \frac{22}{20{,}18}\right) = 9{,}18 \text{ м},$$

Расстояние между молниеотводами $h \le L_{m-m} \le 2h$. Определим минимальную высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2 используя формулу (95):

$$h_c = 27 - \frac{38}{7} = 23{,}2 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле (96):

$$r_{cx} = 20{,}18 \cdot \frac{23{,}2 - 22}{23{,}2} = 3{,}5 \text{ м},$$

Рассмотри расчёт молниезащиты от двух молниеотводов 2-4.

Найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов по формуле (95):

$$h_c = 19 - \frac{25}{7} = 15{,}42 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле (96):

$$r_{cx} = 20{,}18 \cdot \frac{15{,}42 - 11}{15{,}42} = 5{,}8 \text{ м},$$

Таблица 45 – Параметры зон молниезащиты.

Молниеотводы	L(м)	h(м)	$h_{эф}$(м)	h_c(м)	r_0(м)	r_x(м)	r_{cx}(м)
1-2	38	27	16.5	23.57	20.18	9.18	3.82
1-3	25	27	16.5	23,42	20.18	9.18	5,8
3-4	38	27	16.5	24.57	20.18	9.18	3.82
2-4	35	27	16.5	22,42	20.18	9.18	5,8

Молниезащита ветрогенераторов является обязательной, поскольку их высота и металлическая конструкция притягивают разряды. Система включает внешнюю и внутреннюю защиту. На лопастях монтируются молниеприемники из меди или алюминия, соединенные с токоотводами, которые направляют разряд в заземляющий контур. Корпус и гондола также оснащаются

металлическими экранами, а кабельные трассы защищаются УЗИП (устройствами защиты от импульсных перенапряжений).

Заземление выполняется через контур из вертикальных электродов (стальные стержни или полосы) с сопротивлением не более 10 Ом. Для особо высоких мачт (более 100 м) применяют кольцевой заземлитель по периметру фундамента. Токоотводы прокладываются по мачте с шагом не более 20 м, избегая резких изгибов.

7 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ

В России созданы условия для привлечения инвестиций в ветроэнергетику, включая финансовую поддержку, налоговые преференции и административное содействие. Эти меры позволяют снизить риски инвесторов и ускорить переход на возобновляемые источники энергии.

7.1 Срок окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта – это период времени, за который сумма чистого денежного потока (все деньги которые пришли, минус все деньги, которые вложили в проект и потратили на расходы) от нового проекта покроет сумму вложенных в него средств. Может измеряться в месяцах или годах. [24]

Рассчитывается по формуле:

$$T_{ОК} = \frac{К}{П_Ч + И_А}, \quad (96)$$

где $К$ - капитальные вложения, млн.руб;

$П_Ч$ - чистая прибыль, млн.руб;

$И_А$ - амортизационные отчисления, млн.руб.

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат.

Рассчитывается по формуле:

$$П_Ч = О - И - Н, \quad (97)$$

где $О$ - доход от полезного отпуска электрической энергии, млн.руб;

$И$ - издержки, млн.руб;

$Н$ - налог на прибыль. На 2024 год ставка налога на прибыль составляет 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{ПО} \cdot T_{пер}, \quad (98)$$

где $W_{ПО}$ - полезный отпуск, тыс.кВт·ч;

$T_{пер}$ - средний тариф на передачу электроэнергии, для Дальнего Востока он равен 19000 руб./тыс.кВт·ч.[24]

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{ПО} = \sum P_{\max} \cdot T_{\max} \quad (99)$$

$$W_{ПО} = 185 \cdot 5900 = 1129000$$

Далее находим доход от полезного отпуска электроэнергии, тыс руб:

$$O = 1129000 \cdot 1{,}9 = 2144000$$

Налог на прибыль, зависит от дохода от полезного отпуска электроэнергии и от издержек, рассчитывается по формуле, приведенной ниже, тыс руб:

$$Н = 0{,}2 \cdot (О - И) \quad (100)$$

$$Н = 0{,}2 \cdot (2144000 - 335000) = 361800$$

Рассчитываем чистую прибыль, тыс руб:

$$П_{ч} = 2144000 - 335000 - 361800 = 1447000$$

Теперь находим срок окупаемости, в годах:

$$T_{ОК} = \frac{4087053}{1447000 + 680600} = 5,9$$

7.2 Себестоимость передачи электроэнергии

Рассчитывается по формуле, приведенной ниже, руб./кВт·ч:

$$C = \frac{И}{W_{ПО}} \quad (101)$$

$$C = \frac{328820}{1129000} = 0.289$$

7.3 Срок окупаемости с учетом ВЭС

Капиталовложения для проектирования ВЭС:

$$К_{ВЭС} = Ц_{с} \cdot S \quad (103)$$

Где Цс – средняя цена МВт мощности ветроэлектроустановки, принимаем 60 млн руб./МВТ.

S- мощность ветровой электрической станции.

$$К_{ВЭС} = 60 \cdot 289,2 = 17352 млн.руб$$

Строительство и инфраструктура принимается 15 % от стоимости, что ровняется 507 млн.руб.[24]

Общие капиталовложения с учетом ВЭС:

$$К = К_{пс} + К_{ВЭС.П} \quad (104)$$

Где Кпс – капиталовложения на строительство подстанции;

Квэс.п – суммарные капиталовложения на строительство ВЭС.

$$К = 17352 + 4087 + 5007 = 26446 млн.руб$$

Определим годовую выработку электроэнергии, при коэффициенте использования мощности 0,35:

$$В = 289,2 \cdot 8760 \cdot 0,35 = 886591 МВТ \cdot ч / год$$

Определим чистую прибыль в год при тарище 5 руб/квт ч.

$$ЧП = 886591 \cdot 5 = 4433 млн.руб$$

Срок окупаемости:

$$Т_{ок} = \frac{26446}{4433} = 7,7 лет$$

Таким образом окупаемости ВЭС составляет 7,7 лет, при среднем времени эксплуатации 20 лет, проект является инвестиционно привлекательным.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПС

При развитии электрической сети рассмотрим установку комплектов релейной защиты на ВЭС Вяземская и ПС Хабаровск, и линии 220 кВ Вяземская–Старт.

8.1 Релейная защита силового трансформатора

В качестве устройства защиты на микропроцессорной базе рассмотрим Сириус-Т.

Продольная дифференциальная защита имеет две ступени: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ)).

Также предусмотрен контроль небаланса в плечах дифференциальной защиты с действием на сигнализацию (ДЗТ-3).

В устройстве формируются дифференциальные и тормозные токи. Также рассчитывается тормозной ток, который формируется с учетом реального направления протекания токов в защищаемом трансформаторе. Такой способ формирования тормозного тока называется «направленным торможением».

Одним из недостатков данного способа компенсации является невозможность работы в некоторых режимах, например, при отсутствии токов нагрузки. Поэтому в устройстве для ступеней защит (ДЗТ-1 и ДЗТ-2), использующих дифференциальный ток, предусмотрены две группы уставок – «чувствительные» и «грубые». Во всех режимах, когда алгоритм компенсации не действует (выведен из действия, либо измерение невозможно) используются грубые уставки. Если компенсация погрешности РПН успешно выполнена, то устройство автоматически переходит на чувствительные уставки.

Покажем расчет ДЗТ на базе микропроцессорного терминала «Сириус-Т» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика».

Трансформаторы тока по всем сторонам собраны в звезду. Расчёт коэффициентов трансформации трансформаторов тока приведён в таблице 46.

Таблица 46 - Расчёт коэффициентов трансформации трансформаторов тока

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		220 кВ	35 кВ
1	2	3	4
Первичный ток на сторонах защищаемого автотрансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{СР.НОМ}}$ (34)	734,8	4129
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_I	1000/5	3000/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{НОМ,в} = 1,05 \cdot \frac{I_p}{K_I}$	12,9	7,2
Размах РПН, %	-	16	

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;

- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Отстройка от броска тока намагничивания силового трансформатора.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники, равному

$5\sqrt{2}=7$. Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна $2.5I_{ДИФ}/I_{НОМ}$. Минимально возможная уставка по первой гармоники $I_{ДИФ}/I_{НОМ}=4$, что соответствует $2.5\times 4=10$ по отношению амплитуды к действующему значению или $10/\sqrt{2}=7$ по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания. Расчёты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно $7\times 0.35=2.46$. Следовательно, даже при минимальной уставке в $4I_{ном}$ отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Уставка выбирается по условию:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}}\geq k_{ОТС}k_{НБ}I_{КЗвнешМАХ*} \qquad (105)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{НБ}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, если на стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $k_{НБ}=0.7$;

$I_{КЗвнешМАХ*}$ - отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току трансформатора.

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}}\geq 1,2\cdot 0,7\frac{1220}{209}=4,9.$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2).

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 11. Она построена в относительных единицах, т.е. токи приведены к номинальному току стороны ВН. Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов сторон защищаемого трансформатора.

Базовая уставка $I_{д1}/I_{НОМ}$ определяет чувствительность работы ступени. Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимаем базовую уставку $I_{д1}/I_{НОМ} = 0,3$.

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{НБ.РАСЧ} = \left(k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}\right) I_{СКВ}, \quad (106)$$

где $k_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2,5 – когда доля двигательной нагрузки в общей нагрузки трансформатора более 50%, 2 – если доля двигательной нагрузки менее 50%;

$k_{ОДН}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$ - относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{ДОБ}$ - обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04;

$I_{СКВ}$ - сквозной ток.

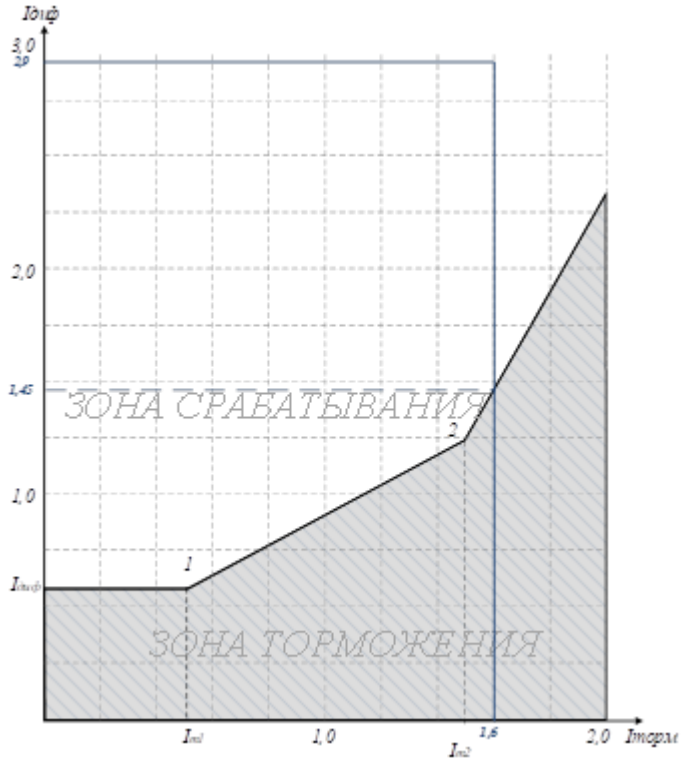


Рисунок 11 – Тормозная характеристика ДЗТ «Сириус-Т»

$$I_{НБ.РАСЧ} = \left(2 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + 0{,}10 + 0{,}04\right) I_{СКВ} = 0{,}34 I_{СКВ}\,. \qquad (107)$$

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$\mathrm{I}_{\text{ДИФ}} = \mathrm{k}_{\text{ОТС}} \mathrm{I}_{\text{НБ.РАСЧ}}\,, \qquad (108)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, принимаем равным 1,3.

$$I_{ДИФ} = 1{,}3 \cdot 0{,}34 I_{СКВ} = 0{,}442 I_{СКВ}\,, \qquad (109)$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$\mathrm{k}_{\text{СН.Т}} = \frac{\mathrm{I}_{\text{ТОРМ}}}{\mathrm{I}_{\text{СКВ}}} = 1 - 0{,}5\left(\mathrm{k}_{\text{ПЕР}} \mathrm{k}_{\text{ОДН}} \varepsilon + \Delta \mathrm{U}_{\text{РПН}} + \Delta \mathrm{f}_{\text{ДОБ}}\right) \qquad (110)$$

$$k_{CH.T} = 1 - 0,5\left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04\right) = 0,83.$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$\mathrm{k_{ТОРМ}} = 100\frac{\mathrm{I_{ДИФ}}}{\mathrm{I_{ТОРМ}}} = 100\mathrm{k_{ОТС}}\left(\mathrm{k_{ПЕР}}\,\mathrm{k_{ОДН}}\varepsilon + \Delta\mathrm{U_{РПН}} + \Delta\mathrm{f_{ДОБ}}\right)/\mathrm{k_{СН.Т}} \qquad (111)$$

$$k_{TOPM} = 100 \cdot 1,3\left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04\right)/0,8 = 53,3.$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{д1}}{I_{НОМ}}\frac{100}{k_{ТОРМ}} \qquad (112)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3\frac{100}{53,3} = 0,563,$$

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{дг2}/I_{дг1}$ рекомендуется на уровне 12-15%.

$$I_{дг2}/I_{дг1} = 0,15.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2.0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}. \qquad (113)$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{д1}/I_{НОМ}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:

$$I_{д1}/I_{НОМ} = 0{,}1;$$

Т=10 с.

Проверяем коэффициент чувствительности защиты

$$\kappa_{чТ1} = \frac{I_{КЗмаксВН} \cdot \frac{115}{11} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{сз.минТ1}} \qquad (114)$$

$$\kappa_{чТ1} = 7{,}041$$

8.2 Максимальная токовая защита

МТЗ является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах.

В ряде случаев не удается выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке по аналогичной формуле 15. За исключением коэффициентов:

- коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

- коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95 для терминала;

- максимальный рабочий ток трансформатора принимается таким же.

Таким образом, уставка токового органа МТЗ равно:

$$I_{МТЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{р.\max} \quad (115)$$

$$I_{МТЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,0}{0,95} \cdot 209 = 264 \ A$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зап}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,0 для городских сетей;

$k_в$ – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95;

$I_{р.max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора.

Время срабатывание принимается по условию согласования с основными защитами трансформатора и согласования с временем действия нечетных гармоник (несимметрии сети).

$$t_{МТЗ} = t_{осн} + t_{несим} + \Delta t \quad (116)$$

$$t_{МТЗ} = 0,1 + 0,5 + 0,5 = 1,1 \ c$$

Чувствительность МТЗ:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{697}{151} = 4,6 \geq 1,2$$

8.3 Защита от перегрузки

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах двухобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{сз.п} = k_{отс} \cdot I_{ном} \qquad (117)$$

$$I_{сз.п} = 1,1 \cdot 209 = 230 \ \ A$$

где $k_{отс}$–коэффициент отстройки, принимается равным 1,05 – 1,1;

$I_{ном}$– номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита;

$t_{ЗП} = 10\ c$

8.4 Автоматика

Устройство резервирования при отказе выключателя – разновидность автоматики электрических сетей напряжением выше 1 кВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях.

При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы УРОВ также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя; при успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель по каким-либо причинам (неисправность механической части, его цепей управления) не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания (по отношению к не отключившемуся выключателю).

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

1. Срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию.

2. Факт наличия аварийных параметров, свидетельствующих о том, что повреждение по каким-либо причинам не устранено.

УРОВ не может резервировать отказ релейной защиты не сработавшего выключателя, поэтому применение УРОВ предусматривает обязательное использование резервной релейной защиты в дополнение к основной, при этом цепи обеих защит должны быть полностью независимы друг от друга, так, что неисправность в цепи одной защиты не могла вызвать отказ другой (питание оперативных цепей производится от разных предохранителей или автоматических выключателей, каждый пусковой орган обеих защит также выполняется независимым и включаются на собственный независимый

комплект трансформаторов тока, сигналы на отключение выключателей осуществляется от разных выходных реле). Обычно резервный комплект релейной защиты имеет пусковые органы по току или напряжению, выполняемые посредством:

- минимального реле напряжения прямой последовательности с блокировкой по напряжениям обратной и нулевой последовательности (при к.з. происходит уменьшение напряжения прямой последовательности и появление напряжений обратной и нулевой последовательностей).

- трёх максимальных токовых реле или одного трёхфазного максимального токового реле.

Вторые пусковые реле должны надёжно действовать при появлении к.з. в пределах защищаемого присоединения.

Основной уставкой УРОВ является время выдержки на отключение смежных выключателей и поскольку защита подаёт сигнал одновременно сразу на отключение основного выключателя и на УРОВ (которое через выдержку времени отключает выключатели, стоящие дальше от к.з.), то для корректного действия выдержка времени УРОВ должна быть больше времени действия основной защиты на величину Δt, таким образом уставка реле времени, входящего в УРОВ должна быть равна сумме:

- времени срабатывания основного выключателя;
- времени возврата защиты, пускающей УРОВ (в случае удачного отключения основного выключателя);
- времени ускорения срабатывания реле времени УРОВ (отклонение срабатывания в меньшую сторону);
- запаса по времени для большей надёжности системы.

Рекомендуется использовать устройства автоматического восстановления питания (АВР) в случаях, когда их применение позволяет оптимизировать систему релейной защиты, уменьшить токи короткого замыкания и сэкономить на оборудовании путем замены кольцевых сетей на радиально-секционированные и аналогичные технические решения. Таким образом, АВР

выполняет дополнительные функции помимо восстановления питания потребителей и включения резервного оборудования.

Устройства АВР могут быть установлены на различных компонентах электроустановок, таких как трансформаторы, линии электропередачи, выключатели и электродвигатели. Они должны обеспечивать автоматическое восстановление питания при исчезновении напряжения на шинах питания по любой причине, включая короткое замыкание на этих шинах.

Также необходимо установка АПВ. Устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

9 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

После определения всех необходимых параметров: нагрузки , мощности, оборудования, можно воспользоваться вычислительным комплексом для автоматического просчета электрического режима.

Режим нужно проверить при различных состояниях: при максимальной нагрузке, минимальной и в послеаварийном режиме. Это неоходимо для проверки режима на устойчивость в дальнейшей эксплуатации в реальности.

Произведем расчет сначала в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 47 – узлы при максимальных нагрузках

Узел	Название узла	Uном	Uфакт
1	2	3	4
1	Хабаровская 500 кВ	500	505,00
2	Хабаровская Н1	500	515,86
3	Хабаровская Н2	500	515,86
4	Хабаровская 220 кВ	220	226,97
5	Хабаровская 35 кВ	35	36,11
6	Комсомольская 500 кВ	500	510,00
7	Комсомольская Н1	500	522,05
8	Комсомольская 220 кВ	220	229,69
9	Комсомольская 35 кВ	35	36,54
10	Ургал 220 кВ	220	238,51
11	Тырма 220 кВ	220	236,54
12	Кульдур 220 кВ	220	231,17
13	Лондоко 220 кВ	220	229,16
14	Лондоко/т 220 кВ	220	228,91
15	Бира/т 220 кВ	220	227,87
16	Биробиджан 220 кВ	220	226,64

Продолжение таблицы 47

1	2	3	4
17	Икура/т 220 кВ	220	226,56
18	оп. Лондоко/т 1	220	228,94
19	оп. Лондоко/т 2	220	228,94
20	оп. Бира/т 1	220	227,89
21	оп. Бира/т 2	220	227,89
22	НПС-32	220	226,42
23	Сулук 220 кВ	220	241,21
24	Джамкун	220	242,28
25	Березовая	220	240,32
26	Горин	220	235,95
27	Старт	220	232,15
28	ГПП 4	220	229,70
29	НПС-1	220	238,69
30	НПС-2	220	242,98
31	НПС-3	220	240,23
32	Литовко	220	243,27
33	оп. ГПП 4	220	230,54
34	оп. Литовко 1	220	242,74
35	оп. Литовко 2	220	243,80
36	Вяземская ВЭС	220	251,00
37	ПП Нерген	500	510

Таблица 48 – Загрузка ЛЭП при максимальных нагрузках

Название	Imax, А	Iдоп, А	$I_{max}/I_{доп}$, %
1	2	3	4
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	351,17	690,00	50,89
Вяземская ВЭС - Хабаровская 220 кВ	443,34	1000	44,33
Хабаровская 220 кВ - НПС-32	214,34	690	31,06
НПС-1 - Хабаровская 220 кВ	189,37	630	30,06
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	205,50	690	29,78
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	205,50	690	29,78
оп. Литовко 2 - Вяземская ВЭС	278,97	1000	27,90
оп. Литовко 1 - НПС-1	162,54	630	25,80
Старт - оп. ГПП 4	158,61	630	25,18
Старт - Комсомольская 220 кВ	147,62	630	23,43
Горин - Старт	130,80	630	20,76
НПС-32 - Икура/т 220 кВ	139,29	690	20,19
Старт - НПС-2	122,46	630	19,44
Старт - НПС-3	113,20	630	17,97
оп. Литовко 2 - Литовко	182,54	1033	17,67
оп. Литовко 1 - Литовко	179,12	1033	17,34
Березовая - Горин	107,67	630	17,09
оп. ГПП 4 - ГПП 4	105,32	630	16,72
НПС-2 - оп. Литовко 2	104,99	630	16,67
оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	110,67	690	16,04
оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	110,67	690	16,04
оп. ГПП 4 - Комсомольская 220 кВ	96,60	630	15,33

Продолжение таблицы 48

1	2	3	4
Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	91,14	690	13,21
НПС-2 - НПС-3	81,71	630	12,97
Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	81,42	690	11,80
оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	75,56	690	10,95
оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	75,56	690	10,95
Джамкун - Березовая	64,97	630	10,31

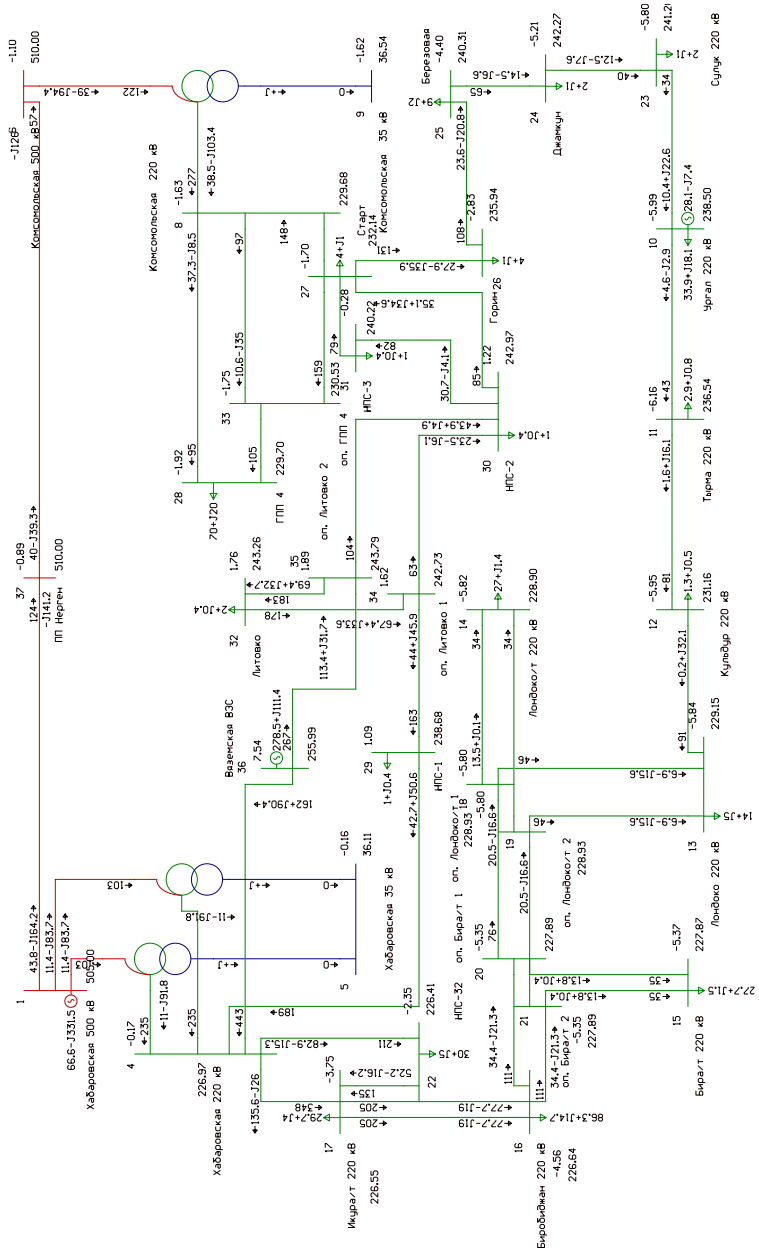


Рисунок 12- потокораспределение при максимальных нагрузках

В послеаварийном режиме при отключении линии ВЛ 220 кВ Хабаровская – Вяземская ВЭС напряжения в узлах следующие:

Таблица 49 – узлы при максимальных нагрузках в послеаварийном режиме

Узел	Название узла	Uном	Uфакт
1	2	3	4
1	Хабаровская 500 кВ	500	505,00
2	Хабаровская Н1	500	511,32
3	Хабаровская Н2	500	511,32
4	Хабаровская 220 кВ	220	224,97
5	Хабаровская 35 кВ	35	35,79
6	Комсомольская 500 кВ	500	510,00
7	Комсомольская Н1	500	522,88
8	Комсомольская 220 кВ	220	230,07
9	Комсомольская 35 кВ	35	36,60
10	Ургал 220 кВ	220	237,19
11	Тырма 220 кВ	220	234,92
12	Кульдур 220 кВ	220	229,32
13	Лондоко 220 кВ	220	227,25
14	Лондоко/т 220 кВ	220	226,99
15	Бира/т 220 кВ	220	225,93
16	Биробиджан 220 кВ	220	224,67
17	Икура/т 220 кВ	220	224,58
18	оп. Лондоко/т 1	220	227,02
19	оп. Лондоко/т 2	220	227,02
20	оп. Бира/т 1	220	225,95
21	оп. Бира/т 2	220	225,95
22	НПС-32	220	224,42
23	Сулук 220 кВ	220	240,16
24	Джамкун	220	241,68

Продолжение таблицы 49

1	2	3	4
25	Березовая	220	240,16
26	Горин	220	236,37
27	Старт	220	232,92
28	ГПП 4	220	230,16
29	НПС-1	220	242,35
30	НПС-2	220	248,98
31	НПС-3	220	243,62
32	Литовко	220	250,19
33	оп. ГПП 4	220	231,08
34	оп. Литовко 1	220	249,13
35	оп. Литовко 2	220	251,27
36	Вяземская ВЭС	220	284,50
37	ПП Нерген	500	510,00

Таблица 50 – ветви при максимальных нагрузках в послеаварийном режиме

Название	Imax, А	Iдоп, А	$I_{max}/I_{доп}$, %
1	2	3	4
оп. Литовко 2 - Вяземская ВЭС	627,46	1000,00	62,75
НПС-1 - Хабаровская 220 кВ	627,46	630,00	59,48
оп. Литовко 1 - НПС-1	360,59	630,00	57,24
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	342,37	690,00	49,62
оп. Литовко 2 - Литовко	425,89	1033,29	41,22
оп. Литовко 1 - Литовко	421,95	1033,29	40,84
НПС-2 - оп. Литовко 2	207,34	630,00	32,91
Старт - оп. ГПП 4	194,42	630,00	30,86
Хабаровская 220 кВ - НПС-32	210,25	690,00	30,47
Старт - НПС-2	186,26	630,00	29,57

Продолжение таблицы 50

1	2	3	4
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	196,67	690,00	28,76
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	198,44	690,00	28,76
Старт - Комсомольская 220 кВ	173,59	630,00	27,55
Старт - НПС-3	164,28	630,00	26,08
НПС-2 - НПС-3	140,92	630,00	22,37
Горин - Старт	138,43	630,00	21,97
НПС-32 - Икура/т 220 кВ	134,62	690,00	19,51
оп. ГПП 4 - ГПП 4	121,73	630,00	19,32
Березовая - Горин	115,85	630,00	18,39
оп. ГПП 4 - Комсомольская 220 кВ	99,93	630,00	15,86
оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	103,84	690,00	15,05
оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	103,84	690,00	15,05
НПС-2 - оп. Литовко 1	85,60	630,00	13,59

Теперь рассмотрим режим минимальных нагрузок:

Таблица 51 – узлы при минимальных нагрузках

Узел	Название узла	Uном	Uфакт
1	2	3	4
1	Хабаровская 500 кВ	500	505,00
2	Хабаровская Н1	500	512,58
3	Хабаровская Н2	500	512,58
4	Хабаровская 220 кВ	220	225,55
5	Хабаровская 35 кВ	35	35,88
6	Комсомольская 500 кВ	500	510,00
7	Комсомольская Н1	500	521,18

Продолжение таблицы 51

1	2	3	4
8	Комсомольская 220 кВ	220	229,32
9	Комсомольская 35 кВ	35	36,48
10	Ургал 220 кВ	220	243,67
11	Тырма 220 кВ	220	240,55
12	Кульдур 220 кВ	220	234,00
13	Лондоко 220 кВ	220	231,65
14	Лондоко/т 220 кВ	220	231,34
15	Бира/т 220 кВ	220	229,90
16	Биробиджан 220 кВ	220	228,11
17	Икура/т 220 кВ	220	227,52
18	оп. Лондоко/т 1	220	231,36
19	оп. Лондоко/т 2	220	231,36
20	оп. Бира/т 1	220	229,91
21	оп. Бира/т 2	220	229,91
22	НПС-32	220	226,43
23	Сулук 220 кВ	220	245,72
24	Джамкун	220	245,65
25	Березовая	220	242,51
26	Горин	220	236,44
27	Старт	220	231,57
28	ГПП 4	220	229,47
29	НПС-1	220	234,08
30	НПС-2	220	237,60
31	НПС-3	220	237,08
32	Литовко	220	237,15
33	оп. ГПП 4	220	230,14
34	оп. Литовко 1	220	236,87

Продолжение таблицы 51

1	2	3	4
35	оп. Литовко 2	220	237,43
36	Вяземская ВЭС	220	240,63
37	ПП Нерген	500	510

Таблица 52 – ветви при минимальных нагрузках

Название	Imax, А	Iдоп, А	$I_{max}/I_{доп}$, %
Вяземская ВЭС - Хабаровская 220 кВ	400,68	1000	40,80
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	248,92	690	36,07
оп. Литовко 2 - Вяземская ВЭС	270,09	1000	27,60
НПС-1 - Хабаровская 220 кВ	140,17	630	25,71
Старт - оп. ГПП 4	137,64	630	22,59
оп. Литовко 1 - НПС-1	134,50	630	22,53
Хабаровская 220 кВ - НПС-32	151,85	690	22,01
Старт - Комсомольская 220 кВ	126,83	630	21,37
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	142,39	690	21,12
Горин - Старт	108,79	630	20,83
Березовая - Горин	68,78	630	17,18
НПС-2 - оп. Литовко 2	101,68	630	16,80
оп. Литовко 2 - Литовко	170,55	1033,29	16,52
оп. Литовко 1 - Литовко	167,83	1033,29	16,24
Старт - НПС-2	98,18	630	15,58
Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	92,51	690	15,01
НПС-32 - Икура/т 220 кВ	101,82	690	14,76
Старт - НПС-3	91,63	630	14,54
Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	52,32	690	13,58

Продолжение таблицы 52

1	2	3	4
оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	81,95	690	13,56
оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	81,95	690	13,56
оп. ГПП 4 - Комсомольская 220 кВ	80,06	630	13,52
оп. ГПП 4 - ГПП 4	79,64	630	13,16
НПС-2 - НПС-3	74,46	630	11,82
Хабаровская 500 кВ - Комсомольская 500 кВ	230,42	2000	11,52
Джамкун - Березовая	29,39	630	10,61
НПС-2 - оп. Литовко 1	56,59	630	10,40

При отключении ВЛ 220 Хабаровская – Вяземская мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого, но ток по ЛЭП приближается к нему. Таким образом расчет послеаварийного режима показал, что реализация Вяземской ВЭС возможна, но в будущем при увеличении нагрузки, необходимо контролировать длительно допустимый ток.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1 Безопасность

Электрическая подстанция — это комплексное оборудование, которое принимает, преобразует и распределяет электрическую энергию. Она состоит из различных элементов, таких как трансформаторы, устройства управления, распределительные и вспомогательные устройства [21].

На подстанции напряжением 220 кВ изоляторы, ограждения, токоведущие части, крепления, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны устанавливаться таким образом, чтобы:

1) Усилия, нагрев, электрическая дуга или другие явления (такие как искрение, выброс газов и т.п.), вызываемые нормальными условиями работы электроустановки, не могут нанести повреждений оборудованию, вызвать короткое замыкание или замыкание на землю, или причинить вред обслуживающему персоналу.

2) В случае возникновения неправильных условий работы электроустановки, когда происходят повреждения из-за короткого замыкания, для их устранения применяются следующие шаги: сначала все выключатели на электроустановке отключаются, затем контакты разъединителя размыкаются, создавая явный разрыв. После этого происходит заземление электроустановки и устранение повреждений.

3) Когда напряжение отключено от определенной цепи, можно провести осмотр, замену и ремонт приборов, токоведущих частей и соответствующих конструкций, принадлежащих к этой цепи, без вмешательства в работу соседних цепей. Для этого обе стороны цепи должны быть явно размыты, а приборы и токоведущие части должны быть заземлены.

4) Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и посторонних лиц необходимо соблюдать меры защиты, указанные в главе 1.7, а также следующие мероприятия:

- Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или использование ограждений для токоведущих частей.

- Применение блокировки аппаратов и защитных устройств для предотвращения ошибочных операций и несанкционированного доступа к токоведущим частям.

- Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов.

- Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений.

- Использование средств защиты и приспособлений, включая средства защиты от воздействия электрических и магнитных полей в электроустановках, где их напряженность превышает нормы [15].

5) Независимо от минимальной температуры, необходимо предусмотреть подогрев механизмов приводов масляных и воздушных выключателей, блокировки клапанов воздушных выключателей, агрегатных шкафов, а также других шкафов, где используется аппаратура или зажимы внутренней установки.

При размещении РУ и подстанций в местах, где воздух может содержать вещества, негативно влияющие на изоляцию или оборудование, должны быть предприняты меры для обеспечения надежной работы установки, такие как использование усиленной изоляции, применение материалов для шин, стойких к воздействию окружающей среды, или покрытие их защитным слоем.

- РУ и подстанции должны быть размещены с учетом преобладающего направления ветра.

- РУ и подстанции должны быть выполнены в соответствии с наиболее простыми схемами.

- Распределительные устройства и подстанции должны быть оборудованы электрическим освещением, при этом осветительная арматура должна быть установлена таким образом, чтобы обеспечить безопасное обслуживание.

Строительные конструкции, которые находятся близко к токоведущим частям и могут быть доступны для прикосновения персоналом, не должны

нагреваться от электрического тока до температуры 50 °С и выше. А те, которые недоступны для прикосновения, — до 70 °С и выше [15].

Во всех цепях распределительных устройств предусмотрена установка разъединяющих устройств (разъединителей, отделителей) с видимым разрывом, чтобы обеспечить возможность отключения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. д.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения. Разъединители устанавливаются с обеих сторон электрических цепей или аппаратов [15].

При работе на ПС высокого напряжения всегда необходимо оформление нарядов-допусков и соблюдение всех норм и правил, предусмотренных при работе на данном типе производства в соответствии с четкой иерархией [17].

Для обеспечения безопасности работы в электроустановках должны проводиться организационные мероприятия, включающие:

- оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- выдачу разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;

- допуск к работе;

- надзор во время работы;

- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На ПС, как на объекте повышенной опасности, работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

- выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск;

- ответственный руководитель работ;

- допускающий;

- производитель работ;

- наблюдающий;

-члены бригады.

Каждая ПС такого уровня напряжения должна быть оснащена хорошим освещением, средствами пожаротушения, а также однолинейными подробными схемами всей ПС для возможности переключения. На РУ высокого напряжения также должна быть защитная блокировка, предотвращающая ошибочные действия персонала на ПС. Все вышеперечисленные меры должны соблюдаться и выполняться, чтобы избежать нежелательного травматизма или летального исхода.

10.2 Экологичность

Факторы влияния ОРУ и линий электропередачи на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, действующее на сердечно–сосудистую, центральную и периферийную нервные системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

– непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

– косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов, протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяженных металлических предметах, изолированных от земли.

– акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. В России

акустический шум от проводов ВЛ не нормируется. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода [43].

Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно “Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ”, предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник [43].Диаметр маслоотводов выбирается из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов.

Для подстанции 220/10 кВ «Вяземская» проведем расчет размеров маслоприемника для трансформатора ТДН – 250000/220/10 У1.

Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик трансформатора и занесены в таблицу 45.

Таблица 53 – Исходные данные для расчета маслоприемника трансформатора ТДН – 250000/220/10 У1.

Масса трансформаторного масла, т	Длина, м	Ширина, м	Высота, м
22,7	10,55	6,612	7,943

Для марки трансформатора ТДН – 250000/220/10 У1 маслоприемник должен быть достаточно большим, чтобы содержать от 5 до 50 тонн масла, и выступать за габариты электрооборудования не менее чем на 1,5 метра, с уменьшением габаритов на 0,5 метра со стороны стен или перегородок, расположенных на расстоянии не менее 2 метров от трансформатора. Объем маслоприемника с отводом масла должен быть достаточным для единовременного приема 100% масла, залитого в трансформатор. На ПС установлен маслоприемник с отводом масла, на котором установлена металлическая решетка, а поверх нее насыпан слой гравия толщиной 0,25 метра. Маслоприемники с отводом масла могут быть как заглубленными, так и незаглубленными, причем при выполнении заглубленного маслоприемника не требуется устройство бортовых ограждений, если обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2 [15].

1. Определение ширины и глубины маслоприемника.

Исходя из ПУЭ расстояние Δ от трансформатора до края маслоприемника должно быть не менее 1,5 м при массе масла в автотрансформаторе от 10 до 50 т [43].

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta, \tag{118}$$

$$Б' = Б + 2 \cdot \Delta\ . \tag{119}$$

где А и Б-длина и ширина автотрансформатора соответственно;

A' и $Б'$ -длина и ширина маслоприемника соответственно.

$$A' = 10,55 + 2 \cdot 1,5 = 13,55 \text{ м}$$

$$Б' = 6,612 + 2 \cdot 1,5 = 9,912 \text{ м}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = А' \cdot Б' \quad , \tag{120}$$

$$S_{МП} = 13,55 \cdot 9,912 = 134,3 \text{ м}^2 .$$

2. Определение глубины маслоприемника.
Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O} , \tag{121}$$

где $h_{Г}$ – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ примем равным 0,25 м;

$h_{В}$ – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ примем равным 0,05 м;

$h_{ТМ+Н2О}$ – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м^2 в течение 30 мин.

$h_{ТМ}$ рассчитаем по формуле:

$$h_{ТМ} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}} , \tag{122}$$

где $V_{ТМ}$ -объем трансформаторного масла, который определяется как:

$$V_{ТМ} = \frac{M_{ТМ}}{\rho_{ТМ}} , \tag{123}$$

где $\rho_{ТМ}$ - плотность трансформаторного масла равная 890 $\frac{кг}{м^3}$.

$$V_{TM} = \frac{22700}{890} = 24,4\text{м}^3,$$

$$h_{TM} = \frac{24,4}{134,3} = 0,166\text{м}.$$

h_{H_2O} рассчитаем аналогично:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}}, \qquad (124)$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \qquad (125)$$

где I=0,2 л/с $\cdot$ м^2 – секундный расход воды, t=30 мин=1800с;

$S_{БПТ}$ - площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + Б), \qquad (126)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 7,943 \cdot (10,55 + 6,612) = 272,6 \text{ м}^2,$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (134,3 + 276,2) = 119,1 \text{ м}^3,$$

$$h_{H_2O} = \frac{119,1}{134,3} = 0,89 \text{ м}.$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{МП} = 0,166 + 0,05 + 0,32 + 0,89 = 1,426 \text{ м}.$$

Также при строительстве и эксплуатации ПС образуются отходы различного класса опасности. Согласно Приказу № 511 от 15 июня 2001 года Министерства природных ресурсов Российской Федерации все отходы разделяются на 5 категорий, от 1 до 5 понижается степень опасности [2]:

1 — чрезвычайно опасные

2 — высоко опасные

3 — умеренно опасные

4 — малоопасные

5 — практически неопасные

На любой ПС присутствуют отходы первой категории в виде люминесцентных ламп, утилизация которых должна производится с соблюдением правил. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов первого класса опасности должен производиться раздельно от других отходов и храниться в специальной, обеспечивающей безопасность, таре. Тара представляет собой оцинкованный цилиндрический контейнер с чехлом. После сбора отходов контейнер маркируется специальной наклейкой, на которой указывается вид, правила сбора отходов и контактные данные предприятия обеспечивающего вывоз отходов и их последующую утилизацию. Хранение ртутьсодержащих отходов в контейнере должно осуществляться в специально отведенном месте с твердым покрытием и ограниченным доступом. Контейнер необходимо накрывать специальным чехлом.

К второй категории на ПС относят аккумуляторные батареи, которые также имеют свои правила утилизации. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов данного класса необходимо производить раздельно от прочих отходов в специально отведенном для этого

месте оборудованным поддоном, предотвращающем пролив электролита. Данный поддон можно хранить в ремонтной зоне. В случае, когда контейнер устанавливается на прилегающей территории, площадка для хранения должна иметь навес, защищающий от дождя и твердое покрытие. Аккумуляторы нельзя подвергать механическому воздействию. К 3 классу относят отработанное масло. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, первичный сбор отходов из нефтепродуктов необходимо производить раздельно от других отходов в специальные емкости. Данные емкости могут находиться в ремонтной зоне и вне ее. При установке емкостей на прилагающей территории, предназначенная для накопления отходов площадка должна иметь твердое покрытие и навес, защищающий емкости от дождя. Так же емкости должны быть оборудованы поддонами предотвращающими поливание нефтепродуктов на землю.

К 4 классу относятся:

1. Разнородные бумажные и картонные остатки
2. Пыль щебеночная, известковая, абразивная

3.Песок, загрязненный нефтесодержащими продуктами

4.Отработанный загрязненный уголь

5.Отслужившие шины, покрышки и камеры Строительный мусор

Их утилизация производится с соблюдением индивидуальных правил. Они установлены нормативно — правовыми актами:

1. ФЗ №89 «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998года.

2 . ФЗ №7 «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 года.

Отходы 5 класса опасности – практически неопасные. Их угроза окружающей среде стремится к 0. Поэтому пятый класс можно считать безвредным.

10.3 Чрезвычайные ситуации

Меры пожарной безопасности, предпринятые в проекте: системы оповещения о пожаре сигнализации, системы аварийного освещения, системы и средства пожаротушения. Системы сигнализации и аварийное освещение служат

своевременного оповещения персонала о пожаре и обеспечения его эвакуации. Сигнализация должна сопровождаться звуковым и световым сигналами. Аварийное освещение применяется для освещения и обозначения путей эвакуации в помещениях. Для определения количества первичных средств пожаротушения необходимо знать класс помещений и территорий по взрывопожарной и пожарной безопасности, класс пожаров, которые могут возникнуть, площадь помещения или территории [2]. Территория ПС отнесена к классу В-3 по НПБ 105-95, как трансформаторная подстанция с содержанием горючего масла в единице оборудования более 60 кг. В этом случае территория ПС должна оснащаться первичными средствами защиты, так как её территория превышает 100 $м^2$. Класс пожаров, которые могут возникнуть на территории подстанции – пожары класса Е. Пожар класса Е – пожар, связанный с горением электроустановок. На территории ПС согласно нормам оснащения территорий, первичными средствами пожаротушения необходимо установить 1 пожарный щит типа ЩП-Е. В комплектацию щита входят:

1) Огнетушитель ручной порошковый с соотношением вместимости (л) и массы огнетушащего вещества 10/9;

2) Крюк с деревянной рукояткой;

3) Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик;

4) Асбестовое полотно;

5) Совковая лопата;

6) Ящик с песком;

Ящики с песком являются важным элементом системы пожарной безопасности на открытых площадках, особенно в местах, где имеется риск розлива легковоспламеняющихся или горючих жидкостей. Такие площадки могут находиться вблизи подстанций, складов, а также производственных объектов. В соответствии с установленными нормами, на каждые 1000

квадратных метров территории подстанции необходимо предусмотреть не менее 0,5 кубического метра песка. Это означает, что в каждом ящике, размещенном на подстанции, должно содержаться минимум 0,5 кубического метра песка, что обеспечивает достаточное количество материала для ликвидации очагов возгорания.

Конструкция ящика должна быть продуманной. Она должна обеспечивать не только удобство извлечения песка в экстренных ситуациях, но и защищать содержимое от попадания осадков. Это предотвратит намокание песка и сохранит его эффективность при использовании. Ящики следует размещать в доступных местах, чтобы в случае необходимости они могли быть быстро использованы. Кроме того, стоит учитывать, что ящики должны быть выполнены из устойчивых к коррозии материалов, чтобы продлить срок их эксплуатации.

На подстанциях также следует предусматривать системы тушения трансформаторов. Это могут быть как автоматические, так и ручные системы. Автоматические системы, такие как спринклеры или системы водяного орошения, позволяют быстро реагировать на возгорания, минимизируя возможный ущерб. Ручные системы, в том числе огнетушители и переносные установки, также должны быть размещены в доступных местах. Такой комплексный подход к организации системы пожарной безопасности на подстанциях поможет значительно снизить риски возникновения и распространения огня.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос развития электрических сетей напряжением 220 кВ в Хабаровском крае в связи с подключением Вяземской ВЭС.

Выполнен анализ электрических сетей, Хабаровского энергорайона из которого отмечены такие проблемы как: большая протяженность линий отсутствие генерирующих мощностей в данном районе.

При расчете существующего режима отклонений от параметра режима не наблюдается по его результатам сделан вывод о наличии резервов генерирующей мощности на электрических станциях и малой загруженности электрических сетей 220 кВ Западного района Хабаровского Края.

Разработана схема выдачи генерируемой мощности с ветровой электрической станции, выбрана схема РУ одна секционированная система шин на напряжение 220/35 кВ.

Был проведен выбор оборудования на напряжение 220 и 35 кВ, рассчитано количество молниеотводом и заземления, проведен анализ нормального и послеаварийного режима, показан расчет релейной защиты трансформатора на ПС Вяземская, также рассчитан маслоприемник трансформатора.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Акимов П.А., Безруких П.П. Ветроэнергетика: Справочное пособие. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 320 с.
2. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии. – Ростов н/Д: Феникс, 2006. – 719 с.
3. ГОСТ Р 59279-2020. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций.
4. Гук, Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 2016.
5. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электрической энергии: Руководство для практических расчетов. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
6. Иванов, В.В. Ветроэлектрические установки: теория и проектирование. – СПб.: Политехника, 2015. – 280 с.
7. Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: Лабораторный практикум: Учебное пособие / В.А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 48 с.
8. Информационно-справочное издание «Новости ЭлектроТехники». Реактивная мощность в электрических сетях: технологии управляемой компенсации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.news.elteh.ru/arh
9. Информационно-справочное издание «Новости ЭлектроТехники». Управляемые реакторы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.news.elteh.ru/arh/2012/75/04.php
10. Козлов, А.Н., Козлов, В.А., Мясоедов, Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. – АмГУ, 2017.
11. Кривцов, А.Н. Ветроэнергетика: учебное пособие. – М.: МЭИ, 2018. – 180 с.

12. Мясоедов, Ю.В., Савина, Н.В., Ротачева, А.Г. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие. – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 139 с.

13. Неуймин, В.Г. Пособие по работе с программой RastrWin [Электронный ресурс]. – Екатеринбург: «УПИ-Энерго», 2009. – 93 с.

14. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2016. – 465 с.

15. Приказ Министерства энергетики РФ от 23.06.2015 № 380 "О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности…".

16. Приказ Минэнерго России от 28.02.2022 № 146 «Об утверждении схемы и программы развития ЕЭС России на 2022–2028 годы».

17. Постановление Правительства Хабаровского края «Об установлении единых тарифов на услуги по передаче электрической энергии… на 2022–2027 годы».

18. Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них.

19. Савина, Н.В., Мясоедов, Ю.В., Электрические сети в примерах и расчетах: Учебное пособие. – Благовещенск: АмГУ, 2021. – 238 с.

20. Симоненков, В.С. Ветроэнергетические системы в электроэнергетике. – М.: Академия, 2019. – 224 с.

21. СТО 34.01-23.1-001-2017. Объем и нормы испытаний электрооборудования.

22. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций 6–750 кВ. – 2012. – 26 с.

23. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд. – М.: ЭНАС, 2012. – 392 с.

24. Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html

25. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. – 4-е изд. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

26. Электроэнергетические системы и сети: учеб. пособие / В.Я. Ушаков. – М.: Юрайт, 2019.

27. Шефтер, Я.И. Ветроэлектрические установки в энергосистемах. – М.: Энергия, 2014. – 200 с.

Приложение А.

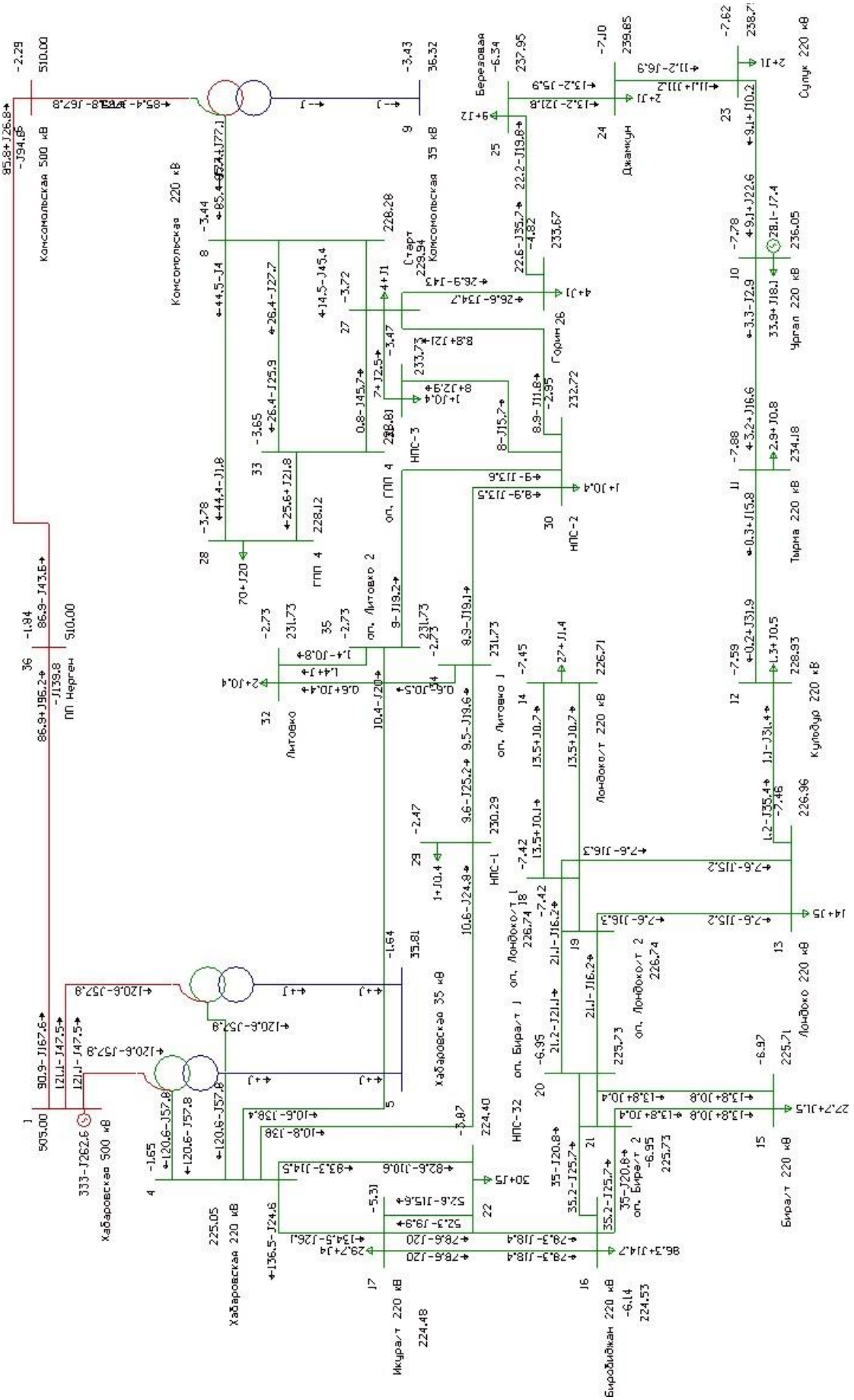
Расчет существующего режима при минимальных нагрузках

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
База	1	Хабаровская 500 кВ	500	0	1	0	0	331,692	-302,137	505	0	0	0	505	1	0
Нагр	2	Хабаровская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	511,5594	2,311872	-1,63926
Нагр	3	Хабаровская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	511,5594	2,311872	-1,63926
Нагр	4	Хабаровская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,0457	2,293514	-1,6442
Нагр	5	Хабаровская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,80916	2,311872	-1,63926
Ген	6	Комсомольская 500 кВ	500	0	1	0	0	0	-214,988	510	-300	300	0	510	2	-2,24317
Нагр	7	Комсомольская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	518,8924	3,778473	-3,38897
Нагр	8	Комсомольская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,2842	3,765565	-3,39538
Нагр	9	Комсомольская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,32247	3,778473	-3,38897
Нагр	10	Ургал 220 кВ	220	0	1	33,9	18,1	28,1	-7,4	0	0	0	0	236,0551	7,297752	-7,75898
Нагр	11	Тырма 220 кВ	220	0	1	2,9	0,8	0	0	0	0	0	0	234,1806	6,445706	-7,86385
Нагр	12	Кульдур 220 кВ	220	0	1	1,3	0,5	0	0	0	0	0	0	228,9301	4,059135	-7,58784
Нагр	13	Лондоко 220 кВ	220	0	1	14	5	0	0	0	0	0	0	226,9622	3,164636	-7,45856
Нагр	14	Лондоко/т 220 кВ	220	0	1	27	1,4	0	0	0	0	0	0	226,716	3,052718	-7,44233
Нагр	15	Бира/т 220 кВ	220	0	1	27,7	1,5	0	0	0	0	0	0	225,7153	2,597851	-6,96577
Нагр	16	Биробиджан 220 кВ	220	0	1	86,33	14,7	0	0	0	0	0	0	224,5306	2,059366	-6,13458
Нагр	17	Икура/т 220 кВ	220	0	1	29,7	4	0	0	0	0	0	0	224,4798	2,036284	-5,30443
Нагр	18	оп. Лондоко/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,7443	3,065602	-7,41499
Нагр	19	оп. Лондоко/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,7443	3,065602	-7,41499
Нагр	20	оп. Бира/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,7355	2,607043	-6,94679
Нагр	21	оп. Бира/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,7355	2,607043	-6,94679
Нагр	22	НПС-32	220	0	1	30	5	0	0	0	0	0	0	224,4007	2,000326	-3,8672
Нагр	23	Сулук 220 кВ	220	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	238,7506	8,523009	-7,60291
Нагр	24	Джамкун	220	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	239,857	9,025913	-7,07394
Нагр	25	Березовая	220	0	1	9	2	0	0	0	0	0	0	237,956	8,161817	-6,30751
Нагр	26	Горин	220	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	233,6757	6,216244	-4,78546
Нагр	27	Старт	220	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	229,9488	4,522169	-3,67963
Нагр	28	ГПП 4	220	0	1	70	20	0	0	0	0	0	0	228,1236	3,692562	-3,73845
Нагр	29	НПС-1	220	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	230,2892	4,676911	-2,45765
Нагр	30	НПС-2	220	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	232,7235	5,783409	-2,9328
Нагр	31	НПС-3	220	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	233,7341	6,242795	-3,44522
Нагр	32	Литовко	220	0	1	2	0,4	0	0	0	0	0	0	231,7354	5,334279	-2,72
Нагр	33	оп. ГПП 4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,8106	4,004831	-3,60617
Нагр	34	оп. Литовко 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,7369	5,334946	-2,7183
Нагр	35	оп. Литовко 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,7356	5,334379	-2,71624

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Iдоп_расч	I max	I загр.
Тр-р	1	2	0	0	Хабаровск	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-120,826	47,48088	0	0	148,4191	0
Тр-р	1	3	0	0	Хабаровск	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-120,826	47,48088	0	0	148,4191	0
Тр-р	2	4	0	0	Хабаровск	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-120,402	57,81731	0	0	150,7419	0
Тр-р	3	4	0	0	Хабаровск	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-120,402	57,81731	0	0	150,7419	0
Тр-р	2	5	0	0	Хабаровск	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	2,19E-14	2,55E-13	0	0	2,89E-13	0
Тр-р	3	5	0	0	Хабаровск	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	2,19E-14	2,55E-13	0	0	2,89E-13	0
Тр-р	6	7	0	0	Комсомол	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-86,2951	67,90533	0	0	124,3101	0
Тр-р	7	8	0	0	Комсомол	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-85,8698	77,20747	0	0	128,485	0
Тр-р	7	9	0	0	Комсомол	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-1,16E-14	-5,20E-13	0	0	5,79E-13	0
ЛЭП	10	11	0	0	Ургал 220	13,12	57,43	-353,42	0	0	0	0	-3,3476	2,905009	0	690	41,67342	6,039625
ЛЭП	11	12	0	0	Тырма 22	11,52	50,45	-310,41	0	0	0	0	-0,42657	-15,7751	0	690	80,39839	11,65194
ЛЭП	12	13	0	0	Кульдур 2	3,09	13,52	-83,21	0	0	0	0	1,000925	-31,3799	0	690	90,12434	13,0615
ЛЭП	13	18	0	0	Лондоко 2	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	7,534481	-15,2072	0	690	45,72972	6,627496
ЛЭП	13	19	0	0	Лондоко 2	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	7,534481	-15,2072	0	690	45,72972	6,627496
ЛЭП	18	14	0	0	оп. Лондс	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,4981	-0,12763	0	690	34,41648	4,987896
ЛЭП	19	14	0	0	оп. Лондс	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,4981	-0,12763	0	690	34,41648	4,987896
ЛЭП	18	20	0	0	оп. Лондс	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	21,06793	-16,1829	0	690	76,40808	11,07364
ЛЭП	19	21	0	0	оп. Лондс	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	21,06793	-16,1829	0	690	76,40808	11,07364
ЛЭП	20	15	0	0	оп. Бира/	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,848	-0,36784	0	690	35,47057	5,140662
ЛЭП	21	15	0	0	оп. Бира/	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,848	-0,36784	0	690	35,47057	5,140662
ЛЭП	20	16	0	0	оп. Бира/	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	35,00818	-20,7751	0	690	111,9693	16,22744
ЛЭП	21	16	0	0	оп. Бира/	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	35,00818	-20,7751	0	690	111,9693	16,22744
ЛЭП	16	17	0	0	Биробидж	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	78,29711	-18,3663	0	690	208,4669	30,2126
ЛЭП	16	17	0	0	Биробидж	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	78,29711	-18,3663	0	690	208,4669	30,2126
ЛЭП	4	17	0	0	Хабаровск	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-136,461	24,60719	0	690	355,7331	51,55553
ЛЭП	4	22	0	0	Хабаровск	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-83,2948	14,54352	0	690	216,924	31,43826
ЛЭП	22	17	0	0	НПС-32 - Н	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-52,5843	15,62108	0	690	141,1351	20,45436
ЛЭП	24	23	0	0	Джамкун	13,97	49,76	-318,6	0	0	0	0	-11,2491	6,940762	0	630	38,31598	6,081902
ЛЭП	10	23	0	0	Ургал 220	9,44	33,61	-223,6	0	0	0	0	9,160541	22,58252	0	630	59,60427	9,460996
ЛЭП	24	25	0	0	Джамкун	12,45	44,35	-284	0	0	0	0	13,25176	-5,94694	0	630	62,14192	9,863797
ЛЭП	25	26	0	0	Березовая	14,44	47,7	-305,5	0	0	0	0	22,32856	-19,874	0	630	104,5999	16,60315
ЛЭП	26	27	0	0	Горин - С	7,71	27,46	-175,9	0	0	0	0	26,65597	-34,7615	0	630	127,6007	20,25409
ЛЭП	27	8	0	0	Старт - Ко	2,724	9,575	-61,4	0	0	0	0	14,62375	-42,579	0	630	120,7403	19,16512
ЛЭП	27	33	0	0	Старт - оп	1,375	5,845	-38,66	0	0	0	0	0,954	-43,9856	0	630	115,5826	18,34644
ЛЭП	33	28	0	0	оп. ГПП 4	1,375	5,845	-38,66	0	0	0	0	-25,5366	-19,8977	0	630	84,91184	13,47807
ЛЭП	33	8	0	0	оп. ГПП 4	1,375	5,845	-38,66	0	0	0	0	26,54655	-25,8994	0	630	97,20671	15,42964
ЛЭП	8	28	0	0	Комсомол	1,275	6,922	-47,76	0	0	0	0	-44,5375	4,016434	0	1249,997	113,0961	9,047713
ЛЭП	27	30	0	0	Старт - НГ	21,892	93,059	-615,47	0	0	0	0	8,619933	21,0516	0	630	57,11526	9,065914
ЛЭП	27	31	0	0	Старт - НГ	13,964	59,359	-392,588	0	0	0	0	6,777237	23,44146	0	630	61,26674	9,724879
ЛЭП	30	31	0	0	НПС-2 - НГ	12,246	52,054	-344,275	0	0	0	0	-7,8576	15,64818	0	630	43,44006	6,895247
ЛЭП	30	34	0	0	НПС-2 - оп	3,794	16,126	-106,651	0	0	0	0	8,68414	-13,4169	0	630	52,22357	8,289455
ЛЭП	30	35	0	0	НПС-2 - оп	3,776	16,053	-106,168	0	0	0	0	8,834513	-13,5483	0	630	52,6157	8,351698
ЛЭП	34	32	0	0	оп. Литов	0,71	2,41	-15,4	0	0	0	0	-0,64845	0,463452	0	1033,29	1,985757	0,192178
ЛЭП	35	32	0	0	оп. Литов	0,71	2,41	-15,4	0	0	0	0	-1,35135	0,790409	0	1033,29	3,900401	0,377474
ЛЭП	34	29	0	0	оп. Литов	3,898	16,571	-109,597	0	0	0	0	9,36198	-19,5378	0	630	67,44337	10,7053
ЛЭП	35	4	0	0	оп. Литов	13,29	56,5	-373,7	0	0	0	0	10,21222	-19,9683	0	1000	102,1262	10,21262
ЛЭП	29	4	0	0	НПС-1 - Ха	9,654	41,035	-271,397	0	0	0	0	10,4016	-24,8043	0	630	101,2087	16,06487
ЛЭП	1	6	0	0	Хабаровск	11,02781	110,3405	-1390,05	13,11368	0	0	0	-90,0409	207,1757	0	2000	258,2599	12,913

Продолжение приложение А.

Расчет существующего режима при минимальных нагрузках



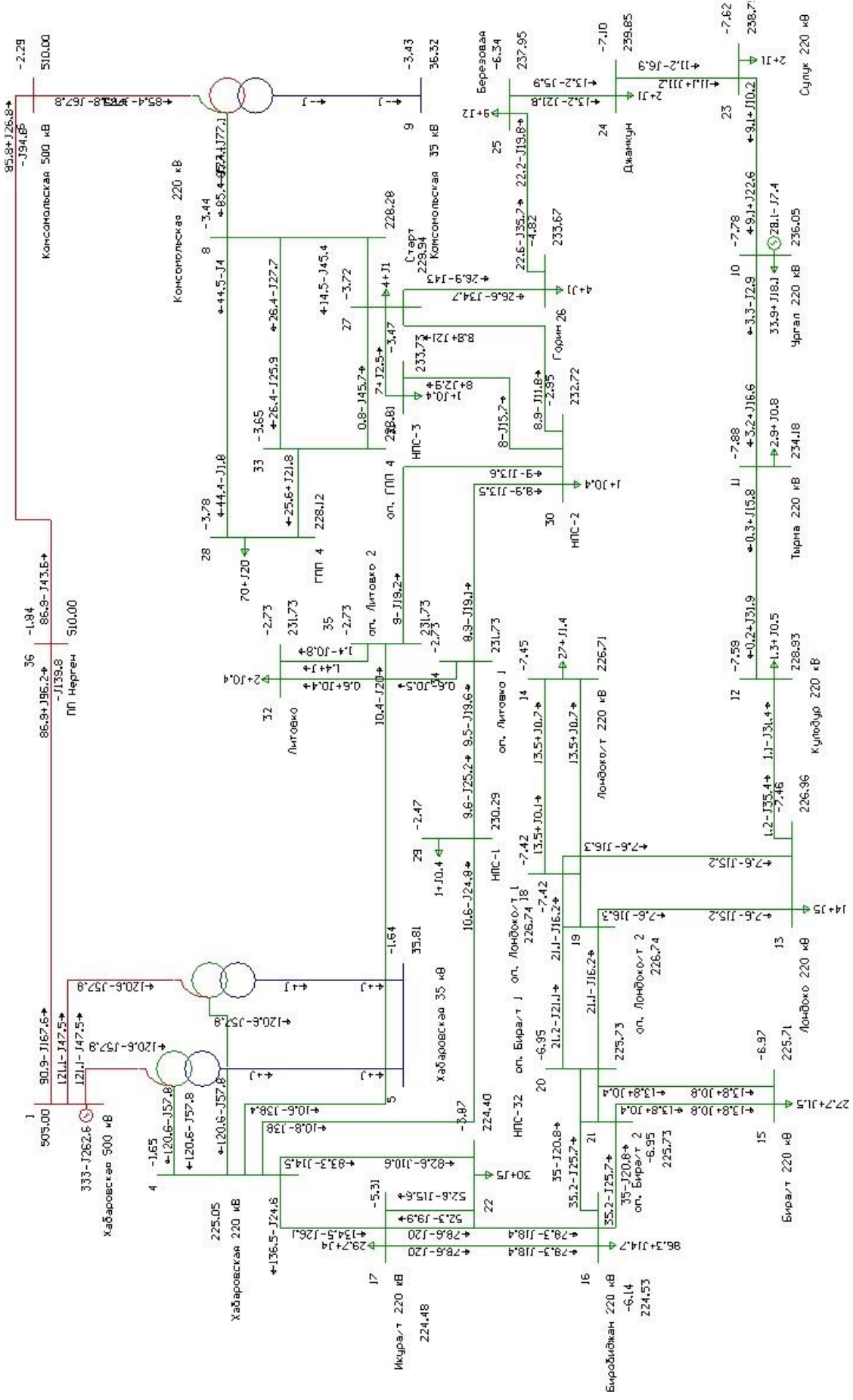
Расчет существующего режима при максимальных нагрузках

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
База	1	Хабаровская 500 кВ	500	0	1	0	0	337,2001	-272,767	505	0	0	0	505	1	0
Нагр	2	Хабаровская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	509,734	1,946805	-1,60002
Нагр	3	Хабаровская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	509,734	1,946805	-1,60002
Нагр	4	Хабаровская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,2435	1,928866	-1,60366
Нагр	5	Хабаровская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,68138	1,946805	-1,60002
Ген	6	Комсомольская 500 кВ	500	0	1	0	0	0	-208,052	510	-300	300	0	510	2	-2,53611
Нагр	7	Комсомольская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	518,2785	3,655691	-3,83836
Нагр	8	Комсомольская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,0102	3,641	-3,84437
Нагр	9	Комсомольская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,27949	3,655691	-3,83836
Нагр	10	Ургал 220 кВ	220	0	1	33,9	18,1	28,1	-7,4	0	0	0	0	231,4645	5,211134	-11,8183
Нагр	11	Тырма 220 кВ	220	0	1	2,9	0,8	0	0	0	0	0	0	229,3196	4,236186	-12,9618
Нагр	12	Кульдур 220 кВ	220	0	1	1,3	0,5	0	0	0	0	0	0	223,9688	1,804003	-13,6206
Нагр	13	Лондоко 220 кВ	220	0	1	14	5	0	0	0	0	0	0	221,9909	0,904949	-13,7489
Нагр	14	Лондоко/т 220 кВ	220	0	1	27	1,4	0	0	0	0	0	0	221,7446	0,793022	-13,7665
Нагр	15	Бира/т 220 кВ	220	0	1	27,7	1,5	0	0	0	0	0	0	220,7541	0,342782	-13,4317
Нагр	16	Биробиджан 220 кВ	220	0	1	86,33	14,7	0	0	0	0	0	0	219,5847	-0,18876	-12,74
Нагр	17	Икура/т 220 кВ	220	0	1	29,7	4	0	0	0	0	0	0	219,5515	-0,20386	-11,9617
Нагр	18	оп. Лондоко/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	221,7737	0,806232	-13,738
Нагр	19	оп. Лондоко/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	221,7737	0,806232	-13,738
Нагр	20	оп. Бира/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,7748	0,352196	-13,4119
Нагр	21	оп. Бира/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,7748	0,352196	-13,4119
Нагр	22	НПС-32	220	0	1	30	5	0	0	0	0	0	0	220,7441	0,338212	-7,13465
Нагр	23	Сулук 220 кВ	220	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	234,6045	6,638421	-11,066
Нагр	24	Джамкун	220	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	236,5135	7,506141	-9,67051
Нагр	25	Березовая	220	0	1	9	2	0	0	0	0	0	0	235,4882	7,04011	-8,13687
Нагр	26	Горин	220	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	232,4463	5,657403	-5,77818
Нагр	27	Старт	220	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	229,5087	4,322145	-4,18531
Нагр	28	ГПП 4	220	0	1	70	20	0	0	0	0	0	0	227,8135	3,551569	-4,2009
Нагр	29	НПС-1	220	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	229,541	4,336813	-2,54922
Нагр	30	НПС-2	220	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	232,0347	5,47033	-3,12566
Нагр	31	НПС-3	220	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	233,1505	5,977515	-3,78371
Нагр	32	Литовко	220	0	1	2	0,4	0	0	0	0	0	0	231,0156	5,007099	-2,86311
Нагр	33	оп. ГПП 4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,469	3,849548	-4,0786
Нагр	34	оп. Литовко 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,0171	5,007786	-2,86144
Нагр	35	оп. Литовко 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,0159	5,007206	-2,85929

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Iдоп_расч	I max	I загр.
Тр-р	1	2	0	0	Хабаровск	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-117,652	32,45183	0	0	139,5308	0
Тр-р	1	3	0	0	Хабаровск	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-117,652	32,45183	0	0	139,5308	0
Тр-р	2	4	0	0	Хабаровск	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-117,234	42,3507	0	0	141,1836	0
Тр-р	3	4	0	0	Хабаровск	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-117,234	42,3507	0	0	141,1836	0
Тр-р	2	5	0	0	Хабаровск	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	3	5	0	0	Хабаровск	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-7,96E-15	4,26E-16	0	0	9,03E-15	0
Тр-р	6	7	0	0	Комсомол	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-98,0521	62,64136	0	0	131,7191	0
Тр-р	7	8	0	0	Комсомол	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-97,6198	72,3023	0	0	135,3253	0
Тр-р	7	9	0	0	Комсомол	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-3,23E-14	3,00E-15	0	0	3,61E-14	0
ЛЭП	10	11	0	0	Ургал 220	13,12	57,43	-353,42	0	0	0	0	-19,4468	5,081285	0	690	59,04669	8,557491
ЛЭП	11	12	0	0	Тырма 22	11,52	50,45	-310,41	0	0	0	0	-16,4187	-12,4783	0	690	82,93646	12,01978
ЛЭП	12	13	0	0	Кульдур 2	3,09	13,52	-83,21	0	0	0	0	-14,9435	-27,2726	0	690	89,70265	13,00038
ЛЭП	13	18	0	0	Лондоко 2	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	-0,44378	-13,0624	0	690	36,76402	5,328119
ЛЭП	13	19	0	0	Лондоко 2	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	-0,44378	-13,0624	0	690	36,76402	5,328119
ЛЭП	18	14	0	0	оп. Лондо	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,4696	-0,15682	0	690	35,11437	5,089038
ЛЭП	19	14	0	0	оп. Лондо	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,4696	-0,15682	0	690	35,11437	5,089038
ЛЭП	18	20	0	0	оп. Лондо	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	13,13396	-13,9887	0	690	60,04462	8,702119
ЛЭП	19	21	0	0	оп. Лондо	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	13,13396	-13,9887	0	690	60,04462	8,702119
ЛЭП	20	15	0	0	оп. Бира/	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,8193	-0,3886	0	690	36,19339	5,245419
ЛЭП	21	15	0	0	оп. Бира/	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,8193	-0,3886	0	690	36,19339	5,245419
ЛЭП	20	16	0	0	оп. Бира/	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	27,13001	-18,4802	0	690	94,32092	13,6697
ЛЭП	21	16	0	0	оп. Бира/	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	27,13001	-18,4802	0	690	94,32092	13,6697
ЛЭП	16	17	0	0	Биробидж	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	70,28792	-16,0389	0	690	191,162	27,70464
ЛЭП	16	17	0	0	Биробидж	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	70,28792	-16,0389	0	690	191,162	27,70464
ЛЭП	4	17	0	0	Хабаровск	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	0	0	0	690	0	0
ЛЭП	4	22	0	0	Хабаровск	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-208,283	6,597016	0	690	536,525	77,75725
ЛЭП	22	17	0	0	НПС-32 - Н	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-173,926	24,05456	0	690	459,2299	66,55506
ЛЭП	24	23	0	0	Джамкун	13,97	49,76	-318,6	0	0	0	0	-27,6189	7,260694	0	630	71,62551	11,36913
ЛЭП	10	23	0	0	Ургал 220	9,44	33,61	-223,6	0	0	0	0	25,25635	20,38147	0	630	80,95214	12,84955
ЛЭП	24	25	0	0	Джамкун	12,45	44,35	-284	0	0	0	0	29,6159	-6,28803	0	630	89,84629	14,26132
ЛЭП	25	26	0	0	Березовая	14,44	47,7	-305,5	0	0	0	0	38,8289	-19,2737	0	630	129,3659	20,53426
ЛЭП	26	27	0	0	Горин - С	7,71	27,46	-175,9	0	0	0	0	43,39072	-33,0478	0	630	150,6105	23,90642
ЛЭП	27	8	0	0	Старт - Ко	2,724	9,575	-61,4	0	0	0	0	20,60684	-40,261	0	630	121,0404	19,21275
ЛЭП	27	33	0	0	Старт - оп	1,375	5,845	-38,66	0	0	0	0	6,728266	-41,4053	0	630	110,5722	17,55115
ЛЭП	33	28	0	0	оп. ГПП 4	1,375	5,845	-38,66	0	0	0	0	-23,728	-19,0537	0	630	80,18368	12,72757
ЛЭП	33	8	0	0	оп. ГПП 4	1,375	5,845	-38,66	0	0	0	0	30,50909	-24,1763	0	630	101,6043	16,12766
ЛЭП	8	28	0	0	Комсомол	1,275	6,922	-47,76	0	0	0	0	-46,3433	3,151533	0	1249,997	117,6181	9,409471
ЛЭП	27	30	0	0	Старт - НГ	21,892	93,059	-615,47	0	0	0	0	11,39494	19,66102	0	630	57,16542	9,073877
ЛЭП	27	31	0	0	Старт - НГ	13,964	59,359	-392,588	0	0	0	0	9,120964	22,25272	0	630	60,49858	9,602949
ЛЭП	30	31	0	0	НПС-2 - НГ	12,246	52,054	-344,275	0	0	0	0	-10,2168	16,57671	0	630	48,45106	7,690644
ЛЭП	30	34	0	0	НПС-2 - оп	3,794	16,126	-106,651	0	0	0	0	11,25283	-14,4538	0	630	57,4822	9,124159
ЛЭП	30	35	0	0	НПС-2 - оп	3,776	16,053	-106,168	0	0	0	0	11,4192	-14,5912	0	630	57,92607	9,194614
ЛЭП	34	32	0	0	оп. Литов	0,71	2,41	-15,4	0	0	0	0	-0,63466	0,453106	0	1033,29	1,948866	0,188608
ЛЭП	35	32	0	0	оп. Литов	0,71	2,41	-15,4	0	0	0	0	-1,36494	0,790465	0	1033,29	3,94198	0,381498
ЛЭП	34	29	0	0	оп. Литов	3,898	16,571	-109,597	0	0	0	0	11,92583	-20,5072	0	630	72,23909	11,46652
ЛЭП	35	4	0	0	оп. Литов	13,29	56,5	-373,7	0	0	0	0	12,81733	-20,9538	0	1000	106,2515	10,62515
ЛЭП	29	4	0	0	НПС-1 - Ха	9,654	41,035	-271,397	0	0	0	0	12,97042	-25,7054	0	630	105,2924	16,71308
ЛЭП	1	6	0	0	Хабаровск	11,02781	110,3405	-1390,05	13,11368	0	0	0	-101,896	207,8629	0	2000	264,6604	13,23302

Продолжение приложение А.

Расчет существующего режима при максимальных нагрузках



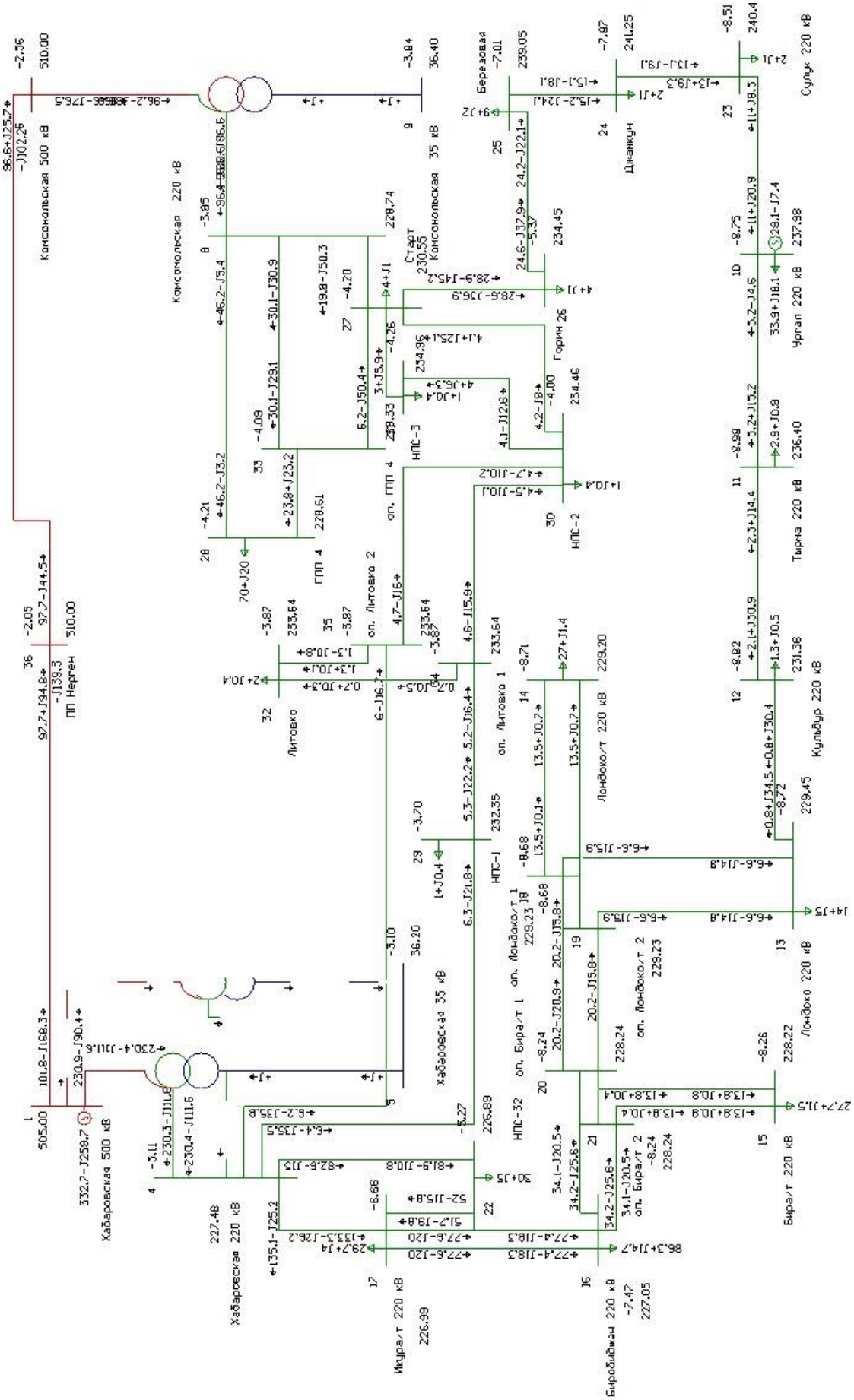
Расчет послеаварийного режима при отключении АТ на ПС 500 кВ Хабаровск

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
База	1	Хабаровская 500 кВ	500	0	1	0	0	331,3623	-298,315	505	0	0	0	505	1	0
Нагр	2	Хабаровская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,63926
Нагр	3	Хабаровская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	517,1857	3,437139	-3,09779
Нагр	4	Хабаровская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,4854	3,402463	-3,10712
Нагр	5	Хабаровская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,203	3,437139	-3,09779
Ген	6	Комсомольская 500 кВ	500	0	1	0	0	0	-222,171	510	-300	300	0	510	2	-2,5114
Нагр	7	Комсомольская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	519,9512	3,990247	-3,79815
Нагр	8	Комсомольская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,7467	3,975753	-3,80532
Нагр	9	Комсомольская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,39659	3,990247	-3,79815
Нагр	10	Ургал 220 кВ	220	0	1	33,9	18,1	28,1	-7,4	0	0	0	0	237,9848	8,174904	-8,7268
Нагр	11	Тырма 220 кВ	220	0	1	2,9	0,8	0	0	0	0	0	0	236,4041	7,456402	-8,9635
Нагр	12	Кульдур 220 кВ	220	0	1	1,3	0,5	0	0	0	0	0	0	231,3708	5,168533	-8,8092
Нагр	13	Лондоко 220 кВ	220	0	1	14	5	0	0	0	0	0	0	229,4532	4,296931	-8,71397
Нагр	14	Лондоко/т 220 кВ	220	0	1	27	1,4	0	0	0	0	0	0	229,2129	4,187701	-8,70216
Нагр	15	Бира/т 220 кВ	220	0	1	27,7	1,5	0	0	0	0	0	0	228,231	3,741361	-8,2543
Нагр	16	Биробиджан 220 кВ	220	0	1	86,33	14,7	0	0	0	0	0	0	227,0548	3,206745	-7,45997
Нагр	17	Икура/т 220 кВ	220	0	1	29,7	4	0	0	0	0	0	0	226,9965	3,180219	-6,6573
Нагр	18	оп. Лондоко/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,2409	4,20042	-8,67542
Нагр	19	оп. Лондоко/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,2409	4,20042	-8,67542
Нагр	20	оп. Бира/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,251	3,750441	-8,23575
Нагр	21	оп. Бира/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,251	3,750441	-8,23575
Нагр	22	НПС-32	220	0	1	30	5	0	0	0	0	0	0	226,8958	3,134445	-5,2672
Нагр	23	Сулук 220 кВ	220	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	240,4735	9,306143	-8,49061
Нагр	24	Джамкун	220	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	241,2543	9,661048	-7,84508
Нагр	25	Березовая	220	0	1	9	2	0	0	0	0	0	0	239,0529	8,660389	-6,97347
Нагр	26	Горин	220	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	234,4575	6,571576	-5,33384
Нагр	27	Старт	220	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	230,5515	4,796133	-4,15804
Нагр	28	ГПП 4	220	0	1	70	20	0	0	0	0	0	0	228,6196	3,918019	-4,16211
Нагр	29	НПС-1	220	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	232,3586	5,617528	-3,68199
Нагр	30	НПС-2	220	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	234,4647	6,574869	-3,97485
Нагр	31	НПС-3	220	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	234,961	6,80044	-4,22508
Нагр	32	Литовко	220	0	1	2	0,4	0	0	0	0	0	0	233,6425	6,201127	-3,85162
Нагр	33	оп. ГПП 4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,3309	4,241307	-4,04364
Нагр	34	оп. Литовко 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	233,6438	6,201714	-3,84987
Нагр	35	оп. Литовко 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	233,6427	6,201236	-3,84799

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Iдоп_расч	I max	I загр.
Тр-р	1	2	0	0	Хабаровск	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	1	3	0	0	Хабаровск	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-230,466	90,5082	0	0	283,0747	0
Тр-р	2	4	0	0	Хабаровск	0,39	0	0	0	0,44	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	3	4	0	0	Хабаровск	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-229,932	111,6705	0	0	285,3504	0
Тр-р	2	5	0	0	Хабаровск	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	3	5	0	0	Хабаровск	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	1,61E-14	-1,29E-15	0	0	1,81E-14	0
Тр-р	6	7	0	0	Комсомол	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-97,0632	76,61754	0	0	139,9892	0
Тр-р	7	8	0	0	Комсомол	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-96,6281	86,71547	0	0	144,1654	0
Тр-р	7	9	0	0	Комсомол	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-3,24E-14	2,98E-15	0	0	3,61E-14	0
ЛЭП	10	11	0	0	Ургал 220	13,12	57,43	-353,42	0	0	0	0	-5,27021	4,653608	0	690	39,21746	5,68369
ЛЭП	11	12	0	0	Тырма 22	11,52	50,45	-310,41	0	0	0	0	-2,34464	-14,3803	0	690	77,25252	11,19602
ЛЭП	12	13	0	0	Кульдур 2	3,09	13,52	-83,21	0	0	0	0	-0,92625	-30,3815	0	690	86,91273	12,59605
ЛЭП	13	18	0	0	Лондоко 2	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	6,569077	-14,7668	0	690	43,30149	6,275579
ЛЭП	13	19	0	0	Лондоко 2	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	6,569077	-14,7668	0	690	43,30149	6,275579
ЛЭП	18	14	0	0	оп. Лондо	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,4943	-0,11523	0	690	34,03201	4,932176
ЛЭП	19	14	0	0	оп. Лондо	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,4943	-0,11523	0	690	34,03201	4,932176
ЛЭП	18	20	0	0	оп. Лондо	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	20,12936	-15,7907	0	690	73,43282	10,64244
ЛЭП	19	21	0	0	оп. Лондо	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	20,12936	-15,7907	0	690	73,43282	10,64244
ЛЭП	20	15	0	0	оп. Бира/	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,8443	-0,35959	0	690	35,07053	5,082686
ЛЭП	21	15	0	0	оп. Бира/	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,8443	-0,35959	0	690	35,07053	5,082686
ЛЭП	20	16	0	0	оп. Бира/	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	34,10319	-20,5448	0	690	108,7547	15,76155
ЛЭП	21	16	0	0	оп. Бира/	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	34,10319	-20,5448	0	690	108,7547	15,76155
ЛЭП	16	17	0	0	Биробидж	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	77,37033	-18,3073	0	690	203,8774	29,54745
ЛЭП	16	17	0	0	Биробидж	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	77,37033	-18,3073	0	690	203,8774	29,54745
ЛЭП	4	17	0	0	Хабаровск	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-135,126	25,25976	0	690	348,8858	50,56315
ЛЭП	4	22	0	0	Хабаровск	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-82,6201	15,00815	0	690	213,1186	30,88676
ЛЭП	22	17	0	0	НПС-32 - Х	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-51,9471	15,80825	0	690	138,1677	20,02431
ЛЭП	24	23	0	0	Джамкун	13,97	49,76	-318,6	0	0	0	0	-13,1801	9,112576	0	630	38,53976	6,117422
ЛЭП	10	23	0	0	Ургал 220	9,44	33,61	-223,6	0	0	0	0	11,08994	20,82479	0	630	57,23803	9,085401
ЛЭП	24	25	0	0	Джамкун	12,45	44,35	-284	0	0	0	0	15,18112	-8,12262	0	630	68,97346	10,94817
ЛЭП	25	26	0	0	Березовая	14,44	47,7	-305,5	0	0	0	0	24,278	-22,1318	0	630	111,5012	17,6986
ЛЭП	26	27	0	0	Горин - С	7,71	27,46	-175,9	0	0	0	0	28,65458	-36,975	0	630	134,5071	21,35034
ЛЭП	27	8	0	0	Старт - Ко	2,724	9,575	-61,4	0	0	0	0	19,90325	-47,5926	0	630	136,7217	21,70186
ЛЭП	27	33	0	0	Старт - оп	1,375	5,845	-38,66	0	0	0	0	6,378433	-48,6374	0	630	127,9311	20,30653
ЛЭП	33	28	0	0	оп. ГПП 4	1,375	5,845	-38,66	0	0	0	0	-23,7992	-21,3095	0	630	83,91519	13,31987
ЛЭП	33	8	0	0	оп. ГПП 4	1,375	5,845	-38,66	0	0	0	0	30,24646	-29,0984	0	630	109,2628	17,3433
ЛЭП	8	28	0	0	Комсомол	1,275	6,922	-47,76	0	0	0	0	-46,276	5,429546	0	1249,997	117,6006	9,408073
ЛЭП	27	30	0	0	Старт - НГ	21,892	93,059	-615,47	0	0	0	0	3,920281	25,12704	0	630	63,68471	10,10868
ЛЭП	27	31	0	0	Старт - НГ	13,964	59,359	-392,588	0	0	0	0	2,805763	26,89963	0	630	67,72786	10,75045
ЛЭП	30	31	0	0	НПС-2 - НГ	12,246	52,054	-344,275	0	0	0	0	-3,88357	12,60185	0	630	32,47114	5,15415
ЛЭП	30	34	0	0	НПС-2 - оп	3,794	16,126	-106,651	0	0	0	0	4,358621	-10,0381	0	630	40,57102	6,439845
ЛЭП	30	35	0	0	НПС-2 - оп	3,776	16,053	-106,168	0	0	0	0	4,482067	-10,1502	0	630	40,85505	6,484929
ЛЭП	34	32	0	0	оп. Литов	0,71	2,41	-15,4	0	0	0	0	-0,67049	0,492557	0	1033,29	2,055849	0,198961
ЛЭП	35	32	0	0	оп. Литов	0,71	2,41	-15,4	0	0	0	0	-1,32898	0,788587	0	1033,29	3,818641	0,369561
ЛЭП	34	29	0	0	оп. Литов	3,898	16,571	-109,597	0	0	0	0	5,054218	-16,3324	0	630	56,49485	8,967437
ЛЭП	35	4	0	0	оп. Литов	13,29	56,5	-373,7	0	0	0	0	5,833138	-16,7129	0	1000	92,12726	9,212726
ЛЭП	29	4	0	0	НПС-1 - Ха	9,654	41,035	-271,397	0	0	0	0	6,080279	-21,7628	0	630	91,32913	14,49669
ЛЭП	1	6	0	0	Хабаровск	11,02781	110,3405	-1390,05	13,11368	0	0	0	-100,896	207,8073	0	2000	264,1019	13,2051

Продолжение приложение А.

Расчет послеаварийного режима при отключении АТ на ПС 500 кВ Хабаровск



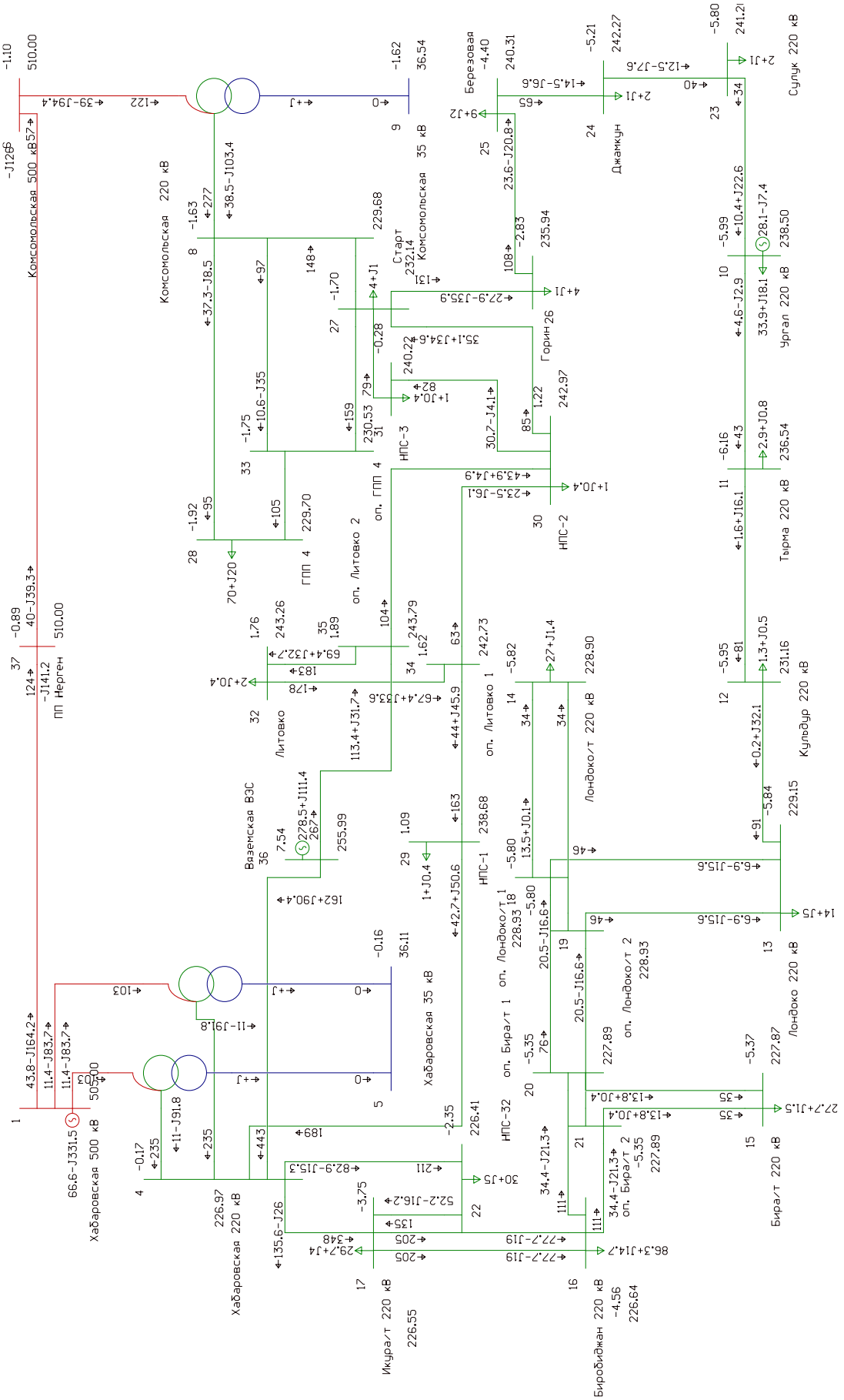
Продолжение приложение А.

Расчет режима при максимальных нагрузках

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
База	1	Хабаровская 500 кВ	500	0	1	0	0	65,28515	-371,193	505	0	0	0	505	1	0
Нагр	2	Хабаровская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	515,858	3,171602	-0,15802
Нагр	3	Хабаровская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	515,858	3,171602	-0,15802
Нагр	4	Хабаровская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,9739	3,169956	-0,16573
Нагр	5	Хабаровская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,11006	3,171602	-0,15802
Ген	6	Комсомольская 500 кВ	500	0	1	0	0	0	-247,663	510	-300	300	0	510	2	-1,07255
Нагр	7	Комсомольская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	522,0497	4,409937	-1,59585
Нагр	8	Комсомольская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,6891	4,404141	-1,60434
Нагр	9	Комсомольская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,54348	4,409937	-1,59585
Нагр	10	Ургал 220 кВ	220	0	1	33,9	18,1	28,1	-7,4	0	0	0	0	238,5115	8,414322	-5,98127
Нагр	11	Тырма 220 кВ	220	0	1	2,9	0,8	0	0	0	0	0	0	236,5444	7,52016	-6,15621
Нагр	12	Кульдур 220 кВ	220	0	1	1,3	0,5	0	0	0	0	0	0	231,1691	5,076867	-5,94636
Нагр	13	Лондоко 220 кВ	220	0	1	14	5	0	0	0	0	0	0	229,1609	4,164029	-5,83566
Нагр	14	Лондоко/т 220 кВ	220	0	1	27	1,4	0	0	0	0	0	0	228,9088	4,049471	-5,82183
Нагр	15	Бира/т 220 кВ	220	0	1	27,7	1,5	0	0	0	0	0	0	227,8734	3,578799	-5,36358
Нагр	16	Биробиджан 220 кВ	220	0	1	86,33	14,7	0	0	0	0	0	0	226,6418	3,019021	-4,55718
Нагр	17	Икура/т 220 кВ	220	0	1	29,7	4	0	0	0	0	0	0	226,5585	2,981114	-3,7468
Нагр	18	оп. Лондоко/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,9369	4,062211	-5,79501
Нагр	19	оп. Лондоко/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,9369	4,062211	-5,79501
Нагр	20	оп. Бира/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,8934	3,587895	-5,34496
Нагр	21	оп. Бира/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,8934	3,587895	-5,34496
Нагр	22	НПС-32	220	0	1	30	5	0	0	0	0	0	0	226,417	2,916819	-2,34312
Нагр	23	Сулук 220 кВ	220	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	241,2072	9,639634	-5,78384
Нагр	24	Джамкун	220	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	242,2803	10,12741	-5,19625
Нагр	25	Березовая	220	0	1	9	2	0	0	0	0	0	0	240,3192	9,235991	-4,37855
Нагр	26	Горин	220	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	235,9457	7,248043	-2,80697
Нагр	27	Старт	220	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	232,1507	5,523058	-1,67373
Нагр	28	ГПП 4	220	0	1	70	20	0	0	0	0	0	0	229,7031	4,410494	-1,89504
Нагр	29	НПС-1	220	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	238,6882	8,494615	1,098213
Нагр	30	НПС-2	220	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	242,9835	10,44706	1,232314
Нагр	31	НПС-3	220	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	240,2279	9,19448	-0,25744
Нагр	32	Литовко	220	0	1	2	0,4	0	0	0	0	0	0	243,2678	10,57626	1,767671
Нагр	33	оп. ГПП 4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	230,5398	4,790831	-1,72573
Нагр	34	оп. Литовко 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	242,7405	10,33657	1,63291
Нагр	35	оп. Литовко 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	243,7966	10,81664	1,906435
Нагр	36	Вяземская ВЭС	220	0	1	0	0	278,5	111,4	0	0	0	0	255,9958	16,36171	7,542764

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Iдоп_расч	I max	I загр.
Тр-р	1	2	0	0	Хабаровск	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-11,2888	83,68419	0	0	96,54001	0
Тр-р	1	3	0	0	Хабаровск	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-11,2888	83,68419	0	0	96,54001	0
Тр-р	2	4	0	0	Хабаровск	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-10,894	91,8447	0	0	103,5135	0
Тр-р	3	4	0	0	Хабаровск	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-10,894	91,8447	0	0	103,5135	0
Тр-р	2	5	0	0	Хабаровск	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	1,66E-14	5,16E-13	0	0	5,78E-13	0
Тр-р	3	5	0	0	Хабаровск	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	1,87E-14	5,16E-13	0	0	5,78E-13	0
Тр-р	6	7	0	0	Комсомол	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-39,2318	94,49695	0	0	115,8291	0
Тр-р	7	8	0	0	Комсомол	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-38,8042	103,5523	0	0	122,2983	0
Тр-р	7	9	0	0	Комсомол	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-2,79E-14	-5,22E-13	0	0	5,78E-13	0
ЛЭП	10	11	0	0	Ургал 220	13,12	57,43	-353,42	0	0	0	0	-4,62556	2,935008	0	690	42,83169	6,207491
ЛЭП	11	12	0	0	Тырма 22	11,52	50,45	-310,41	0	0	0	0	-1,69833	-16,1381	0	690	81,40943	11,79847
ЛЭП	12	13	0	0	Кульдур 2	3,09	13,52	-83,21	0	0	0	0	-0,26536	-32,0609	0	690	91,13273	13,20764
ЛЭП	13	18	0	0	Лондоко 2	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	6,902594	-15,587	0	690	45,58067	6,605894
ЛЭП	13	19	0	0	Лондоко 2	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	6,902594	-15,587	0	690	45,58067	6,605894
ЛЭП	18	14	0	0	оп. Лондо	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,4967	-0,11646	0	690	34,08339	4,939621
ЛЭП	19	14	0	0	оп. Лондо	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,4967	-0,11646	0	690	34,08339	4,939621
ЛЭП	18	20	0	0	оп. Лондо	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	20,44903	-16,6	0	690	75,54092	10,94796
ЛЭП	19	21	0	0	оп. Лондо	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	20,44903	-16,6	0	690	75,54092	10,94796
ЛЭП	20	15	0	0	оп. Бира/	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,8468	-0,36049	0	690	35,13169	5,09155
ЛЭП	21	15	0	0	оп. Бира/	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,8468	-0,36049	0	690	35,13169	5,09155
ЛЭП	20	16	0	0	оп. Бира/	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	34,40413	-21,3154	0	690	110,6959	16,04288
ЛЭП	21	16	0	0	оп. Бира/	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	34,40413	-21,3154	0	690	110,6959	16,04288
ЛЭП	16	17	0	0	Биробидж	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	77,68313	-19,0331	0	690	205,503	29,78305
ЛЭП	16	17	0	0	Биробидж	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	77,68313	-19,0331	0	690	205,503	29,78305
ЛЭП	4	17	0	0	Хабаровск	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-135,574	26,02974	0	690	351,1556	50,89211
ЛЭП	4	22	0	0	Хабаровск	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-82,844	15,36285	0	690	214,3218	31,06114
ЛЭП	22	17	0	0	НПС-32 - Х	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-52,1581	16,23285	0	690	139,2925	20,18731
ЛЭП	24	23	0	0	Джамкун	13,97	49,76	-318,6	0	0	0	0	-12,5399	7,584728	0	630	39,69816	6,301295
ЛЭП	10	23	0	0	Ургал 220	9,44	33,61	-223,6	0	0	0	0	10,44436	22,54618	0	630	60,14764	9,547245
ЛЭП	24	25	0	0	Джамкун	12,45	44,35	-284	0	0	0	0	14,54436	-6,59469	0	630	65,09632	10,33275
ЛЭП	25	26	0	0	Березовая	14,44	47,7	-305,5	0	0	0	0	23,6306	-20,8131	0	630	107,8043	17,11179
ЛЭП	26	27	0	0	Горин - С	7,71	27,46	-175,9	0	0	0	0	27,97973	-35,9575	0	630	130,9368	20,78362
ЛЭП	27	8	0	0	Старт - Ко	2,724	9,575	-61,4	0	0	0	0	-9,46926	-55,3388	0	630	147,7018	23,44473
ЛЭП	27	33	0	0	Старт - оп	1,375	5,845	-38,66	0	0	0	0	-22,1373	-57,7358	0	630	158,611	25,17635
ЛЭП	33	28	0	0	оп. ГПП 4	1,375	5,845	-38,66	0	0	0	0	-32,7337	-24,3148	0	630	105,2553	16,7072
ЛЭП	33	8	0	0	оп. ГПП 4	1,375	5,845	-38,66	0	0	0	0	10,7039	-35,0653	0	630	96,7382	15,35527
ЛЭП	8	28	0	0	Комсомол	1,275	6,922	-47,76	0	0	0	0	-37,3381	8,503002	0	1249,997	96,25643	7,700534
ЛЭП	27	30	0	0	Старт - НГ	21,892	93,059	-615,47	0	0	0	0	34,97012	34,60306	0	630	122,3495	19,42055
ЛЭП	27	31	0	0	Старт - НГ	13,964	59,359	-392,588	0	0	0	0	28,98155	35,06356	0	630	113,1331	17,95764
ЛЭП	30	31	0	0	НПС-2 - НГ	12,246	52,054	-344,275	0	0	0	0	-30,5765	4,114159	0	630	81,55267	12,94487
ЛЭП	30	34	0	0	НПС-2 - оп	3,794	16,126	-106,651	0	0	0	0	23,39471	-6,10789	0	630	62,86896	9,979201
ЛЭП	30	35	0	0	НПС-2 - оп	3,776	16,053	-106,168	0	0	0	0	43,82627	4,876819	0	630	104,7778	16,6314
ЛЭП	34	32	0	0	оп. Литов	0,71	2,41	-15,4	0	0	0	0	67,40731	33,63935	0	1033,29	179,1817	17,34089
ЛЭП	35	32	0	0	оп. Литов	0,71	2,41	-15,4	0	0	0	0	-69,3621	-32,6784	0	1033,29	182,5087	17,66287
ЛЭП	34	29	0	0	оп. Литов	3,898	16,571	-109,597	0	0	0	0	-44,1832	-45,8903	0	630	162,7852	25,83892
ЛЭП	36	4	0	0	Вяземская	13,29	56,5	-373,7	0	0	0	0	-162,09	-90,4163	0	1000	443,4846	44,34846
ЛЭП	29	4	0	0	НПС-1 - Ха	9,654	41,035	-271,397	0	0	0	0	-42,8561	-50,646	0	630	189,5794	30,09197
ЛЭП	1	6	0	0	Хабаровск	11,02781	110,3405	-1390,05	13,11368	0	0	0	-42,7075	203,8247	0	2000	238,0865	11,90433
ЛЭП	35	36	0	0	оп. Литов	13,29	56,5	-373,7	0	0	0	0	113,3433	31,74366	0	1000	278,7436	27,87436

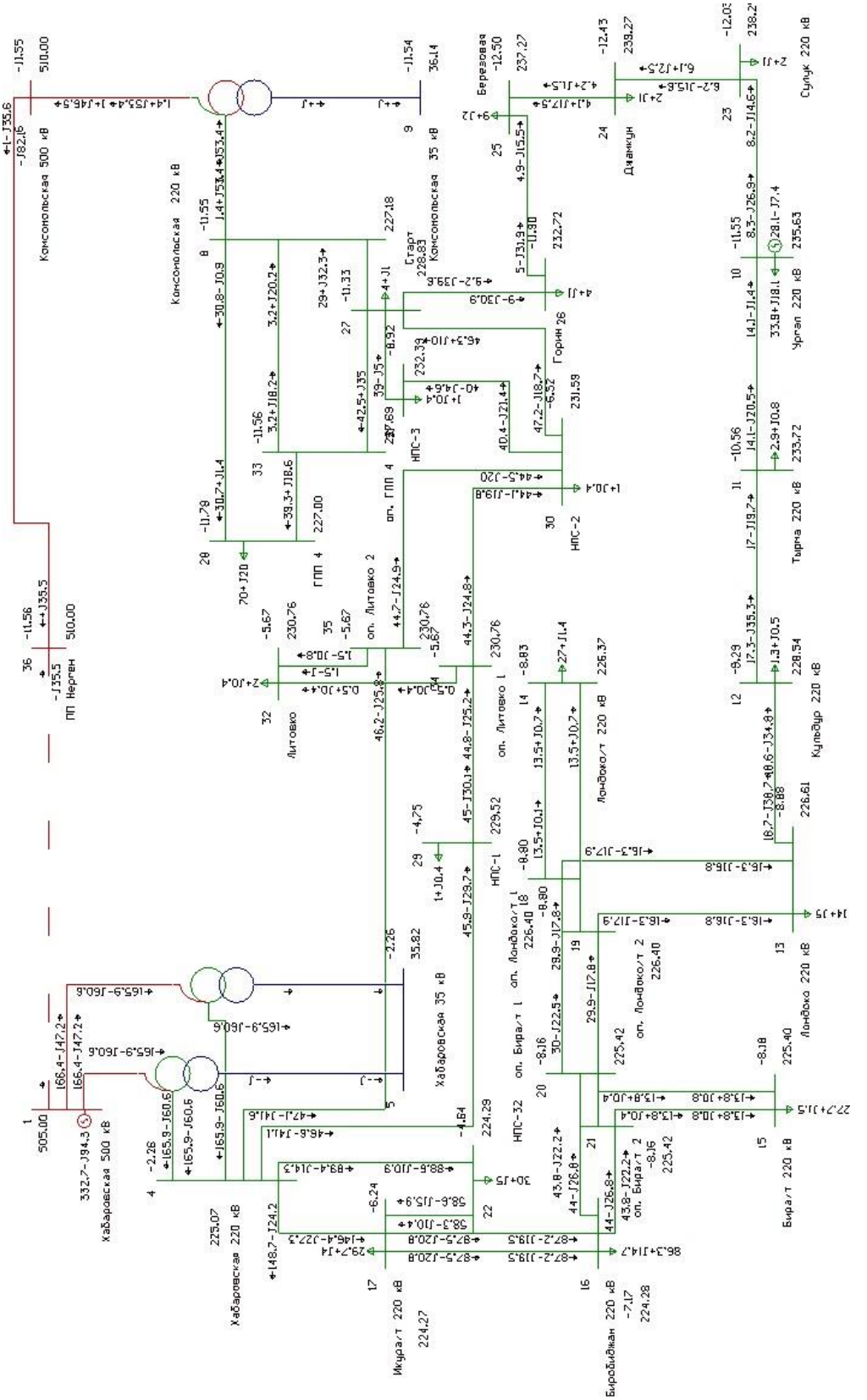
Расчет режима при максимальных нагрузках



Расчет послеаварийного режима при отключении ВЛ 500 кВ Хабаровская-Нерген

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
База	1	Хабаровская 500 кВ	500	0	1	0	0	78,55506	-226,729	505	0	0	0	505	1	0
Нагр	2	Хабаровская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	507,3692	1,473844	-0,56663
Нагр	3	Хабаровская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	507,3692	1,473844	-0,56663
Нагр	4	Хабаровская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,2285	1,467498	-0,5684
Нагр	5	Хабаровская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,51585	1,473844	-0,56663
Ген	6	Комсомольская 500 кВ	500	0	1	0	0	0	-202,979	510	-300	300	0	510	2	0,103757
Нагр	7	Комсомольская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	516,1133	3,222663	0,211556
Нагр	8	Комсомольская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,0927	3,223965	0,207221
Нагр	9	Комсомольская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,12793	3,222663	0,211556
Нагр	10	Ургал 220 кВ	220	0	1	33,9	18,1	28,1	-7,4	0	0	0	0	233,7811	6,26413	-5,35543
Нагр	11	Тырма 220 кВ	220	0	1	2,9	0,8	0	0	0	0	0	0	232,0187	5,463067	-5,95302
Нагр	12	Кульдур 220 кВ	220	0	1	1,3	0,5	0	0	0	0	0	0	226,9147	3,14306	-6,11985
Нагр	13	Лондоко 220 кВ	220	0	1	14	5	0	0	0	0	0	0	224,9907	2,268495	-6,11265
Нагр	14	Лондоко/т 220 кВ	220	0	1	27	1,4	0	0	0	0	0	0	224,7506	2,159373	-6,11248
Нагр	15	Бира/т 220 кВ	220	0	1	27,7	1,5	0	0	0	0	0	0	223,7823	1,719236	-5,70498
Нагр	16	Биробиджан 220 кВ	220	0	1	86,33	14,7	0	0	0	0	0	0	222,6332	1,196925	-4,94423
Нагр	17	Икура/т 220 кВ	220	0	1	29,7	4	0	0	0	0	0	0	222,6035	1,183392	-4,14239
Нагр	18	оп. Лондоко/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,7793	2,172388	-6,08467
Нагр	19	оп. Лондоко/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,7793	2,172388	-6,08467
Нагр	20	оп. Бира/т 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,8027	1,728516	-5,68567
Нагр	21	оп. Бира/т 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,8027	1,728516	-5,68567
Нагр	22	НПС-32	220	0	1	30	5	0	0	0	0	0	0	222,5521	1,16003	-2,75432
Нагр	23	Сулук 220 кВ	220	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	236,5401	7,518234	-4,91331
Нагр	24	Джамкун	220	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	237,8034	8,092473	-3,96682
Нагр	25	Березовая	220	0	1	9	2	0	0	0	0	0	0	236,116	7,325457	-2,82705
Нагр	26	Горин	220	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	232,2096	5,549807	-0,88909
Нагр	27	Старт	220	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	228,7378	3,971709	0,462306
Нагр	28	ГПП 4	220	0	1	70	20	0	0	0	0	0	0	226,9115	3,141614	-0,01987
Нагр	29	НПС-1	220	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	229,4943	4,315573	5,415983
Нагр	30	НПС-2	220	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	232,836	5,834541	7,11413
Нагр	31	НПС-3	220	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	232,8439	5,838147	3,868395
Нагр	32	Литовко	220	0	1	2	0,4	0	0	0	0	0	0	232,3433	5,610605	8,250936
Нагр	33	оп. ГПП 4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,6051	3,45685	0,215656
Нагр	34	оп. Литовко 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,0205	5,463852	7,800358
Нагр	35	оп. Литовко 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,6819	5,76448	8,704057
Нагр	36	Вяземская ВЭС	220	0	1	0	0	278,5	10	0	0	0	0	243,9864	10,90293	24,47144

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Iдоп_расч	I max	I загр.
Тр-р	1	2	0	0	Хабаровск	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-41,666	13,62265	0	0	50,11682	0
Тр-р	1	3	0	0	Хабаровск	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-41,666	13,62265	0	0	50,11682	0
Тр-р	2	4	0	0	Хабаровск	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-41,2769	20,3556	0	0	52,37111	0
Тр-р	3	4	0	0	Хабаровск	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-41,2769	20,3556	0	0	52,37111	0
Тр-р	2	5	0	0	Хабаровск	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-3,20E-14	-1,02E-12	0	0	1,16E-12	0
Тр-р	3	5	0	0	Хабаровск	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-3,20E-14	-1,02E-12	0	0	1,16E-12	0
Тр-р	6	7	0	0	Комсомол	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	8,198615	44,67012	0	0	51,4139	0
Тр-р	7	8	0	0	Комсомол	0,39	0	0	0	0,44	0	0	8,608678	51,67816	0	0	58,60639	0
Тр-р	7	9	0	0	Комсомол	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-1,25E-14	-1,03E-12	0	0	1,16E-12	0
ЛЭП	10	11	0	0	Ургал 220	13,12	57,43	-353,42	0	0	0	0	-10,931	4,929686	0	690	44,3269	6,424189
ЛЭП	11	12	0	0	Тырма 22	11,52	50,45	-310,41	0	0	0	0	-7,98334	-13,2996	0	690	76,81576	11,13272
ЛЭП	12	13	0	0	Кульдур 2	3,09	13,52	-83,21	0	0	0	0	-6,56263	-28,6503	0	690	85,39994	12,3768
ЛЭП	13	18	0	0	Лондоко 2	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	3,748921	-13,8202	0	690	39,46533	5,719612
ЛЭП	13	19	0	0	Лондоко 2	0,8	3,52	-21,65	0	0	0	0	3,748921	-13,8202	0	690	39,46533	5,719612
ЛЭП	18	14	0	0	оп. Лондо	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,4966	-0,13793	0	690	34,71361	5,030957
ЛЭП	19	14	0	0	оп. Лондо	0,42	1,83	-11,27	0	0	0	0	-13,4966	-0,13793	0	690	34,71361	5,030957
ЛЭП	18	20	0	0	оп. Лондо	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	17,28114	-14,7718	0	690	67,64512	9,80364
ЛЭП	19	21	0	0	оп. Лондо	3,77	16,49	-101,5	0	0	0	0	17,28114	-14,7718	0	690	67,64512	9,80364
ЛЭП	20	15	0	0	оп. Бира/	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,8466	-0,37469	0	690	35,77349	5,184563
ЛЭП	21	15	0	0	оп. Бира/	0,28	1,23	-7,6	0	0	0	0	-13,8466	-0,37469	0	690	35,77349	5,184563
ЛЭП	20	16	0	0	оп. Бира/	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	31,20634	-19,3272	0	690	102,7524	14,89166
ЛЭП	21	16	0	0	оп. Бира/	4,06	17,79	-109,48	0	0	0	0	31,20634	-19,3272	0	690	102,7524	14,89166
ЛЭП	16	17	0	0	Биробидж	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	74,46835	-16,926	0	690	199,6592	28,93612
ЛЭП	16	17	0	0	Биробидж	2,01	8,82	-54,33	0	0	0	0	74,46835	-16,926	0	690	199,6592	28,93612
ЛЭП	4	17	0	0	Хабаровск	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-131,21	23,09925	0	690	344,5764	49,9386
ЛЭП	4	22	0	0	Хабаровск	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-80,6703	13,71274	0	690	211,6356	30,67182
ЛЭП	22	17	0	0	НПС-32 - Н	5,21	22,83	-140,5	0	0	0	0	-49,9933	14,75257	0	690	135,2229	19,59752
ЛЭП	24	23	0	0	Джамкун	13,97	49,76	-318,6	0	0	0	0	-18,9201	8,128574	0	630	51,45674	8,167737
ЛЭП	10	23	0	0	Ургал 220	9,44	33,61	-223,6	0	0	0	0	16,75069	20,54752	0	630	65,46989	10,39205
ЛЭП	24	25	0	0	Джамкун	12,45	44,35	-284	0	0	0	0	20,92439	-7,14223	0	630	75,49249	11,98293
ЛЭП	25	26	0	0	Березовая	14,44	47,7	-305,5	0	0	0	0	30,06306	-20,5793	0	630	117,0251	18,57541
ЛЭП	26	27	0	0	Горин - С	7,71	27,46	-175,9	0	0	0	0	34,50405	-34,842	0	630	139,3546	22,11978
ЛЭП	27	8	0	0	Старт - Ко	2,724	9,575	-61,4	0	0	0	0	-32,7012	-28,4427	0	630	114,8446	18,2293
ЛЭП	27	33	0	0	Старт - оп	1,375	5,845	-38,66	0	0	0	0	-46,2321	-32,522	0	630	145,6542	23,11972
ЛЭП	33	28	0	0	оп. ГПП 4	1,375	5,845	-38,66	0	0	0	0	-40,4541	-16,5625	0	630	112,8946	17,91977
ЛЭП	33	8	0	0	оп. ГПП 4	1,375	5,845	-38,66	0	0	0	0	-5,68084	-17,6133	0	630	51,79757	8,221837
ЛЭП	8	28	0	0	Комсомол	1,275	6,922	-47,76	0	0	0	0	-29,607	0,682721	0	1249,997	75,3949	6,031607
ЛЭП	27	30	0	0	Старт - НГ	21,892	93,059	-615,47	0	0	0	0	64,20389	7,217963	0	630	169,6036	26,92121
ЛЭП	27	31	0	0	Старт - НГ	13,964	59,359	-392,588	0	0	0	0	53,68654	11,87868	0	630	138,7859	22,02951
ЛЭП	30	31	0	0	НПС-2 - НГ	12,246	52,054	-344,275	0	0	0	0	-56,2404	20,92769	0	630	148,7982	23,61877
ЛЭП	30	34	0	0	НПС-2 - оп	3,794	16,126	-106,651	0	0	0	0	35,33927	-17,4386	0	630	104,767	16,62969
ЛЭП	30	35	0	0	НПС-2 - оп	3,776	16,053	-106,168	0	0	0	0	87,94152	-21,3428	0	630	227,9903	36,18893
ЛЭП	34	32	0	0	оп. Литов	0,71	2,41	-15,4	0	0	0	0	170,097	-19,3061	0	1033,29	426,2097	41,24783
ЛЭП	35	32	0	0	оп. Литов	0,71	2,41	-15,4	0	0	0	0	-172,286	17,78792	0	1033,29	429,7638	41,59179
ЛЭП	34	29	0	0	оп. Литов	3,898	16,571	-109,597	0	0	0	0	-135,178	-3,40515	0	630	336,8597	53,46979
ЛЭП	36	4	0	0	Вяземская	13,29	56,5	-373,7	0	0	0	0	0	0	0	1000	0	0
ЛЭП	29	4	0	0	НПС-1 - Ха	9,654	41,035	-271,397	0	0	0	0	-132,661	-3,48866	0	630	334,8421	53,14954
ЛЭП	1	6	0	0	Хабаровск	11,02781	110,3405	-1390,05	13,11368	0	0	0	4,777025	199,484	0	2000	228,1291	11,40645
ЛЭП	35	36	0	0	оп. Литов	13,29	56,5	-373,7	0	0	0	0	260,6718	-42,4518	0	1000	658,3419	65,83419

Продолжение приложение А.

Расчет послеаварийного режима при отключении ВЛ 500 кВ Хабаровская-Нерген