

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 25 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей Хабаровского края и Еврейской автономной области для подключения электрических нагрузок города Лобзей (КНР).

Исполнитель


студент группы 442-062

 25.06.18
подпись, дата

В.С. Пронин

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

 19.06.18
подпись, дата


А.А. Казакул

Консультант:

безопасность и

экологичность

доцент, канд. техн. наук

 25.06.2018
подпись, дата
В разделе 3.2 раскрываю выводы из ВР00.

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

канд. техн. наук

 25.06.18
подпись, дата

А.Г. Ротачёва

Благовещенск 2018

Министерство образования и науки 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

«12» 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Трашина Владимира Сергеевича

1. Тема бакалаврской работы: Защита электр. сети Кабаровского пр-я и Еврейской ул. от короткого замыкания для подстанции и нагрузок города Козанцы (Иркут)
(утверждено приказом от 12.03.18 № 573/18)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к бакалаврской работе: Загрузка тр. об., электрические схемы, ведомости контрольных замеров.

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Характеристика сети, расчет и пропуск нагрузок, разработка та и анализ вариантов,

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) методичка по теме Mathcad 14

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

7. Дата выдачи задания 12.03.18

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козанцы А.А. доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

М.Т. И
Задание принял к исполнению (дата): 12.03.18 Трашин В.С.
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 141с., 27 рисунков, 49 таблиц, 86 формул, 5 приложений

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, РЕЖИМ РАБОТЫ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе разработаны варианты развития сети при проектировании подстанции «Лобэей», которая расположена в КНР. Выполнено обоснование конструкции распределительного устройства среднего напряжения подстанции. Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования. Выбрана релейная защита трансформаторов. Произведен расчет надежности электроснабжения ПС «Лобэей». Рассчитано заземляющее устройство ПС. Проведено технико - экономическое обоснование проектируемой ПС.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

ВЛ – воздушная линия

КЛ – кабельная линия

РЗиА – релейная защита и автоматика

ОРУ – открытое распределительное устройство

ОПН – ограничитель перенапряжения

ПУЭ – правила устройства электроустановок

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика сети	9
1.1 Характеристика района	9
1.1.1 Климато-географическая характеристика	9
1.1.2 Характеристика источников питания района	11
1.2 Анализ электрических сетей и режимной ситуации	11
1.2.1 Анализ схем и оборудования ПС	12
1.2.2 Анализ существующих режимов	12
2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	15
2.1 Прогнозирование электрических нагрузок	15
3 Разработка и технический анализ вариантов подключение к электрической сети	17
3.1 Разработка вариантов конфигурации электрических сетей при подключении ПС Лобэей(КНР)	17
3.2 Расчет и анализ режимов	19
3.2.1 Подготовка исходных данных для расчета	19
3.2.2 Анализ текущего режима	22
3.2.3 Анализ проектируемого режима варианта 1	25
3.2.4 Анализ аварийных режимов варианта 1	28
3.2.5 Анализ проектируемого режима варианта 2	34
3.2.6 Анализ аварийных режимов варианта 2	40
3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов	47
4 Экономическое сравнение вариантов	49
4.1 Цель	49
4.2 Сравнение затрат на реализацию проектов	49
4.2.1 Капитальные вложения	49
4.2.2 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП	49

4.2.3	Расчет капиталовложений на строительство ПС	50
4.2.4	Расчет амортизационных отчислений	52
4.2.5	Расчет эксплуатационных затрат	53
5	Расчет токов КЗ	57
6	Выбор оборудования РУ на ПС Лобзэй	58
6.1	Выбор выключателей	58
6.2	Выбор разъединителей	61
6.3	Выбор трансформаторов тока	62
6.4	Выбор трансформаторов напряжения	66
6.5	Выбор гибкой ошиновки	68
6.6	Выбор ограничителей перенапряжения	70
6.7	Выбор высокочастотных заградителей	78
6.8	Оценка надежности электроснабжения потребителей ПС Лобзэй	79
7	Грозоупорность	84
7.1	Грозоупорность воздушной линии электропередачи 220 кВ «Лобзэй – Облучье»	84
7.2	Молниезащита ОРУ 220 кВ подстанции «Лобзэй»	92
8	Расчет уставок релейной защиты воздушной линии напряжением 220 кВ	95
8.1	Дистанционная защита от междуфазных повреждений	96
8.2	Токовая защита нулевой последовательности	101
8.3	Ступенчатая токовая защита	104
8.4	Высокочастотная блокировка защиты	105
9	Безопасность и экологичность	107
9.1	Безопасность	107
9.1.1	Требования к персоналу выполняющему монтажные работы	107
9.1.2	Безопасность при монтаже и ремонте воздушных линий электропередачи 220к кВ	109
9.1.3	Безопасность при эксплуатации ОРУ 220 кВ ПС «Лобзэй»	111
9.1.4	Порядок приемки ПС «Лобзэй» в эксплуатацию	112

9.2 Экологичность	113
9.2.1 Расчет отвода земли	113
9.2.2 Отвод земли в постоянное пользование	115
9.2.3 Отвод земель во временное пользование	116
9.2.4 Расчет высоты маслоприемника	117
9.3 Чрезвычайные ситуации	121
9.3.1 Пожарная безопасность при эксплуатации трансформаторов ПС	121
Лобзей	124
9.3.2 Пожарная безопасность при эксплуатации ВЛ 220 кВ	124
Заключение	126
Библиографический список	127
Приложение А. Расчет прогнозируемых нагрузок	129
Приложение Б. Экономический расчет вариантов	136
Приложение В. Токи КЗ	140

ВЕДЕНИЕ

Развитие электрических сетей в приграничных районах приводит к строительству трансграничных электрических связей.

Актуальность: В РАО ДРСК ЭС Востока поступила заявка на нагрузку 50 мВт в г Лобэей, которая находится в 15 км от ЕАО.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка оптимального подключения ПС Лобэей к электрической сети ЕАО.

Задачи:

1. Выбрать и проанализировать варианты подключения ПС Лобэей
2. Сравнить эти варианты по технико – экономическим характеристикам
3. Выбрать самый оптимальный.

Проект был разработан в операционной системе Windows 10 Максимальная 2017 г. с использованием приложений: Microsoft Office Word 2016 г., Microsoft Office Visio 2016 г., Microsoft Office Excel 2016 г., MathType 5.0 Equation, Mathcad 14.0, RastrWin 3

1 ХАРАКТЕРИТИКА СЕТИ

1.1 Характеристика района

1.1.1 Климато-географическая характеристика. Еврейская автономная область расположена в северо-восточной части Евразийского континента, в южной части Дальнего Востока между 47° и 49° с.ш. и 130° - 135° в.д. Занимая левобережье южной излучины Амура, область находится в благоприятных физико- и экономико-географических условиях. По территории ЕАО протекает 5017 рек, большинство из них малые и средние. Все реки области тяготеют к бассейну Амура, окаймляющему область на протяжении 584 км. растительный покров отличается высоким геоботаническим и флористическим разнообразием. Из 2,2 млн. га лесных угодий, 170 тыс. га занимают кедрово-широколиственные леса, второе место занимают елово-пихтовые и лиственничные леса.

В зимний период преобладают ветры западного и северо-западного направлений. Средне месячная скорость ветра колеблется от 2 до 3 м/с. На теплый период приходится 70-74 % годового количества выпавших осадков. Чаще всего они представляют собой ливневые дожди. В связи со сменой движений воздушных масс летом преобладают ветры восточного и юго-восточного направлений, дующих с океана на материк. Этим и обусловлено повышение влажности и количества осадков. Средняя месячная скорость ветра колеблется от 1 до 2,5 м/с. Наиболее ветреным является г. Облучье (средняя скорость ветра в июне - 2,5 м/с). В переходные сезоны наблюдается увеличение ветровой активности, чаще бывают сильные ветры со скоростью более 15 м/с.

По ветровому давлению – II район, 400Па [ПУЭ]

По толщине стенки гололеда – III район, 20 мм [ПУЭ]

В условиях горного рельефа на местный климат оказывают влияние такие факторы как ориентация склонов по сторонам горизонта, высота гор, наветренность склонов, изолированность горных долин и др. Зима в районе холодная и сухая. Средняя месячная температура воздуха в январе достигает - 26°С. Абсолютный минимум температуры воздуха составляет -52°С (Кульдур).

Среднее месячное количество осадков в это время года максимальное от 8 до 21 мм. Лето теплое и влажное. За летние месяцы не наблюдается значительных колебаний среднемесячных температур воздуха.

Еврейская автономная область служит естественной границей между горными областями Малого Хингана, Буреинского хребта и Среднеамурской низменностью. Это обуславливает наличие на её территории практически всех основных ландшафтов Среднего Приамурья. Высокое видовое разнообразие и повышенная плотность популяций многих видов высших растений и позвоночных животных обусловлена многообразием ландшафтов, климатическими особенностями области, образующими наиболее благоприятные условия для живых организмов.

Поверхность территории области представлена двумя типами рельефа: горным и равнинным. Горные районы - это южная часть обширной Хингано-Буреинской горной системы, занимающая более 1/3 территории ЕАО. Горный комплекс Малого Хингана на территории области представлен расположенными почти параллельно хребтами северо-восточного простирания: Малым Хинганом, Сутарским, Помпеевским и Щуки-Поктоем. Направление их совпадает с общим направлением основных горных систем Дальнего Востока. В основном горы низкие, отличаются сглаженными формами вершин и имеют вид крупнохолмистой страны. Наиболее высокие участки расположены на севере автономии. Их крутые склоны глубоко рассечены долинами горных притоков реки Большой Биры. Наивысшей точкой автономии является гора Студенческая, с отметкой 1 421 метр, расположенная на крайнем севере ЕАО. Другие значительные высоты – Чербукондя (1 360 м), Быдыр (1 207 м), Царь (1 103 м).

Островные горы, протянувшиеся через центральные равнины области. Представлены горными массивами Ульдуры, Даур, Большие Чурки и сопками Волочаевской. Петровскими. Венцелевскими и другими высотами, порой даже не нарушающими равнинный характер местности.

На юге и юго-востоке области простирается Среднеамурская (Амуро-Сунгарийская) аллювиальная низменность. Равнина постепенно понижается от 100-150 м у подножия предгорий Малого Хингана до 50-40 м в пойме Амура. Равнина в автономии разделена на два района. Первый из них, занимающий основную часть бассейна реки Биджан, отличается вогнутой поверхностью. Равнина здесь похожа на блюдце, наклоненное к югу, дно которого занято поймой реки Бира и ее многочисленными притоками. Второй участок равнины, заключенный в треугольнике между Амуром, Ульдуро-Биджанской цепью гор и рекой Урми, представляет плоскую поверхность.

1.1.2 Характеристика источников питания района. Собственных источников электроснабжения Еврейская Автономная область не имеет. Электроснабжение области осуществляется электростанциями АО «Дальневосточная генерирующая компания». Поставка электроэнергии происходит от Амурской и Хабаровской энергосистем. Распределение электроэнергии потребителям области осуществляется по сетям 6-10-35-110 кВ, принадлежащим филиалу АО «ДРСК» «Электрические сети ЕАО».

Основными источниками питания этих сетей являются ПС 220 кВ, относящиеся к объектам подключаемого ПМЭС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» «Востока»: ПС Биробиджан, Облучье, Лондоко, Кульдур, Левобережная. Существуют участки распределительных сетей 6-10-35 кВ от ведомственных подстанций, находящихся на территории Еврейской области, в т.ч. от ПС ОАО «ДВЖД»: ПС «Ин-тяга», «Инкур-тяга», «Бира-тяга», «Лондоко-тяга», «Кимкан-тяга», «Волочаевка-тяга» и других ведомственных подстанций: «Победа», «Брусит», «ДСМ».

Для рассматриваемого участка сети 220 кВ осуществляется питание от БГЭС и от тепловых станций Хабаровского края.

1.2 Анализ электрических сетей и режимной ситуации.

Рассматриваемая в данном дипломном проекте электрическая сеть филиала ДРСК ЭС ЕАО включает в себя 7 ПС 110 кВ: СК, Унгун, Биджан, Дежнёво, Ленинск, КРС, БВС, с центром питания - ПС «Биробиджан», и

электрическая сеть ПМЭС «Востока» филиала ОАО «ФСК ЕЭС» которая включает в себя 5 ПС 220 кВ: ПС Биробиджан, Облучье, Лондоко, Кульдур, Хабаровская. Подстанции СК, Унгун, Биджан, Дежнево, Ленинск, КРС, БВС - образуют кольцо с ИП - ПС «Биробиджан».

Исходя из данных контрольных замеров 2017 года видно, что трансформаторы ПС «СК» питаются независимо по двум отдельным ВЛ. Причём отдельно от ПС «Биробиджан» по одной цепи и не входит в кольцо.

1.2.1 Анализ схем и оборудования ПС. Рассматриваемая сеть 220-110 кВ образует кольцевую схему «Биробиджан – Унгун – Дежнёво – Ленинск – КРС – БВС - Биробиджан» с центром питания ПС 220/110/10 «Биробиджан» и магистральную состоящую из ПС «Облучье – Лондоко – Биробиджан – Хабаровская» с центром питания ПС 220/110/10 «Биробиджан».

В перспективе на ПС «Биробиджан» планируется установка двух автотрансформаторов мощностью 125 МВт.

ОРУ 110 кВ ПС «Дежнёво» и «КРС» выполнено по схеме мостик с выключателями в цепях трансформаторов, ПС «БВС» по схеме одна рабочая секционированная система шин с обходной. ОРУ 110 кВ ПС «Унгун» «Биджан» и «Благословенное» выполнены по нетиповым схемам: на ПС «Унгун» и «Благословенное» выключатели по стороне 110 кВ отсутствуют, на ПС «Биджан» установлены два выключателя один секционирует кольцо 110 кВ, второй является головным для ВЛ «Биджан-Благословенное». ОРУ 220 кВ ПС Облучье Лондоко Биробиджан Хабаровская выполнено по схеме Одна рабочая секционированная выключателем система шин. ОРУ 220 кВ ПС «Кимкан», «Кульдур», «Бира-тяга», «Лондок-тяга» и «Икура-тяга», выполнены по нетиповым схемам

За счет использования нетиповых схем в сети ЕАО снижается надежность электроснабжения.

1.2.2 Анализ существующих режимов. Рассмотрим загрузку текущей схемы сети 220 и 110 кВ по состоянию на зиму 2017 года. На основании данных

зимнего контрольного замера 2017 года ВЛ 220 и 110 кВ рассматриваемого района загружены в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2 - Загрузка ВЛ 220 и 110 кВ

№ пп	Наименование		Сечение пров.АС	Длина
1	2	3	4	5
ВЛ-220 кВ				
1	Хабаровская-Биробиджан	Л-203	300	73,77
2	Хабаровская-Биробиджан	Л-204	300	73,63
3	Биробиджан-Лондоко	Л-205	300	88,1
4	Биробиджан-Лондоко	Л-206	300	88,33
5	Лондоко-Облучье	Л-207	300	66,4
6	Лондоко-Облучье	Л-208	300	65,9
ВЛ-110 кВ				
1	Биробиджан-БВС	С-53	185	9,39
2	Биробиджан-оп.15	С-57	120	2,10
3	оп.15-Унгун	С-57	185	87,07
4	оп.15-СК	С-57	185	2,10
5	БВС-КРС	С-54	185	43,33
6	КРС-Ленинск	С-58	120	66,01
7	Ленинск-Дежнево	С-59	120	45,71
8	Биджан-Дежнево	С-60	120	33,94
9	Унгун-ОП.67	С-61	120	47,01
10	ОП.67- ОП.230		70	
11	ОП.230-Биджан		95	
12	Биджан-Благословенное	С-62	120	51,17
13	Биробиджан-СК	С-51	120	2,90

Из данной таблицы видно, что рассматриваемые линии 220 и 110 кВ филиала «ЕАО ЭС» по экономической плотности тока загружены слабо. Срок службы большинства ВЛ более 30 лет. То есть текущая схема при нынешнем уровне нагрузок может функционировать не надёжно только из-за значительного износа оборудования. Загрузка трансформаторов рассматриваемого участка 220 и 110 кВ на зимний контрольный день 2017 года представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Загрузка ПС 220 и 110 кВ

№ пп	Наименование	Тр-р	Мощн.	220	110	Загрузка ТР, %
			МВа	МВа	МВа	
1	2	3	4	5	6	9
	ПС 220 кВ					
1	Биробиджан	1АТ	63	31,45	28,40	49,92
2		2АТ	63	30,23	34,60	59,10
3		3АТ	63	30,30	31,17	60,08
	ПС 110 кВ					
5	СК	1Т	25		0,40	1,61
6	СК	2Т	25		0,63	2,52
7	Унгун	1Т	6,3		1,03	16,32
8	Унгун	2Т	4,0			13,00
9	Биджан	1Т	10,0		1,41	14,14
10	Биджан	2Т	6,3		0,91	14,44
11	Дежнево	1Т	6,3		0,51	8,10
12	Дежнево	2Т	6,3		0,15	2,38
13	Ленинск	1Т	10,0		4,47	36,30
14	Ленинск	2Т	25		2,04	18,88
15	КРС	1Т	10,0		1,73	17,30
16	КРС	2Т	6,3		0,38	7,40
17	БВС	1Т	10,0		5,88	58,77
18	БВС	2Т	16,0		2,86	25,56
19	Благословенное	1Т	10		5,84	58,4
20	Благословенное	2Т	6,3			

Как видно из данной таблицы все трансформаторы загружены ниже оптимального уровня, равного 70 %.

2 РАСЧЁТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Прогнозирование электрических нагрузок

Проект реконструкции сети подразумевает использование различных вероятностных характеристик для выбора различного оборудования и оценки уровней потерь мощности.

По формуле сложных процентов определяем среднюю прогнозируемую мощность.

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^б \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_б}, \quad (1)$$

где $P_{cp}^б$ - средняя мощность за текущий год (определённая по ведомости КДЗ);

ε - относительный прирост электрической нагрузки (Для ЕАО $\varepsilon = 2,5 \%$);

$t_{прог}$ - год, на который определяется электрическая нагрузка;

$t_б$ - год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Найдём прогнозируемую установленную мощность всех ПС, используя формулу (1).

Максимальная и эффективная прогнозируемые мощности определяются выражениями:

$$P_{max}^{прог} = P_{cp}^{прог} \cdot k_m, \quad (2)$$

$$P_{эф}^{прог} = P_{cp}^{прог} \cdot k_\phi, \quad (3)$$

где $P_{cp}^{прог}$ - средняя спрогнозированная мощность ПС;

k_m - коэффициент максимума,

k_ϕ - коэффициент формы.

Расчёт вероятностных характеристик для активной и реактивной мощности аналогичен.

Расчёт прогнозируемых статистических вероятностных характеристик ведётся по следующему алгоритму:

- производится прогнозирование средних нагрузок по формуле (1);
- определяются остальные прогнозируемые величины (2), (3).

Расчёт по данному алгоритму производился в программе Mathcad 14 и приведены в приложении А. Данные по расчетам прогнозируемых нагрузках представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Прогнозируемые нагрузки

Название ПС	$P_{ср}^{прог}$	$Q_{ср}^{прог}$	$P_{max}^{прог}$	$Q_{max}^{прог}$	$P_{эф}^{прог}$	$Q_{эф}^{прог}$
СК	6,2	2,5	6,8	2,7	5,6	2,2
Унгун	0,9	0,37	1,02	0,4	0,81	0,32
Биджан	1,75	0,7	1,9	0,77	1,58	0,63
Дежнёво	1,13	0,45	1,25	0,5	1,02	0,41
Ленинск	8,5	3,4	9,4	3,8	7,65	3,06
КРС	2,05	0,82	2,26	0,91	1,85	0,74
БВС	9,7	3,9	10,75	4,3	8,73	1,56
Благословенное	5,9	2,38	6,56	2,63	5,3	2,12
Облучье	9,26	3,7	10,18	4,07	8,33	3,33
Кимкан	8,74	3,5	9,6	3,85	7,87	3,15
Кульдур	1,44	0,58	1,58	0,63	1,3	0,52
Лондоко	14,4	5,76	15,84	6,34	12,9	5,16
Лондоко-тяга	7,3	2,9	8,03	3,21	6,57	2,63
Бира-тяга	7,92	3,17	8,7	3,49	7,13	2,85
Биробиджан	76,1	30,5	83,7	33,5	68,5	27,4
Икура-тяга	20,2	8,1	22,3	8,9	18,1	7,24
Хабаровская	15,4	6,17	16,9	6,79	13,86	5,54

3 РАЗРАБОТКА И ТЕХНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ К ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Разработка вариантов конфигурации электрических сетей при подключении ПС Лобэй(КНР)

Первый вариант заключается в подключении ПС Лобэй к сети 220 кВ к ОРУ ПС Облучье.

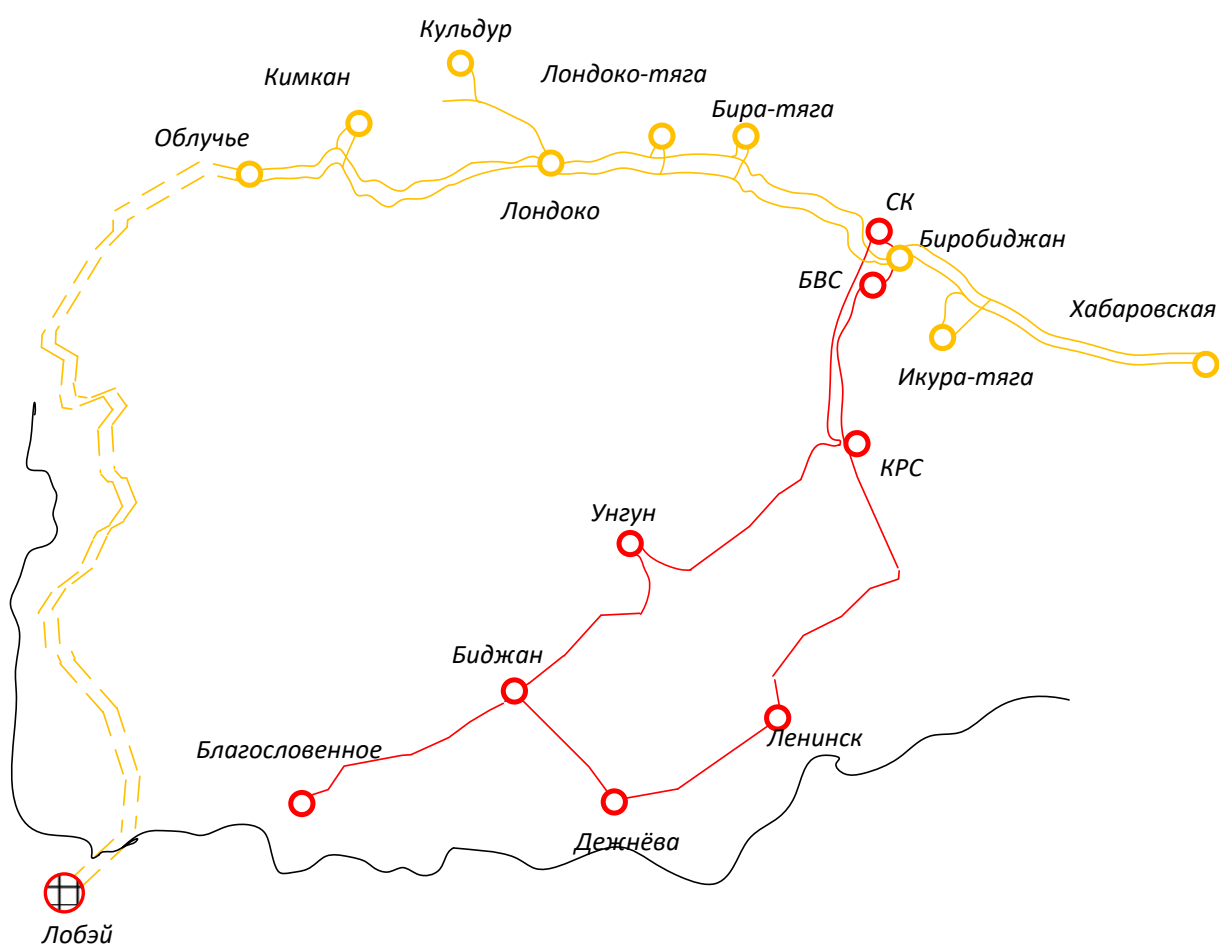


Рисунок 9 – Первый вариант реконструкции сети

Для этого необходимо будет провести ЛЭП до ПС Облучье в двухцепном исполнении, а также добавить 2 выключателя на ОРУ ПС Облучье.

Второй вариант подключения показан на рисунке 10 и заключается в проведении ЛЭП от ПС Благодословенное до ПС Лобэй в двухцепном

исполнении. Помимо этого, в этом варианте необходимо будет реконструировать ОРУ ПС Благословенное и ПС Биджан, а также провести еще 1 линию от ПС Биджан до ПС Благословенное для увеличения надежности электрической сети.

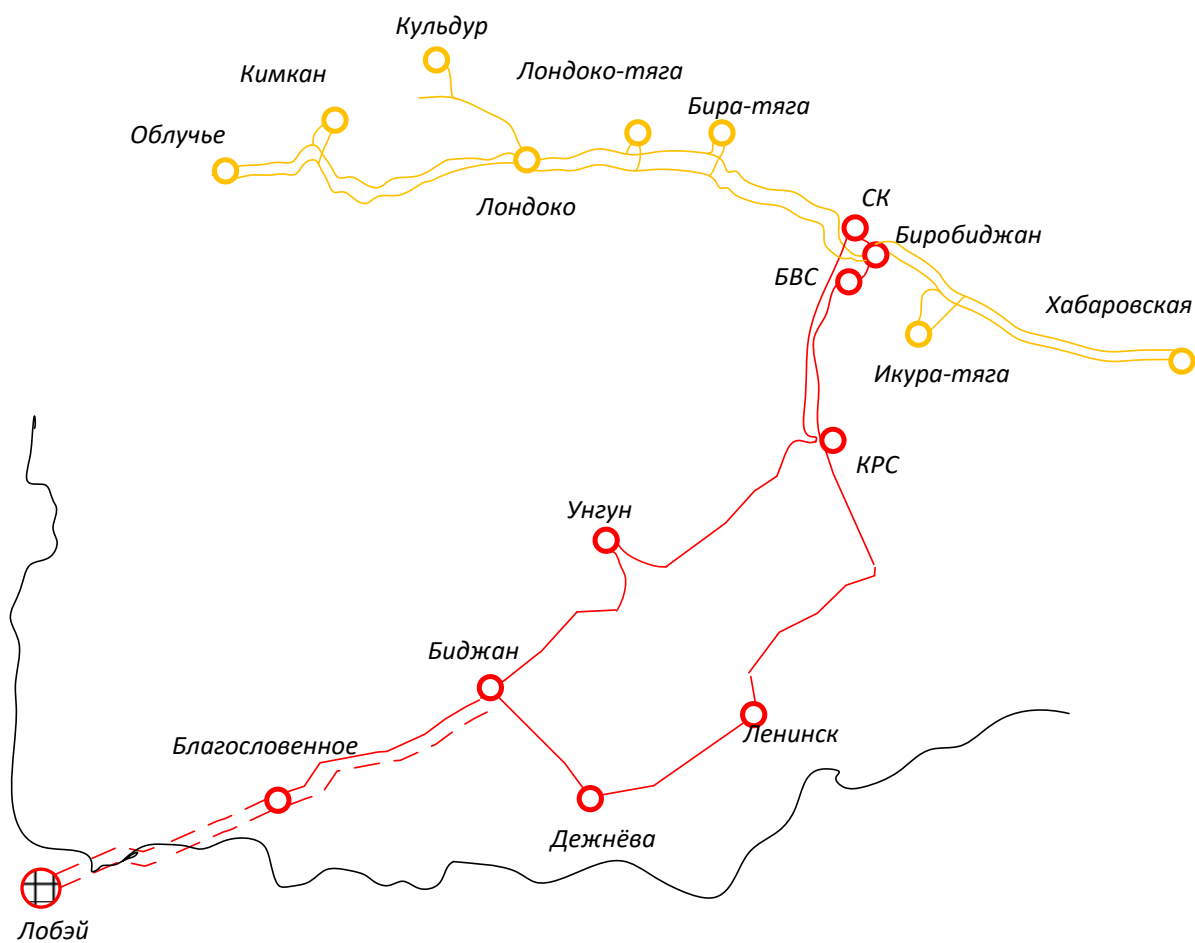


Рисунок 10 – Второй вариант реконструкции сети

3.2 Расчет и анализ режимов

В данном разделе выполняется расчет и анализ установившихся режимов электрической сети Еврейской Автономной Области.

Для начала перед расчётом режимов нужно подготовить исходную информацию, то есть расчёт электрических нагрузок и параметров схемы замещения сети.

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое значениями мощностей электростанций, напряжений, токов и других физических переменных величин, характеризующих процесс производства, передачи и распределения электроэнергии, т.е. параметрами режима. Расчет режимов работы является важной частью любого проектирования. Просчитав режим можно максимально приблизиться к условиям реальным электрическим показателям эксплуатации проектируемой сети. По результатам расчета можно получить наиболее точные характеристики сети, такие как, перетоки активной и реактивной мощности, потери в элементах сети, уровни напряжения и т.д.

В настоящей выпускной квалификационной работе для расчета режимов использована программа RastrWin3.

3.2.1 Подготовка исходных данных для расчета. Расчет установившегося режима будет производиться в программе RastrWin3. Перед проведением расчетов в программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной Rastr. Для этого необходимо рассчитать параметры линии, такие как, активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость, параметры трансформаторов, нагрузки и т.д.

Активное сопротивление линии [4]:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (4)$$

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

$l_{ВЛ}$ – длина линии, км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (5)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность), в ПВК Rastrwin 3 моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (6)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями. Также, каждая ступень напряжения в трансформаторе на схеме замещения помимо сопротивления изображается идеальным трансформатором, который не имеет сопротивления, но имеет коэффициент трансформации.

Коэффициенты трансформации для авто-трансформатора рассчитываются по формулам [4]:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \quad (7)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}} \quad (8)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1 \quad (9)$$

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

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

Схема замещения трехобмоточного трансформатора для программы Rastrwin изображена на рисунке 2:

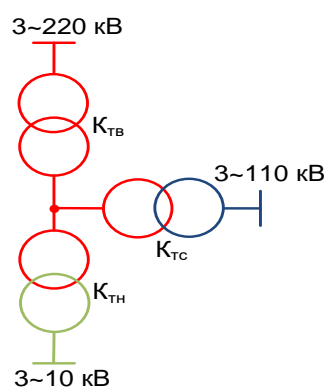


Рисунок 2 – Схема замещения авто-трансформатора 220/110/10

В таблицах 6, 7 показаны подготовленные исходные данные для расчета режимов. Нагрузки в узлах схемы были взяты из прогнозируемого расчета, приведенного выше.

Таблица 6 - Параметры узлов схемы замещения

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н
13	Лондоко ВН	220	15,84	6,336
14	Лондоко-тяга ВН	220	8	3,2
15	Бира-тяга ВН	220	8,7	3,5
16	Кульдур ВН	220	1,58	0,6
17	ОП.81	220	0	0
18	ОП.149	220	0	0
19	ОП.186	220	0	0
20	Кимкан ВН	220	9,6	3,85
21	Облучье ВН	220	10,2	4
22	ОП.132	220	0	0
23	ОП.247	220	0	0
24	Икура-тяга ВН	220	22,23	8,9
25	ПС Хабаровская ВН	220	16,97	6,788
26	СК	110	6,79	2,7
27	ОП.15	110	0	0
28	ОП.45	110	0	0
29	Унгун	110	1	0,4
30	БВС	110	10,75	4,3
31	ОП.67	110	0	0
32	ОП.230	110	0	0
33	Биджан	110	1,9	0,769
34	КРС	110	2,26	0,9
35	Ленинск	110	9,3	3,756
36	Дежнёво	110	1,245	0,5
37	Благословенное ВН	110	6,56	2,6

Параметры ветвей заданы в таблице 7

Таблица 7 - Параметры ветвей схемы замещения

N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/r
1	2	ПС Биробиджан ВН - ПС Биробиджан нейтраль	0,55	59,2	0	1

Продолжение таблицы 7

1	3	ПС Биробиджан ВН - ПС Биробиджан нейтраль	0,55	59,2	0	1
2	5	ПС Биробиджан нейтраль - ПС Биробиджан СН	0,48	0	0	0,5
3	5	ПС Биробиджан нейтраль - ПС Биробиджан СН	0,48	0	0	0,5
2	6	ПС Биробиджан нейтраль - ПС Биробиджан НН	3,2	131	0	0,027
3	7	ПС Биробиджан нейтраль - ПС Биробиджан НН	3,2	131	0	0,027
1	9	ПС Биробиджан ВН - ОП.187	2,88	12,59	-77,46	0
1	10	ПС Биробиджан ВН - ОП.108	2,88	12,59	-77,46	0
9	11	ОП.187 - ОП.402	2,88	12,59	-77,46	0
10	12	ОП.108 - ОП.215	2,88	12,59	-77,46	0
9	15	ОП.187 - Бира-тяга ВН	0,2	0,858	-5,3	0
10	15	ОП.108 - Бира-тяга ВН	0,2	0,858	-5,3	0
11	14	ОП.402 - Лондоко-тяга ВН	0,2	0,858	-5,3	0
12	14	ОП.215 - Лондоко-тяга ВН	0,2	0,858	-5,3	0
11	13	ОП.402 - Лондоко ВН	2,88	12,59	-77,46	0
12	13	ОП.215 - Лондоко ВН	2,88	12,59	-77,46	0
13	17	Лондоко ВН - ОП.81	4,9	21,45	-132	0
17	16	ОП.81 - Кульдур ВН	4,9	21,45	-132	0
13	18	Лондоко ВН - ОП.149	0,2	0,858	-5,3	0
13	19	Лондоко ВН - ОП.186	3,234	14,157	-87,12	0
18	20	ОП.149 - Кимкан ВН	0,2	0,858	-5,3	0
19	20	ОП.186 - Кимкан ВН	0,2	0,858	-5,3	0
18	21	ОП.149 - Облучье ВН	3,234	14,157	-87,12	0
19	21	ОП.186 - Облучье ВН	3,234	14,157	-87,12	0
1	22	ПС Биробиджан ВН - ОП.132	3,61	15,82	-97,38	0
1	23	ПС Биробиджан ВН - ОП.247	3,61	15,82	-97,38	0
22	24	ОП.132 - Икура-тяга ВН	0,2	0,858	-5,3	0
23	24	ОП.247 - Икура-тяга ВН	0,196	0,858	-5,28	0
22	25	ОП.132 - ПС Хабаровская ВН	3,61	15,82	-97,38	0
23	25	ОП.247 - ПС Хабаровская ВН	3,61	15,82	-97,38	0
5	26	ПС Биробиджан СН - СК	0,747	1,281	-7,98	0
5	27	ПС Биробиджан СН - ОП.15	0,37	0,95	-6,325	0
27	26	ОП.15 - СК	0,53	0,9	-5,61	0
27	28	ОП.15 - ОП.45	1,08	2,3	-14,769	0
28	29	ОП.45 - Унгун	15,7	33,306	-214,11	0
28	30	ОП.45 - БВС	0,36	0,91	-6,05	0
5	30	ПС Биробиджан СН - БВС	1,52	3,88	-25,82	0
29	31	Унгун - ОП.67	3,9	6,69	-41,68	0
31	32	ОП.67 - ОП.230	6,71	6,96	-39,96	0
32	33	ОП.230 - Биджан	4,79	6,8	-40,9	0
30	34	БВС - КРС	7,01	17,88	-119,075	0
34	35	КРС - Ленинск	16,44	28,19	-175,58	0
35	36	Ленинск - Дежнёво	11,38	19,52	-121,589	0
36	33	Дежнёво - Биджан	8,45	14,49	-90,28	0
33	37	Биджан - Благословенное ВН	12,948	22,204	-138,32	0
6	7	ПС Биробиджан НН - ПС Биробиджан НН	0	0	0	0

3.2.2 Анализ текущего режима. Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителей.

В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности.

Результаты расчета нормального установившегося режима сведены в таблицы 8 – 9.

Таблица 8 – Расчетные значения токов схемы

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Доп расч ДДТН	I/I доп ДДТН
18	21	ОП.149 - Облучье ВН	84	84	710	11
19	21	ОП.186 - Облучье ВН	75	75	710	10
1	22	ПС Биробиджан ВН - ОП.132	51	52	710	7
1	23	ПС Биробиджан ВН - ОП.247	51	52	710	7
22	24	ОП.132 - Икура-тяга ВН	31	31	710	4
23	24	ОП.247 - Икура-тяга ВН	31	31	710	4
22	25	ОП.132 - ПС Хабаровская ВН	22	24	710	3
23	25	ОП.247 - ПС Хабаровская ВН	22	24	710	3
5	26	ПС Биробиджан СН - СК	47	47	390	12
5	27	ПС Биробиджан СН - ОП.15	81	81	520	15
27	26	ОП.15 - СК	14	14	390	3
27	28	ОП.15 - ОП.45	92	92	450	20
28	29	ОП.45 - Унгун	54	53	450	12
28	30	ОП.45 - БВС	40	40	520	7
5	30	ПС Биробиджан СН - БВС	85	85	520	16
29	31	Унгун - ОП.67	48	48	390	12
31	32	ОП.67 - ОП.230	48	48	265	18
32	33	ОП.230 - Биджан	48	49	330	14
30	34	БВС - КРС	66	67	520	12
34	35	КРС - Ленинск	54	56	390	14
35	36	Ленинск - Дежнёво	9	4	390	2
36	33	Дежнёво - Биджан	4	3	390	1
33	37	Биджан - Благословенное ВН	36	38	390	9

Из результатов расчета режима изображенном на рисунке 3 и таблицы 8 можно сделать вывод что линии загружены слабо и токи не превышают допустимые пределы.

Таблица 9 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U ном	V
1	ПС Биробиджан ВН	220	220
2	ПС Биробиджан нейтраль	220	219
3	ПС Биробиджан нейтраль	220	219
5	ПС Биробиджан СН	110	109
6	ПС Биробиджан НН	6	5,9
7	ПС Биробиджан НН	6	5,9
9	ОП.187	220	219
10	ОП.108	220	219
11	ОП.402	220	219
12	ОП.215	220	219
13	Лондоко ВН	220	219
14	Лондоко-тяга ВН	220	219
15	Бира-тяга ВН	220	219
16	Кульдур ВН	220	220
17	ОП.81	220	220
18	ОП.149	220	219
19	ОП.186	220	219

Продолжение таблицы 9

Номер	Название	U ном	V
20	Кимкан ВН	220	219
21	Облучье ВН	220	219
22	ОП.132	220	219
23	ОП.247	220	219
24	Икура-тяга ВН	220	219
25	ПС Хабаровская ВН	220	219
26	СК	110	109
27	ОП.15	110	109
28	ОП.45	110	109
29	Унгун	110	107
30	БВС	110	109
31	ОП.67	110	107
32	ОП.230	110	107
33	Биджан	110	106
34	КРС	110	108
35	Ленинск	110	106
36	Дежнёво	110	106
37	Благословенное ВН	110	105

Напряжения находятся в пределах нормы.

3.2.3 Анализ проектируемого режима варианта 1. В нормальном перспективном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности.

Результаты расчета нормального перспективного установившегося режима сведены в таблицы 10 - 11 и представлены на листах графической части дипломного проекта.

Таблица 10 – Расчетные значения токов схемы

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп_ДДТН
1	9	ПС Биробиджан ВН - ОП.187	142	140	710	20
1	10	ПС Биробиджан ВН - ОП.108	142	140	710	20
9	11	ОП.187 - ОП.402	129	127	710	18
10	12	ОП.108 - ОП.215	129	127	710	18
9	15	ОП.187 - Бира-тяга ВН	12	12	710	1,7
10	15	ОП.108 - Бира-тяга ВН	12	12	710	1,7
11	14	ОП.402 - Лондоко-тяга ВН	11	11	710	1,5
12	14	ОП.215 - Лондоко-тяга ВН	11	11	710	1,5
11	13	ОП.402 - Лондоко ВН	118	116	710	16
12	13	ОП.215 - Лондоко ВН	118	116	710	16
13	17	Лондоко ВН - ОП.81	32	15	710	4
17	16	ОП.81 - Кульдур ВН	15	4,4	710	2,
13	18	Лондоко ВН - ОП.149	166	166,	710	23
13	19	Лондоко ВН - ОП.186	19	19	710	2
18	20	ОП.149 - Кимкан ВН	82	82	710	11
19	20	ОП.186 - Кимкан ВН	58	58	710	8
18	21	ОП.149 - Облучье ВН	84	84	710	11
19	21	ОП.186 - Облучье ВН	75	75	710	10
1	22	ПС Биробиджан ВН - ОП.132	51	52	710	7
1	23	ПС Биробиджан ВН - ОП.247	51	52	710	7
22	24	ОП.132 - Икура-тяга ВН	31	31	710	4
23	24	ОП.247 - Икура-тяга ВН	31	31	710	4
22	25	ОП.132 - ПС Хабаровская ВН	22	24	710	3
23	25	ОП.247 - ПС Хабаровская ВН	22	24	710	3
5	26	ПС Биробиджан СН - СК	47	47	390	12
5	27	ПС Биробиджан СН - ОП.15	81	81	520	15
27	26	ОП.15 - СК	14	14	390	3,7
27	28	ОП.15 - ОП.45	92	92	450	20
28	29	ОП.45 - Унгун	54	53	450	12
28	30	ОП.45 - БВС	40	40	520	7
5	30	ПС Биробиджан СН - БВС	85	85	520	16
29	31	Унгун - ОП.67	48	48	390	12
31	32	ОП.67 - ОП.230	48	48	265	18
32	33	ОП.230 - Биджан	48	49	330	14
30	34	БВС - КРС	66	67	520	12
34	35	КРС - Ленинск	54	56	390	14
35	36	Ленинск - Дежнёво	9	4,5	390	2
36	33	Дежнёво - Биджан	4,7	3	390	1
33	37	Биджан - Благословенное ВН	36	38	390	9
21	38	Облучье ВН - Лобэй ВН	66	74	710	10
21	39	Облучье ВН - Лобэй ВН	66	74	710	10

Из результатов расчета перспективного режима изображенном на рисунке 4 и таблицы 10 можно сделать вывод что линии загружены слабо и токи не превышают допустимые пределы.

Таблица 11 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U _{ном}	V	dV
1	ПС Биробиджан ВН	220	220	0
2	ПС Биробиджан нейтраль	220	219,2059	-0,36096
3	ПС Биробиджан нейтраль	220	219,2059	-0,36096
5	ПС Биробиджан СН	110	109,5808	-0,38109
6	ПС Биробиджан НН	6	5,918559	-1,35735
7	ПС Биробиджан НН	6	5,918559	-1,35735
9	ОП.187	220	219,9232	-0,03492
10	ОП.108	220	219,9232	-0,03492
11	ОП.402	220	219,8158	-0,08375
12	ОП.215	220	219,8158	-0,08375
13	Лондоко ВН	220	219,6577	-0,15558
14	Лондоко-тяга ВН	220	219,8064	-0,08801
15	Бира-тяга ВН	220	219,9129	-0,03959
16	Кульдур ВН	220	220,7196	0,327102
17	ОП.81	220	220,5006	0,227563
18	ОП.149	220	219,6116	-0,17657
19	ОП.186	220	219,5801	-0,19085
20	Кимкан ВН	220	219,5844	-0,1889
21	Облучье ВН	220	219,1679	-0,37823
22	ОП.132	220	219,632	-0,16726
23	ОП.247	220	219,6318	-0,16734
24	Икура-тяга ВН	220	219,605	-0,17954
25	ПС Хабаровская ВН	220	219,4158	-0,26553
26	СК	110	109,508	-0,44732
27	ОП.15	110	109,5108	-0,44476
28	ОП.45	110	109,3257	-0,61303
29	Унгун	110	107,9996	-1,81857
30	БВС	110	109,2828	-0,65198
31	ОП.67	110	107,6429	-2,14279
32	ОП.230	110	107,0218	-2,70742
33	Биджан	110	106,5361	-3,14903
34	КРС	110	108,3421	-1,50722
35	Ленинск	110	106,4202	-3,25436
36	Дежнёво	110	106,4847	-3,19577
37	Благословенное ВН	110	105,3371	-4,23897
38	Лобэй ВН	220	216,6335	-1,53024
39	Лобэй ВН	220	216,6335	-1,53024
40	Лобэй нейтраль	220	210,6668	-4,24238
41	Лобэй нейтраль	220	210,6668	-4,24238
42	Лобэй НН1	10	9,734739	-2,65261
43	Лобэй НН2	10	9,734739	-2,65261

Напряжения находятся в пределах нормы.

3.2.4 Анализ аварийных режимов варианта 1. Рассмотрим аварийные режимы с отключением линий на ПС Лобэй.

Результаты расчёта ПА режимов сведены в таблицы 12-19

-Отключение 1 линии от ПС Облучье до ПС Лобэй

Таблица 12 – Расчетные значения токов схемы

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп_ДДТН
1	9	ПС Биробиджан ВН - ОП.187	139,2502	138,8081	710	19,61271
1	10	ПС Биробиджан ВН - ОП.108	139,2502	138,8081	710	19,61271
9	11	ОП.187 - ОП.402	127,4953	127,3299	710	17,95708
10	12	ОП.108 - ОП.215	127,4953	127,3299	710	17,95708
9	15	ОП.187 - Бира-тяга ВН	12,10212	12,33671	710	1,737565
10	15	ОП.108 - Бира-тяга ВН	12,10212	12,33671	710	1,737565
11	14	ОП.402 - Лондоко-тяга ВН	11,13419	11,36554	710	1,60078
12	14	ОП.215 - Лондоко-тяга ВН	11,13419	11,36554	710	1,60078
11	13	ОП.402 - Лондоко ВН	116,7714	116,9889	710	16,47731
12	13	ОП.215 - Лондоко ВН	116,7714	116,9889	710	16,47731
13	17	Лондоко ВН - ОП.81	32,05072	15,68203	710	4,514186
17	16	ОП.81 - Кульдур ВН	15,68207	4,450084	710	2,208742
13	18	Лондоко ВН - ОП.149	171,4704	171,5914	710	24,1678
13	19	Лондоко ВН - ОП.186	18,92263	20,72319	710	2,918759
18	20	ОП.149 - Кимкан ВН	84,73249	84,85354	710	11,9512
19	20	ОП.186 - Кимкан ВН	58,29863	58,23197	710	8,211075
18	21	ОП.149 - Облучье ВН	86,8599	89,50953	710	12,60698
19	21	ОП.186 - Облучье ВН	78,19909	80,95272	710	11,40179
1	22	ПС Биробиджан ВН - ОП.132	51,71201	52,10825	710	7,33919
1	23	ПС Биробиджан ВН - ОП.247	51,71037	52,10827	710	7,339193
22	24	ОП.132 - Икура-тяга ВН	31,23206	31,47555	710	4,433175
23	24	ОП.247 - Икура-тяга ВН	31,23507	31,47789	710	4,433506
22	25	ОП.132 - ПС Хабаровская ВН	22,56822	24,04735	710	3,38695
23	25	ОП.247 - ПС Хабаровская ВН	22,57026	24,04569	710	3,386717
5	26	ПС Биробиджан СН - СК	47,83225	47,88586	390	12,27843
5	27	ПС Биробиджан СН - ОП.15	81,32609	81,38109	520	15,65021
27	26	ОП.15 - СК	14,57427	14,78555	390	3,791167
27	28	ОП.15 - ОП.45	92,41847	92,4496	450	20,54435
28	29	ОП.45 - Унгун	54,40034	53,80958	450	12,08896
28	30	ОП.45 - БВС	40,36385	40,47623	520	7,783889
5	30	ПС Биробиджан СН - БВС	85,4839	85,69532	520	16,47987
29	31	Унгун - ОП.67	48,36732	48,50594	390	12,43742
31	32	ОП.67 - ОП.230	48,50645	48,75508	265	18,39814
32	33	ОП.230 - Биджан	48,75552	49,12374	330	14,88598
30	34	БВС - КРС	66,74046	67,20773	520	12,92456
34	35	КРС - Ленинск	54,82364	56,25909	390	14,42541
35	36	Ленинск - Дежнёво	9,385229	4,539397	390	2,406469
36	33	Дежнёво - Биджан	4,171682	3,069129	390	1,069662
33	37	Биджан - Благодословенное ВН	36,37285	38,67622	390	9,91698
21	38	Облучье ВН - Лобэй ВН	0	0	710	0
21	39	Облучье ВН - Лобэй ВН	141,3663	154,547	710	21,76719

Из результатов расчета послеаварийного режима изображенном на рисунке 5 и таблицы 12 можно сделать вывод что линии загружены слабо и токи не превышают допустимые пределы.

Таблица 13 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U ном	V	dV
1	ПС Биробиджан ВН	220	220	0
2	ПС Биробиджан нейтраль	220	219,2059	-0,36096
3	ПС Биробиджан нейтраль	220	219,2059	-0,36096
5	ПС Биробиджан СН	110	109,5808	-0,38109
6	ПС Биробиджан НН	6	5,918559	-1,35735
7	ПС Биробиджан НН	6	5,918559	-1,35735
9	ОП.187	220	219,4437	-0,25286
10	ОП.108	220	219,4437	-0,25286
11	ОП.402	220	218,8553	-0,52033
12	ОП.215	220	218,8553	-0,52033
13	Лондоко ВН	220	218,2159	-0,81096
14	Лондоко-тяга ВН	220	218,8459	-0,52461
15	Бира-тяга ВН	220	219,4334	-0,25754
16	Кульдур ВН	220	219,2683	-0,33257
17	ОП.81	220	219,052	-0,4309
18	ОП.149	220	218,1112	-0,85853
19	ОП.186	220	218,0308	-0,89511
20	Кимкан ВН	220	218,0595	-0,88205
21	Облучье ВН	220	217,109	-1,31409
22	ОП.132	220	219,632	-0,16726
23	ОП.247	220	219,6318	-0,16734
24	Икура-тяга ВН	220	219,605	-0,17954
25	ПС Хабаровская ВН	220	219,4158	-0,26553
26	СК	110	109,508	-0,44732
27	ОП.15	110	109,5108	-0,44476
28	ОП.45	110	109,3257	-0,61303
29	Унгун	110	107,9996	-1,81857
30	БВС	110	109,2828	-0,65198
31	ОП.67	110	107,6429	-2,14279
32	ОП.230	110	107,0218	-2,70742
33	Биджан	110	106,5361	-3,14903
34	КРС	110	108,3421	-1,50722
35	Ленинск	110	106,4202	-3,25436
36	Дежнёво	110	106,4847	-3,19577
37	Благословенное ВН	110	105,3371	-4,23897
38	Лобэй ВН	220	210,1203	-4,49078
39	Лобэй ВН	220	210,132	-4,48546
40	Лобэй нейтраль	220	203,9101	-7,31359
41	Лобэй нейтраль	220	203,9135	-7,31203
42	Лобэй НН1	10	9,68803	-3,1197
43	Лобэй НН2	10	9,68803	-3,1197

Напряжения находятся в пределах нормы.

-Отключение трансформатора на ПС Лобэей.

Таблица 14 – Расчетные значения токов схемы

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп_ДДТН
1	9	ПС Биробиджан ВН - ОП.187	139,2502	138,8081	710	19,61271
1	10	ПС Биробиджан ВН - ОП.108	139,2502	138,8081	710	19,61271
9	11	ОП.187 - ОП.402	127,4953	127,3299	710	17,95708
10	12	ОП.108 - ОП.215	127,4953	127,3299	710	17,95708
9	15	ОП.187 - Бира-тяга ВН	12,10212	12,33671	710	1,737565
10	15	ОП.108 - Бира-тяга ВН	12,10212	12,33671	710	1,737565
11	14	ОП.402 - Лондоко-тяга ВН	11,13419	11,36554	710	1,60078
12	14	ОП.215 - Лондоко-тяга ВН	11,13419	11,36554	710	1,60078
11	13	ОП.402 - Лондоко ВН	116,7714	116,9889	710	16,47731
12	13	ОП.215 - Лондоко ВН	116,7714	116,9889	710	16,47731
13	17	Лондоко ВН - ОП.81	32,05072	15,68203	710	4,514186
17	16	ОП.81 - Кульдур ВН	15,68207	4,450084	710	2,208742
13	18	Лондоко ВН - ОП.149	171,4704	171,5914	710	24,1678
13	19	Лондоко ВН - ОП.186	18,92263	20,72319	710	2,918759
18	20	ОП.149 - Кимкан ВН	84,73249	84,85354	710	11,9512
19	20	ОП.186 - Кимкан ВН	58,29863	58,23197	710	8,211075
18	21	ОП.149 - Облучье ВН	86,8599	89,50953	710	12,60698
19	21	ОП.186 - Облучье ВН	78,19909	80,95272	710	11,40179
1	22	ПС Биробиджан ВН - ОП.132	51,71201	52,10825	710	7,33919
1	23	ПС Биробиджан ВН - ОП.247	51,71037	52,10827	710	7,339193
22	24	ОП.132 - Икура-тяга ВН	31,23206	31,47555	710	4,433175
23	24	ОП.247 - Икура-тяга ВН	31,23507	31,47789	710	4,433506
22	25	ОП.132 - ПС Хабаровская ВН	22,56822	24,04735	710	3,38695
23	25	ОП.247 - ПС Хабаровская ВН	22,57026	24,04569	710	3,386717
5	26	ПС Биробиджан СН - СК	47,83225	47,88586	390	12,27843
5	27	ПС Биробиджан СН - ОП.15	81,32609	81,38109	520	15,65021
27	26	ОП.15 - СК	14,57427	14,78555	390	3,791167
27	28	ОП.15 - ОП.45	92,41847	92,4496	450	20,54435
28	29	ОП.45 - Унгун	54,40034	53,80958	450	12,08896
28	30	ОП.45 - БВС	40,36385	40,47623	520	7,783889
5	30	ПС Биробиджан СН - БВС	85,4839	85,69532	520	16,47987
29	31	Унгун - ОП.67	48,36732	48,50594	390	12,43742
31	32	ОП.67 - ОП.230	48,50645	48,75508	265	18,39814
32	33	ОП.230 - Биджан	48,75552	49,12374	330	14,88598
30	34	БВС - КРС	66,74046	67,20773	520	12,92456
34	35	КРС - Ленинск	54,82364	56,25909	390	14,42541
35	36	Ленинск - Дежнёво	9,385229	4,539397	390	2,406469
36	33	Дежнёво - Биджан	4,171682	3,069129	390	1,069662
33	37	Биджан - Благодословенное ВН	36,37285	38,67622	390	9,91698
21	38	Облучье ВН - Лобэй ВН	141,6811	154,8518	710	21,81012
21	39	Облучье ВН - Лобэй ВН	141,3663	154,547	710	21,76719

Из результатов расчета послеаварийного режима изображенном на рисунке 6 и таблицы 14 можно сделать вывод что линии загружены слабо и токи не превышают допустимые пределы.

Таблица 15 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U ном	V	dV
1	ПС Биробиджан ВН	220	220	0
2	ПС Биробиджан нейтраль	220	219,2059	-0,36096
3	ПС Биробиджан нейтраль	220	219,2059	-0,36096
5	ПС Биробиджан СН	110	109,5808	-0,38109
6	ПС Биробиджан НН	6	5,918559	-1,35735
7	ПС Биробиджан НН	6	5,918559	-1,35735
9	ОП.187	220	219,4437	-0,25286
10	ОП.108	220	219,4437	-0,25286
11	ОП.402	220	218,8553	-0,52033
12	ОП.215	220	218,8553	-0,52033
13	Лондоко ВН	220	218,2159	-0,81096
14	Лондоко-тяга ВН	220	218,8459	-0,52461
15	Бира-тяга ВН	220	219,4334	-0,25754
16	Кульдур ВН	220	219,2683	-0,33257
17	ОП.81	220	219,052	-0,4309
18	ОП.149	220	218,1112	-0,85853
19	ОП.186	220	218,0308	-0,89511
20	Кимкан ВН	220	218,0595	-0,88205
21	Облучье ВН	220	217,109	-1,31409
22	ОП.132	220	219,632	-0,16726
23	ОП.247	220	219,6318	-0,16734
24	Икура-тяга ВН	220	219,605	-0,17954
25	ПС Хабаровская ВН	220	219,4158	-0,26553
26	СК	110	109,508	-0,44732
27	ОП.15	110	109,5108	-0,44476
28	ОП.45	110	109,3257	-0,61303
29	Унгун	110	107,9996	-1,81857
30	БВС	110	109,2828	-0,65198
31	ОП.67	110	107,6429	-2,14279
32	ОП.230	110	107,0218	-2,70742
33	Биджан	110	106,5361	-3,14903
34	КРС	110	108,3421	-1,50722
35	Ленинск	110	106,4202	-3,25436
36	Дежнёво	110	106,4847	-3,19577
37	Благословенное ВН	110	105,3371	-4,23897
38	Лобэй ВН	220	210,1203	-4,49078
39	Лобэй ВН	220	210,132	-4,48546
40	Лобэй нейтраль	220	0	0
41	Лобэй нейтраль	220	203,9135	-7,31203
42	Лобэй НН1	10	9,68803	-3,1197
43	Лобэй НН2	10	9,68803	-3,1197

3.2.5 Анализ проектируемого режима варианта 2. В нормальном проектируемом режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности.

Результаты расчета нормального перспективного установившегося режима сведены в таблицы 10 - 11 и представлены на листах графической части дипломного проекта.

Таблица 10 – Расчетные значения токов схемы

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_dop_ДДТН
1	9	ПС Биробиджан ВН - ОП.187	79,89436	75,85413	710	11,25273
1	10	ПС Биробиджан ВН - ОП.108	79,89436	75,85413	710	11,25273
9	11	ОП.187 - ОП.402	67,09159	63,11305	710	9,44952
10	12	ОП.108 - ОП.215	67,09159	63,11305	710	9,44952
9	15	ОП.187 - Бира-тяга ВН	12,04846	12,28398	710	1,730138
10	15	ОП.108 - Бира-тяга ВН	12,04846	12,28398	710	1,730138
11	14	ОП.402 - Лондоко-тяга ВН	11,0328	11,26613	710	1,586779
12	14	ОП.215 - Лондоко-тяга ВН	11,0328	11,26613	710	1,586779
11	13	ОП.402 - Лондоко ВН	54,87173	51,13037	710	7,728413
12	13	ОП.215 - Лондоко ВН	54,87173	51,13037	710	7,728413
13	17	Лондоко ВН - ОП.81	32,4586	15,88096	710	4,571634
17	16	ОП.81 - Кульдур ВН	15,87891	4,396884	710	2,236466
13	18	Лондоко ВН - ОП.149	47,43572	47,32451	710	6,681088
13	19	Лондоко ВН - ОП.186	8,477976	6,836956	710	1,194081
18	20	ОП.149 - Кимкан ВН	32,13212	32,11295	710	4,52565
19	20	ОП.186 - Кимкан ВН	12,22185	12,77961	710	1,799945
18	21	ОП.149 - Облучье ВН	15,78983	15,32849	710	2,223919
19	21	ОП.186 - Облучье ВН	13,34357	13,36377	710	1,882221
1	22	ПС Биробиджан ВН - ОП.132	51,69082	52,0801	710	7,335226
1	23	ПС Биробиджан ВН - ОП.247	51,68917	52,08012	710	7,335228
22	24	ОП.132 - Икура-тяга ВН	31,23894	31,48235	710	4,434135
23	24	ОП.247 - Икура-тяга ВН	31,24202	31,48477	710	4,434474
22	25	ОП.132 - ПС Хабаровская ВН	22,56854	24,04759	710	3,386984
23	25	ОП.247 - ПС Хабаровская ВН	22,57058	24,04593	710	3,386751
5	26	ПС Биробиджан СН - СК	115,8759	116,0496	390	29,75631
5	27	ПС Биробиджан СН - ОП.15	246,7783	246,9705	520	47,49433
27	26	ОП.15 - СК	76,39718	76,27655	390	19,58902
27	28	ОП.15 - ОП.45	322,5878	323,0031	450	71,77847
28	29	ОП.45 - Унгун	288,5552	294,4972	450	65,44383
28	30	ОП.45 - БВС	34,25318	34,30577	520	6,597263
5	30	ПС Биробиджан СН - БВС	264,2718	265,0636	520	50,97377
29	31	Унгун - ОП.67	286,6897	287,7279	390	73,77638
31	32	ОП.67 - ОП.230	291,9768	292,9016	265	110,5289
32	33	ОП.230 - Биджан	288,4575	289,3806	330	87,69108
30	34	БВС - КРС	233,1656	236,589	520	45,49789
34	35	КРС - Ленинск	221,8904	226,5901	390	58,10003
35	36	Ленинск - Дежнёво	161,3283	164,6428	390	42,2161
36	33	Дежнёво - Биджан	155,2153	157,6661	390	40,4272
33	37	Биджан - Благословенное ВН	212,6385	215,8564	390	55,3478
33	37	Биджан - Благословенное ВН	212,6385	215,8564	390	55,3478
37	38	Благословенное ВН - Лобэй ВН	187,6441	189,7973	390	48,66598
37	39	Благословенное ВН - Лобэй ВН	187,6562	189,8088	390	48,66892

Из результатов расчета перспективного режима изображенном на рисунке 4 и таблицы 10 можно сделать вывод что линии от ОП.67-ОП.230 и ОП.230-Биджан перегружены и требуют замены.

Таблица 11 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U ном	V	dV
1	ПС Биробиджан ВН	220	220	0
2	ПС Биробиджан нейтраль	220	212,0187	-3,62784
3	ПС Биробиджан нейтраль	220	212,0187	-3,62784
5	ПС Биробиджан СН	110	105,9519	-3,68011
6	ПС Биробиджан НН	6	5,725362	-4,5773
7	ПС Биробиджан НН	6	5,72536	-4,57734
9	ОП.187	220	220,3432	0,156021
10	ОП.108	220	220,3432	0,156021
11	ОП.402	220	220,6198	0,281713
12	ОП.215	220	220,6198	0,281713
13	Лондоко ВН	220	220,8142	0,370105
14	Лондоко-тяга ВН	220	220,6104	0,277463
15	Бира-тяга ВН	220	220,333	0,151356
16	Кульдур ВН	220	221,8837	0,856235
17	ОП.81	220	221,6626	0,755725
18	ОП.149	220	220,8096	0,368014
19	ОП.186	220	220,8128	0,369434
20	Кимкан ВН	220	220,7999	0,363574
21	Облучье ВН	220	220,7441	0,338223
22	ОП.132	220	219,633	-0,16682
23	ОП.247	220	219,6328	-0,1669
24	Икура-тяга ВН	220	219,606	-0,17909
25	ПС Хабаровская ВН	220	219,4168	-0,26509
26	СК	110	105,72	-3,89088
27	ОП.15	110	105,6125	-3,98863
28	ОП.45	110	104,4813	-5,01701
29	Унгун	110	89,23192	-18,8801
30	БВС	110	104,4524	-5,04331
31	ОП.67	110	85,9038	-21,9056
32	ОП.230	110	81,23031	-26,1543
33	Биджан	110	77,46783	-29,5747
34	КРС	110	98,3936	-10,5513
35	Ленинск	110	87,38317	-20,5608
36	Дежнёво	110	81,63668	-25,7848
37	Благословенное ВН	110	68,91477	-37,3502
38	Лобэй ВН	110	63,58886	-42,1919
39	Лобэй ВН	110	63,58898	-42,1918
40	Лобэй нейтраль	110	57,64141	-47,5987
41	Лобэй нейтраль	110	57,64155	-47,5986
42	Лобэй НН1	10	5,000141	-49,9986
43	Лобэй НН2	10	5	-50

Напряжения на ПС (Лобэй, Благословенное, Дежнево, Ленинск, Биджан, Унгун) находятся в недопустимых пределах, следовательно, было принято решение проанализировать режим с КУ.

Таблица 10 – Расчетные значения токов схемы

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_расч	I/I_доп_ДД
1	9	ПС Биробиджан ВН - ОП.187	79,72984	75,74058	710	11,22956
1	10	ПС Биробиджан ВН - ОП.108	79,72984	75,74058	710	11,22956
9	11	ОП.187 - ОП.402	66,91305	62,96224	710	9,424373
10	12	ОП.108 - ОП.215	66,91305	62,96224	710	9,424373
9	15	ОП.187 - Бира-тяга ВН	12,05152	12,28693	710	1,730553
10	15	ОП.108 - Бира-тяга ВН	12,05152	12,28693	710	1,730553
11	14	ОП.402 - Лондоко-тяга ВН	11,04249	11,27541	710	1,588086
12	14	ОП.215 - Лондоко-тяга ВН	11,04249	11,27541	710	1,588086
11	13	ОП.402 - Лондоко ВН	54,72702	50,99474	710	7,708031
12	13	ОП.215 - Лондоко ВН	54,72702	50,99474	710	7,708031
13	17	Лондоко ВН - ОП.81	32,45475	15,87814	710	4,571091
17	16	ОП.81 - Кульдур ВН	15,87814	4,398015	710	2,236358
13	18	Лондоко ВН - ОП.149	47,28353	47,17283	710	6,659652
13	19	Лондоко ВН - ОП.186	8,461493	6,827958	710	1,19176
18	20	ОП.149 - Кимкан ВН	32,08519	32,06645	710	4,51904
19	20	ОП.186 - Кимкан ВН	12,13896	12,6985	710	1,788521
18	21	ОП.149 - Облучье ВН	15,78735	15,3275	710	2,223571
19	21	ОП.186 - Облучье ВН	13,35027	13,36942	710	1,883017
1	22	ПС Биробиджан ВН - ОП.132	51,71201	52,10825	710	7,33919
1	23	ПС Биробиджан ВН - ОП.247	51,71037	52,10827	710	7,339193
22	24	ОП.132 - Икура-тяга ВН	31,23206	31,47555	710	4,433175
23	24	ОП.247 - Икура-тяга ВН	31,23507	31,47789	710	4,433506
22	25	ОП.132 - ПС Хабаровская ВН	22,56822	24,04735	710	3,38695
23	25	ОП.247 - ПС Хабаровская ВН	22,57026	24,04569	710	3,386717
5	26	ПС Биробиджан СН - СК	101,3313	101,2166	390	25,98238
5	27	ПС Биробиджан СН - ОП.15	220,0852	220,0174	520	42,32408
27	26	ОП.15 - СК	72,96498	73,14444	390	18,75498
27	28	ОП.15 - ОП.45	289,5424	289,2995	450	64,34275
28	29	ОП.45 - Унгун	267,6668	262,4506	450	59,4815
28	30	ОП.45 - БВС	30,40026	30,58626	520	5,881973
5	30	ПС Биробиджан СН - БВС	235,9576	235,6792	520	45,37646
29	31	Унгун - ОП.67	258,3088	257,1086	390	66,23303
31	32	ОП.67 - ОП.230	257,0669	255,8696	265	97,00639
32	33	ОП.230 - Биджан	255,8525	254,5757	330	77,53105
30	34	БВС - КРС	208,2275	206,3816	520	40,04375
34	35	КРС - Ленинск	196,0055	192,5574	390	50,25782
35	36	Ленинск - Дежнёво	156,2035	152,0782	390	40,05217
36	33	Дежнёво - Биджан	148,1231	144,8192	390	37,98028
33	37	Биджан - Благословенное ВН	196,6765	191,696	390	50,42988
33	37	Биджан - Благословенное ВН	196,6765	191,696	390	50,42988
37	38	Благословенное ВН - Лобэй ВН	182,9593	178,9191	390	46,91263
37	39	Благословенное ВН - Лобэй ВН	182,9593	178,9191	390	46,91263

Из результатов расчета перспективного режима с КУ изображенном на рисунке 4 и таблицы 10 можно сделать вывод что линии ОП.67 – ОП.230 и ОП.230 – Биджан перегружены и требуют замены.

Таблица 11 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U_ном	V	dV	V_зд	Q_г	P_г	Q_min	Q_max
1	ПС Биробиджан ВН	220	220	0	220	-42,9943	198,9531	-1000	1000
2	ПС Биробиджан нейтраль	220	221,9565	0,889316	0	0	0	0	0
3	ПС Биробиджан нейтраль	220	221,9565	0,889316	0	0	0	0	0
5	ПС Биробиджан СН	110	110,9212	0,837483	0	0	0	0	0
6	ПС Биробиджан НН	6	5,992823	-0,11962	0	0	0	0	0
7	ПС Биробиджан НН	6	5,992823	-0,11962	0	0	0	0	0
9	ОП.187	220	220,333	0,151357	0	0	0	0	0
10	ОП.108	220	220,333	0,151357	0	0	0	0	0
11	ОП.402	220	220,6045	0,274756	0	0	0	0	0
12	ОП.215	220	220,6045	0,274756	0	0	0	0	0
13	Лондоко ВН	220	220,7973	0,362406	0	0	0	0	0
14	Лондоко-тяга ВН	220	220,5951	0,270507	0	0	0	0	0
15	Бира-тяга ВН	220	220,3227	0,146691	0	0	0	0	0
16	Кульдур ВН	220	221,8667	0,848482	0	0	0	0	0
17	ОП.81	220	221,6456	0,747985	0	0	0	0	0
18	ОП.149	220	220,7927	0,360297	0	0	0	0	0
19	ОП.186	220	220,7957	0,361702	0	0	0	0	0
20	Кимкан ВН	220	220,7829	0,355585	0	0	0	0	0
21	Облучье ВН	220	220,7271	0,330487	0	0	0	0	0
22	ОП.132	220	219,632	-0,16726	0	0	0	0	0
23	ОП.247	220	219,6318	-0,16734	0	0	0	0	0
24	Икура-тяга ВН	220	219,605	-0,17954	0	0	0	0	0
25	ПС Хабаровская ВН	220	219,4158	-0,26553	0	0	0	0	0
26	СК	110	110,8441	0,767324	0	0	0	0	0
27	ОП.15	110	110,8429	0,766302	0	0	0	0	0
28	ОП.45	110	110,6167	0,560633	0	0	0	0	0
29	Унгун	110	109,8239	-0,16013	0	0	0	0	0
30	БВС	110	110,5769	0,524443	0	0	0	0	0
31	ОП.67	110	109,6309	-0,33557	0	0	0	0	0
32	ОП.230	110	108,4813	-1,38063	0	0	0	0	0
33	Биджан	110	108,1471	-1,68443	0	0	0	0	0
34	КРС	110	109,702	-0,27094	0	0	0	0	0
35	Ленинск	110	107,4208	-2,34471	0	0	0	0	0
36	Дежнёво	110	107,7235	-2,06953	0	0	0	0	0
37	Благословенное ВН	110	108,8757	-1,02207	0	0	0	0	0
38	Лобэй ВН	110	110	0	110	36,54958	0	-1000	1000
39	Лобэй ВН	110	110	0	110	36,54958	0	-1000	1000
40	Лобэй нейтраль	110	105,7108	-3,89929	0	0	0	0	0
41	Лобэй нейтраль	110	105,7108	-3,89929	0	0	0	0	0
42	Лобэй НН1	10	9,718658	-2,81342	0	0	0	0	0
43	Лобэй НН2	10	9,718658	-2,81342	0	0	0	0	0

Напряжения находятся в пределах нормы.

3.2.6 Анализ аварийных режимов 2 варианта. Рассмотрим аварийные режимы с отключением линии ПС Благословенное – ПС Лобэй.

Результаты расчёта ПА режимов сведены в таблицы 12-19

-Отключение 1 линии на ПС Лобэй

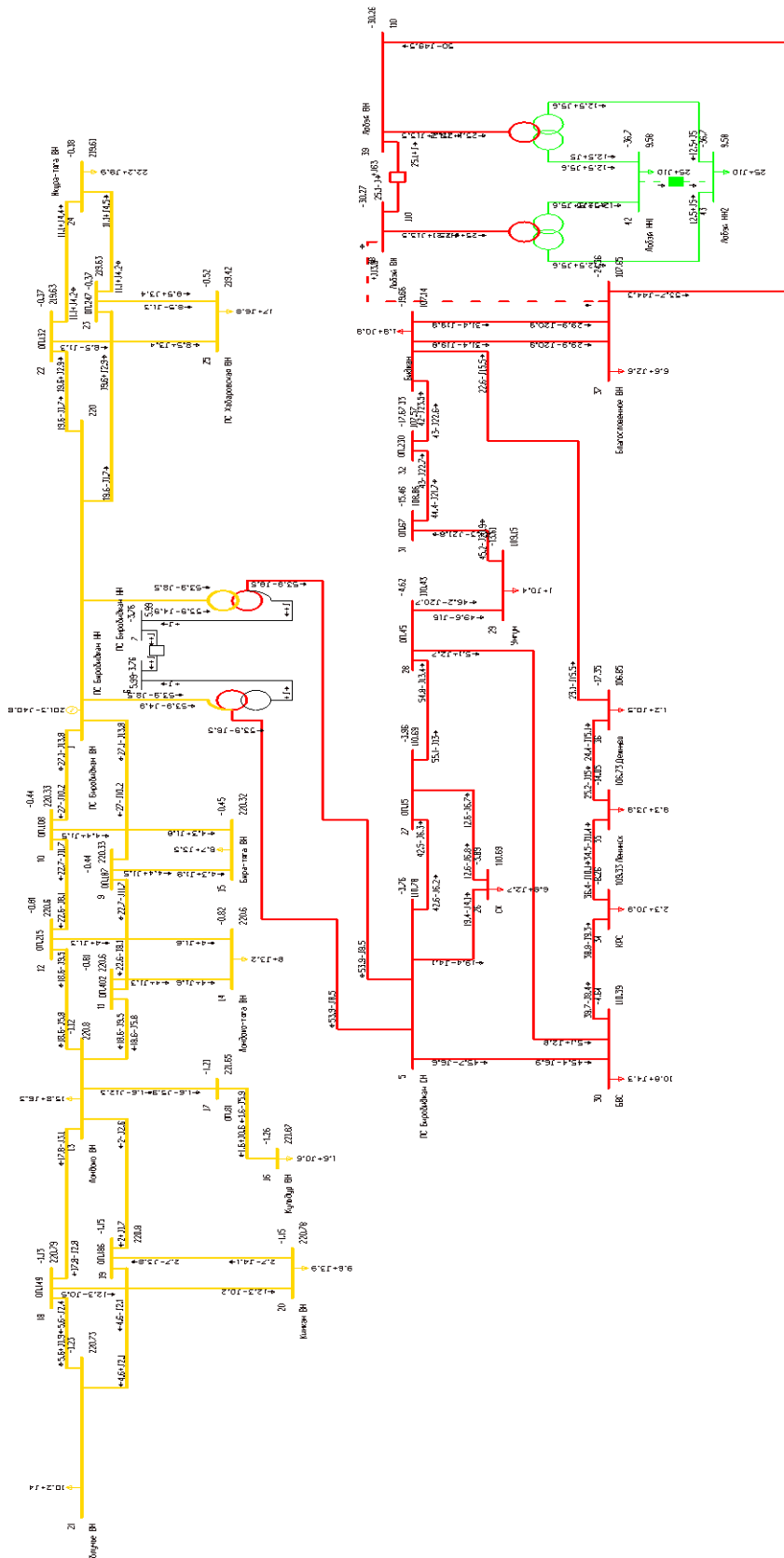


Рисунок 5 – Схема послеаварийного режима RastrWin с отключенным линией на ПС Лобзэй

Таблица 12 – Расчетные значения токов схемы

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп_ДДТН
1	9	ПС Биробиджан ВН - ОП.187	79,72984	75,74058	710	11,22956
1	10	ПС Биробиджан ВН - ОП.108	79,72984	75,74058	710	11,22956
9	11	ОП.187 - ОП.402	66,91305	62,96224	710	9,424373
10	12	ОП.108 - ОП.215	66,91305	62,96224	710	9,424373
9	15	ОП.187 - Бира-тяга ВН	12,05152	12,28693	710	1,730553
10	15	ОП.108 - Бира-тяга ВН	12,05152	12,28693	710	1,730553
11	14	ОП.402 - Лондоко-тяга ВН	11,04249	11,27541	710	1,588086
12	14	ОП.215 - Лондоко-тяга ВН	11,04249	11,27541	710	1,588086
11	13	ОП.402 - Лондоко ВН	54,72702	50,99474	710	7,708031
12	13	ОП.215 - Лондоко ВН	54,72702	50,99474	710	7,708031
13	17	Лондоко ВН - ОП.81	32,45475	15,87814	710	4,571091
17	16	ОП.81 - Кульдур ВН	15,87814	4,398015	710	2,236358
13	18	Лондоко ВН - ОП.149	47,28353	47,17283	710	6,659652
13	19	Лондоко ВН - ОП.186	8,461493	6,827958	710	1,19176
18	20	ОП.149 - Кимкан ВН	32,08519	32,06645	710	4,51904
19	20	ОП.186 - Кимкан ВН	12,13896	12,6985	710	1,788521
18	21	ОП.149 - Облучье ВН	15,78735	15,3275	710	2,223571
19	21	ОП.186 - Облучье ВН	13,35027	13,36942	710	1,883017
1	22	ПС Биробиджан ВН - ОП.132	51,71201	52,10825	710	7,33919
1	23	ПС Биробиджан ВН - ОП.247	51,71037	52,10827	710	7,339193
22	24	ОП.132 - Икура-тяга ВН	31,23206	31,47555	710	4,433175
23	24	ОП.247 - Икура-тяга ВН	31,23507	31,47789	710	4,433506
22	25	ОП.132 - ПС Хабаровская ВН	22,56822	24,04735	710	3,38695
23	25	ОП.247 - ПС Хабаровская ВН	22,57026	24,04569	710	3,386717
5	26	ПС Биробиджан СН - СК	103,2076	103,1019	390	26,4635
5	27	ПС Биробиджан СН - ОП.15	224,2459	224,187	520	43,12421
27	26	ОП.15 - СК	74,22538	74,39511	390	19,07567
27	28	ОП.15 - ОП.45	295,0533	294,8327	450	65,56741
28	29	ОП.45 - Унгун	272,4909	267,6382	450	60,55354
28	30	ОП.45 - БВС	30,10611	30,29023	520	5,825043
5	30	ПС Биробиджан СН - БВС	240,3955	240,1538	520	46,22989
29	31	Унгун - ОП.67	263,1272	261,9967	390	67,46851
31	32	ОП.67 - ОП.230	261,9298	260,7993	265	98,84145
32	33	ОП.230 - Биджан	260,6382	259,4286	330	78,98127
30	34	БВС - КРС	212,0877	210,4229	520	40,7861
34	35	КРС - Ленинск	199,6869	196,5097	390	51,20176
35	36	Ленинск - Дежнёво	158,7132	154,8166	390	40,6957
36	33	Дежнёво - Биджан	150,5705	147,4398	390	38,60781
33	37	Биджан - Благословенное ВН	200,2398	195,5005	390	51,34353
33	37	Биджан - Благословенное ВН	200,2398	195,5005	390	51,34353
37	38	Благословенное ВН - Лобэй ВН	0	0	390	0
37	39	Благословенное ВН - Лобэй ВН	373,1326	369,1039	390	95,67502

Из результатов расчета послеаварийного режима изображенном на рисунке 5 и таблицы 12 можно сделать вывод что линии ОП.67 – ОП.230 и ОП.230 – Биджан перегружены и требуют замены.

Таблица 13 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U_ном	V	dV	V_зд	Q_г	P_г	Q_min	Q_max
1	ПС Биробиджан ВН	220	220	0	220	-40,7767	201,2407	-1000	1000
2	ПС Биробиджан нейтраль	220	221,6757	0,761662	0	0	0	0	0
3	ПС Биробиджан нейтраль	220	221,6757	0,761662	0	0	0	0	0
5	ПС Биробиджан СН	110	110,7795	0,708637	0	0	0	0	0
6	ПС Биробиджан НН	6	5,98524	-0,24601	0	0	0	0	0
7	ПС Биробиджан НН	6	5,98524	-0,24601	0	0	0	0	0
9	ОП.187	220	220,333	0,151357	0	0	0	0	0
10	ОП.108	220	220,333	0,151357	0	0	0	0	0
11	ОП.402	220	220,6045	0,274756	0	0	0	0	0
12	ОП.215	220	220,6045	0,274756	0	0	0	0	0
13	Лондоко ВН	220	220,7973	0,362406	0	0	0	0	0
14	Лондоко-тяга ВН	220	220,5951	0,270507	0	0	0	0	0
15	Бира-тяга ВН	220	220,3227	0,146691	0	0	0	0	0
16	Кульдур ВН	220	221,8667	0,848482	0	0	0	0	0
17	ОП.81	220	221,6456	0,747985	0	0	0	0	0
18	ОП.149	220	220,7927	0,360297	0	0	0	0	0
19	ОП.186	220	220,7957	0,361702	0	0	0	0	0
20	Кимкан ВН	220	220,7829	0,35585	0	0	0	0	0
21	Облучье ВН	220	220,7271	0,330487	0	0	0	0	0
22	ОП.132	220	219,632	-0,16726	0	0	0	0	0
23	ОП.247	220	219,6318	-0,16734	0	0	0	0	0
24	Икура-тяга ВН	220	219,605	-0,17954	0	0	0	0	0
25	ПС Хабаровская ВН	220	219,4158	-0,26553	0	0	0	0	0
26	СК	110	110,6964	0,63307	0	0	0	0	0
27	ОП.15	110	110,6911	0,6283	0	0	0	0	0
28	ОП.45	110	110,4297	0,390626	0	0	0	0	0
29	Унгун	110	109,1515	-0,77136	0	0	0	0	0
30	БВС	110	110,3904	0,354927	0	0	0	0	0
31	ОП.67	110	108,8624	-1,03416	0	0	0	0	0
32	ОП.230	110	107,5811	-2,19896	0	0	0	0	0
33	Биджан	110	107,1465	-2,59408	0	0	0	0	0
34	КРС	110	109,3303	-0,6088	0	0	0	0	0
35	Ленинск	110	106,7367	-2,96659	0	0	0	0	0
36	Дежнёво	110	106,852	-2,86184	0	0	0	0	0
37	Благословенное ВН	110	107,6546	-2,13218	0	0	0	0	0
38	Лобэй ВН	110	110	0	110	13,48695	0	-1000	1000
39	Лобэй ВН	110	110	0	110	62,93305	0	-1000	1000
40	Лобэй нейтраль	110	105,7109	-3,89918	0	0	0	0	0
41	Лобэй нейтраль	110	105,7106	-3,89943	0	0	0	0	0
42	Лобэй НН1	10	9,718657	-2,81343	0	0	0	0	0
43	Лобэй НН2	10	9,718657	-2,81343	0	0	0	0	0

Напряжения находятся в пределах нормы.

-Отключение трансформатора на ПС Лобэй

Таблица 14 – Расчетные значения токов схемы

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Iдоп_расч ДДТН	I/I доп ДДТН
1	9	ПС Биробиджан ВН - ОП.187	79,72984	75,74058	710	11,22956
1	10	ПС Биробиджан ВН - ОП.108	79,72984	75,74058	710	11,22956
9	11	ОП.187 - ОП.402	66,91305	62,96224	710	9,424373
10	12	ОП.108 - ОП.215	66,91305	62,96224	710	9,424373
9	15	ОП.187 - Бира-тяга ВН	12,05152	12,28693	710	1,730553
10	15	ОП.108 - Бира-тяга ВН	12,05152	12,28693	710	1,730553
11	14	ОП.402 - Лондоко-тяга ВН	11,04249	11,27541	710	1,588086
12	14	ОП.215 - Лондоко-тяга ВН	11,04249	11,27541	710	1,588086
11	13	ОП.402 - Лондоко ВН	54,72702	50,99474	710	7,708031
12	13	ОП.215 - Лондоко ВН	54,72702	50,99474	710	7,708031
13	17	Лондоко ВН - ОП.81	32,45475	15,87814	710	4,571091
17	16	ОП.81 - Кульдур ВН	15,87814	4,398015	710	2,236358
13	18	Лондоко ВН - ОП.149	47,28353	47,17283	710	6,659652
13	19	Лондоко ВН - ОП.186	8,461493	6,827958	710	1,19176
18	20	ОП.149 - Кимкан ВН	32,08519	32,06645	710	4,51904
19	20	ОП.186 - Кимкан ВН	12,13896	12,6985	710	1,788521
18	21	ОП.149 - Облучье ВН	15,78735	15,3275	710	2,223571
19	21	ОП.186 - Облучье ВН	13,35027	13,36942	710	1,883017
1	22	ПС Биробиджан ВН - ОП.132	51,71201	52,10825	710	7,33919
1	23	ПС Биробиджан ВН - ОП.247	51,71037	52,10827	710	7,339193
22	24	ОП.132 - Икура-тяга ВН	31,23206	31,47555	710	4,433175
23	24	ОП.247 - Икура-тяга ВН	31,23507	31,47789	710	4,433506
22	25	ОП.132 - ПС Хабаровская ВН	22,56822	24,04735	710	3,38695
23	25	ОП.247 - ПС Хабаровская ВН	22,57026	24,04569	710	3,386717
5	26	ПС Биробиджан СН - СК	101,7878	101,6729	390	26,09942
5	27	ПС Биробиджан СН - ОП.15	221,2198	221,152	520	42,54226
27	26	ОП.15 - СК	73,41201	73,59104	390	18,8695
27	28	ОП.15 - ОП.45	291,1233	290,8807	450	64,69406
28	29	ОП.45 - Унгун	269,28	264,0694	450	59,83999
28	30	ОП.45 - БВС	30,32659	30,51312	520	5,867908
5	30	ПС Биробиджан СН - БВС	237,1796	236,9014	520	45,61146
29	31	Унгун - ОП.67	259,8978	258,6976	390	66,64047
31	32	ОП.67 - ОП.230	258,6579	257,4603	265	97,60676
32	33	ОП.230 - Биджан	257,4418	256,1643	330	78,01268
30	34	БВС - КРС	209,3438	207,4996	520	40,25842
34	35	КРС - Ленинск	197,0987	193,65	390	50,53812
35	36	Ленинск - Дежнёво	157,2698	153,1499	390	40,3256
36	33	Дежнёво - Биджан	149,1923	145,8915	390	38,25443
33	37	Биджан - Благословенное ВН	198,0335	193,0509	390	50,77781
33	37	Биджан - Благословенное ВН	198,0335	193,0509	390	50,77781
37	38	Благословенное ВН - Лобэй ВН	184,5394	180,4992	390	47,31779
37	39	Благословенное ВН - Лобэй ВН	184,1886	180,1466	390	47,22785

Из результатов расчета послеаварийного режима изображенном на рисунке 6 и таблицы 14 можно сделать вывод что линии ОП.67 – ОП.230 и ОП.230 – Биджан перегружены и требуют замены

Таблица 15 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U_ном	V	dV	V_зд	Q_г	P_г	Q_min	Q_max
1	ПС Биробиджан ВН	220	220	0	220	-43,0005	199,5255	-1000	1000
2	ПС Биробиджан нейтраль	220	221,9616	0,891616	0	0	0	0	0
3	ПС Биробиджан нейтраль	220	221,9616	0,891616	0	0	0	0	0
5	ПС Биробиджан СН	110	110,9235	0,839502	0	0	0	0	0
6	ПС Биробиджан НН	6	5,992959	-0,11735	0	0	0	0	0
7	ПС Биробиджан НН	6	5,992959	-0,11735	0	0	0	0	0
9	ОП.187	220	220,333	0,151357	0	0	0	0	0
10	ОП.108	220	220,333	0,151357	0	0	0	0	0
11	ОП.402	220	220,6045	0,274756	0	0	0	0	0
12	ОП.215	220	220,6045	0,274756	0	0	0	0	0
13	Лондоко ВН	220	220,7973	0,362406	0	0	0	0	0
14	Лондоко-тяга ВН	220	220,5951	0,270507	0	0	0	0	0
15	Бира-тяга ВН	220	220,3227	0,146691	0	0	0	0	0
16	Кульдур ВН	220	221,8667	0,848482	0	0	0	0	0
17	ОП.81	220	221,6456	0,747985	0	0	0	0	0
18	ОП.149	220	220,7927	0,360297	0	0	0	0	0
19	ОП.186	220	220,7957	0,361702	0	0	0	0	0
20	Кимкан ВН	220	220,7829	0,355585	0	0	0	0	0
21	Облучье ВН	220	220,7271	0,330487	0	0	0	0	0
22	ОП.132	220	219,632	-0,16726	0	0	0	0	0
23	ОП.247	220	219,6318	-0,16734	0	0	0	0	0
24	Икура-тяга ВН	220	219,605	-0,17954	0	0	0	0	0
25	ПС Хабаровская ВН	220	219,4158	-0,26553	0	0	0	0	0
26	СК	110	110,846	0,769058	0	0	0	0	0
27	ОП.15	110	110,8446	0,767832	0	0	0	0	0
28	ОП.45	110	110,6164	0,560396	0	0	0	0	0
29	Унгун	110	109,8094	-0,17328	0	0	0	0	0
30	БВС	110	110,5767	0,524249	0	0	0	0	0
31	ОП.67	110	109,6153	-0,34977	0	0	0	0	0
32	ОП.230	110	108,4591	-1,40081	0	0	0	0	0
33	Биджан	110	108,1246	-1,70487	0	0	0	0	0
34	КРС	110	109,6942	-0,27796	0	0	0	0	0
35	Ленинск	110	107,3998	-2,36382	0	0	0	0	0
36	Дежнёво	110	107,7	-2,09091	0	0	0	0	0
37	Благословенное ВН	110	108,8635	-1,03316	0	0	0	0	0
38	Лобэй ВН	110	110	0	110	59,72938	0	-1000	1000
39	Лобэй ВН	110	110	0	110	23,25798	0	-1000	1000
40	Лобэй нейтраль	110	99,08226	-9,92522	0	0	0	0	0
41	Лобэй нейтраль	110	0	0	0	0	0	0	0
42	Лобэй НН1	10	9,508928	-4,91072	0	0	0	0	0
43	Лобэй НН2	10	9,508928	-4,91072	0	0	0	0	0

Напряжения находятся в пределах нормы.

Вывод: При анализе режимов 1 варианта подключения ПС Лобэй к сети 220 кВ выбранное оборудование работает нормально. При анализе режимов 2 варианта подключения ПС Лобэй к сети 110 кВ была произведена замена провода от ОП.67 – ОП.230 и ОП.230 – Биджан на более устойчивые, а также было установлено 2 УКРМ БСК на номинальную мощность 63 МВА.

3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов

В данном разделе рассматривается выбор количества и мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на ПС «Лобэей» в связи с подключением к ОРУ на напряжении 220 кВ ПС Облучье.

Выбор числа и мощности трансформаторов осуществляется в зависимости от категоричности потребителей. Если в составе нагрузки подстанции имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов на подстанции должно быть не менее двух. Установка на подстанции более двух трансформаторов не рекомендуется и должна быть обоснована специально [4].

В данном проекте, как говорилось ранее, отсутствуют потребители первой категории, следовательно, достаточно наличие двух взаиморезервирующих источников питания. Исходя из вышесказанного, делаем вывод о том, что на подстанции требуется установка двух трансформаторов.

Расчетная мощность двухобмоточного трансформатора для подстанции определяется по следующей формуле (МВА) [4]:

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{неск})^2}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}} [0,1] \quad (10)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора (МВА);

P_{cp} – средняя активная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения (МВт);

$Q_{неск}$ – реактивная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения определенная согласно оптимизации режима работы сети (МВАр);

n_T – число трансформаторов;

$K_3^{ОПТ}$ – оптимальный коэффициент загрузки для двухтрансформаторной подстанции (0,7) .

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{неск})^2}}{n_T \cdot S_{Тном}} \quad (11)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(P_m)^2 + (Q_{неск})^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (12)$$

К послеаварийному режиму работы относится отключение по защите одного из трансформаторов.

Выбираем марку и мощность трансформаторов устанавливаемых на ПС «Лобзэй» с учетом установки устройств компенсации реактивной мощности и прогнозирования нагрузки, расчетная мощность трансформатора:

$$S_p = \frac{\sqrt{(41,667)^2 + (20)^2}}{2 \cdot 0,7} = 33,013 \text{ (МВА)}$$

Выбираем двухобмоточный трансформатор типа ТРДН 40000/220 с номинальной мощностью 40000 МВА, номинальное напряжение низкой стороны 10 кВ. Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой. Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(41,667)^2 + (20)^2}}{2 \cdot 40} = 0,578$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(41,667)^2 + (20)^2}}{40} = 1,155$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы имеют приемлемые значения. Следовательно данный тип трансформатора оставляем.

\

4 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

4.1 Цель

Целью данного пункта является выбор наилучшего экономически эффективного варианта

4.2 Сравнение затрат на реализацию проектов

Для ориентировочной оценки величины капитальных вложений воспользуемся приближенным методом, на основе укрупненных показателей стоимости сооружения ЛЭП и подстанций, с помощью коэффициентов инфляции. Срок службы подстанционного оборудования принимается 20 лет, для ВЛ – 15 лет.

Пример расчёта стоимости реконструкции ВЛ приведён ниже, а итог в таблице 42. Пример расчёта капитальных вложений в ПС представлен в таблице 43.

4.2.1 Капитальные вложения. Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.).

Для электрических сетей:

$$K = K_{ВЛ\Sigma} + K_{ПС\Sigma} \quad (50)$$

где $K_{ВЛ\Sigma}$ - капиталовложение на сооружение воздушных линий, тыс. руб.;

$K_{ПС}$ - капиталовложение на строительство подстанций, тыс. руб.;

4.2.2 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП. В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т.д.), затраты на

приобретение элементов линии (опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, заземлителей), транспортировку, монтаж.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида промежуточных опор, от сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор.

Капиталовложение на сооружение воздушных линий определяются:

$$K_{ВЛ} = K_{инф} \cdot \sum L_{ij} \cdot K_{уд}, \quad (51)$$

где $K_{инф} = 2,5$ – коэффициент инфляции;

$k_{уд}$ – удельная стоимость 1 км линии на 220 кВ – 1310 тыс. рублей [23];

$$K_{ВЛ} = 2,5 \times 108 \times 2 \times 1310 \times 10^3 = 707400 \text{ тыс. рублей};$$

4.2.3 Расчет капиталовложений на строительство ПС. В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Капиталовложения на строительство подстанций определяются:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КВ} + K_{ПОСТ}, \quad (52)$$

где $K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

Капитальные затраты на ОРУ.

Стоимость ОРУ зависит от его типа и уровня напряжения.

Капитальные затраты на ОРУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) будут определяться по формуле:

$$K_{ОРУ} = \sum C_{ВЫК.i} \cdot n_{ВЫК}, \quad (53)$$

где $n_{ВЫК}$ - суммарное количество выключателей в схеме;

$C_{\text{ВЫК.}i}$ - цена одного выключателя (на 220 кВ – 15000 тыс. рублей; на 10 кВ – 210 тыс. рублей [23]).

$$K_{\text{py}} = 3 \times 2,5 \times 85 \times 10^3 + 4 \times 12500 \times 10^3 \times 2,5 = 125600 \text{ тыс. рублей};$$

Капитальные затраты на силовые трансформаторы.

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения. Капитальные затраты на силовые трансформаторы будут определяться по формуле:

$$K_{\text{ТР}} = K_{\text{инф}} \cdot \Sigma C_{\text{ТР}i} \cdot n_{\text{ТР}}, \quad (54)$$

где $C_{\text{ТР}i}$ - цена одного трансформатора [23];

$n_{\text{ТР}}$ – количество силовых трансформаторов;

$$K_{\text{ТР}} = 2,5 \times 2 \times 14700 \times 10^3 = 73500 \text{ тыс. рублей};$$

Капитальные затраты на компенсирующие устройства.

Стоимость КУ зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения. Капитальные затраты на КУ будут определяться по формуле:

$$K_{\text{КУ}} = K_{\text{инф}} \cdot \Sigma C_{\text{КУ}i} \cdot n_{\text{КУ}}, \quad (55)$$

где $C_{\text{КУ}i}$ - цена одного КУ [23];

$n_{\text{КУ}}$ – количество компенсирующих устройств;

В данном варианте расчета КУ не требуется.

Постоянные затраты.

$$K_{\text{пост}} = K_{\text{инф}} \cdot \Sigma C_{\text{пост}i}, \quad (56)$$

где $C_{\text{пост}i}$ - постоянные затраты для одной подстанции;

$$K_{\text{пост}} = 68200 \times 2,5 \times 10^3 = 170,500 \text{ тыс. рублей};$$

Капиталовложения на строительство подстанции, тыс. руб.:

$$K_{ПС} = 496600 \text{ тыс. рублей}$$

Капиталовложения на строительство электрических сетей:

$$K = 496600 + 707400 = 1177000 \text{ тыс.рублей};$$

4.2.4 Расчет амортизационных отчислений. Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

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

$$I_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i}, \quad (57)$$

где $\alpha_{ам,i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для *i*-го года основных средств.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (58)$$

где $T_{сл}$ - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период; $T_{сл} = 20$ лет.

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}} = \frac{1177 \times 10^6}{20} = 58,85 \times 10^6 \text{ тыс. рублей};$$

4.2.5 *Расчет эксплуатационных затрат.* В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W}, \quad (59)$$

где $I_{P.O.}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию электрооборудования;

I_A – ежегодные издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии в сети.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.ВЛ} + I_{P.O.ПС} = \alpha_{P.O.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{P.O.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (60)$$

где $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0,8 \%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ [24];

$\alpha_{P.O.ПС}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций $\alpha_{P.O.ПС} = 5\%$ для 220 кВ [24]).

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (61)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 3,65$ руб/(МВт·ч) – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Примечание: удельная стоимость потерь электроэнергии для ЕАО взята с сайта федеральной службы цен и тарифов.

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ПС} + \Delta W_{КУ}, \quad (62)$$

где $\Delta W_{ВЛ}$ – потери мощности в ВЛ (нагрузочные и условно-постоянные);

$\Delta W_{ПС}$ – потери мощности в трансформаторах (нагрузочные и условно-постоянные);

$\Delta W_{КУ}$ – потери в КУ;

Нагрузочные потери электроэнергии в ЛЭП вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{P_{\text{ЭФ.з}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.з}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_{\text{з}} + \frac{P_{\text{ЭФ.л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_{\text{л}}, \quad (3.13)$$

где $P_{\text{ЭФ.з}}$, $P_{\text{ЭФ.л}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.з}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.л}}$ – потоки эффективной активной и некомпенсированной реактивной мощности, текущей по линии зимой и летом;

$T_{\text{з}}$, $T_{\text{л}}$ – количество зимних и летних часов;

$R_{ВЛ}$ – сопротивление линии.

Условно-постоянные потери электроэнергии в ЛЭП определяются потерями на корону, вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{КОР}} = \Delta W_{\text{уд.КОР}} \cdot L_{\text{ТРС}} \cdot T_{\text{Г}}, \quad (63)$$

где $\Delta W_{\text{уд.КОР}}$ - удельные потери на корону на 1 км линии, кВт/км;

$L_{\text{ТРС}}$ - суммарная длина трассы всех линий в схеме, км;

T_r - количество часов в году, ч.

Потери электроэнергии в трансформаторах (нагрузочные и условно-постоянные – потери ХХ) вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{TP} = \frac{P_{\text{ЭФ.з}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.з}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_z + \frac{P_{\text{ЭФ.л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_l + \Delta P_{XX} \cdot T_r$$

где $P_{\text{ЭФ.з}}$, $P_{\text{ЭФ.л}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.з}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.л}}$ – значения эффективной активной и некомпенсированной реактивной нагрузки подстанции зимой и летом;

R_{TP} – активное сопротивление трансформатора;

ΔP_{XX} – потери мощности холостого хода трансформатора.

Потери в КУ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{KY} = \Delta W_{KY} \cdot Q_{KY}^3 \cdot T_z + \Delta W_{KY} \cdot Q_{KY}^L \cdot T_l, \quad (64)$$

где ΔW_{KY} – удельные потери в батареях конденсаторов;

$\Delta W_{KY} = 0,003$ МВт/МВар;

Q_{KY}^3 , Q_{KY}^L - мощности КУ зимой и летом соответственно, МВар;

Определяем издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, тыс.руб.:

$$I_{p.o.} = \alpha_{p.o.вл} \times K_{вл} + \alpha_{p.o.лс} \times K_{лс} = 0,0085 \times 707,4 \times 10^6 + 0,05 \times 469,6 \times 10^6 = 29,49 \times 10^6$$

тыс. рублей;

Определяем потери мощности в ЛЭП. Результаты показаны в приложении.

Суммарные потери сети на корону в ЛЭП, МВт·ч:

$$\Delta W_{КОР\Sigma} = \Delta W_{уд.КОР} \times L_{TP\Sigma} = 1850 \times 10^{-3} \times 108 = 268,25 ;$$

Находим суммарные потери электроэнергии в ЛЭП, МВт·ч:

$$\Delta W_{ЛЭП\Sigma} = \Delta W_{вл\Sigma} + \Delta W_{КОР\Sigma} = 2,245 + 268 = 2,513 \text{ (МВт·ч)};$$

Находим суммарные потери электроэнергии в схеме, МВт·ч по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{ЛЭП\Sigma} + \Delta W_{ТП\Sigma} + \Delta W_{KV}; \quad (65)$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 2,245 + 268,25 + 1.107 \times 10^5 = 111000 \text{ (МВт}\cdot\text{ч)}.$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети следующим образом:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W} \quad (66)$$

$$I_{\Delta W} = 11100 \times 3,65 = 561,993 \text{ тыс. рублей};$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W} \quad (67)$$

$$I = 29,49 \times 10^6 + 58,85 \times 10^6 + 561,993 = 490200 \text{ тыс. рублей};$$

Определяем среднегодовые расходы:

$$З = E \times K + I$$

$$З = 0,1 \times 1177 \times 10^9 + 93,97 \times 10^6 = 731,9 \times 10^6 \text{ рублей}$$

В таблице 17 указаны данные для сравнения двух вариантов.

Таблица 17 (тыс. рублей)

Варианты	З	И	К
1	731900	490200	1177000
2	1031000	439100	985600

$$\varepsilon = \frac{З_1 - З_2}{З_2} = 40,827\%$$

Вывод: При расчете и анализе экономически эффективных вариантов подключения к электрической сети был выбран 1 вариант т.к. он оказался дешевле чем 2 вариант на 40%.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания производится для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников на станциях и подстанциях. Значения периодической составляющей тока КЗ I_{po} , периодической составляющей тока КЗ в момент отключения I_{pt} , аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения i_{at} в заданной точке необходимо для проверки коммутационной способности выключателя, значение ударного тока КЗ $i_{уд}$ необходимо для проверки электродинамической стойкости коммутационных аппаратов и трансформаторов тока. Подробный расчет приведен в приложении В.

Данный расчет проводился в программе ПВК Rastrwin 3 для выбора оборудования на всех РУ ПС «Лобэй». Результаты расчетов ТКЗ приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	Вид короткого замыкания		
	однофазное	двухфазное	трехфазное
Шины 220 кВ ПС Лобэй	0,3340	0,4488	0,8976
Шины 10 кВ ПС Лобэй	4,9323	4,9323	9,8647

Вывод; был проведен анализ токов короткого замыкания для выбранного варианта на ПС Лобэй.

6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПС «ЛОБЭЙ»

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов КЗ, выбранной схемы РУ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции. Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах, которые определяются из расчета режимов. Значения максимальных рабочих токов указаны в таблице 23. В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка, нелинейные ограничители перенапряжений.

Таблица 23 – Максимальные рабочие токи в РУ ПС «Лобэй»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
220	140,572
10	1312

6.1 Выбор выключателей.

Выбор выключателей на стороне 220 кВ. Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [8]:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (23)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (24)$$

Напряжение сети 220 кВ.

Первоначально принимаем для установки на ПС «Лобэй» элегазовый выключатель марки ВЭБ-220/1000 УХЛ1.

Выключатели изготавливаются в трехполюсном исполнении.

Полюсы выключателя, включающие в себя одноразрывные дугогасительные устройства и высоковольтные вводы, установлены на опорной раме, покрытой горячим цинком. Управление выключателем осуществляется одним пружинным приводом типа ППВ. Пружинный привод по исполнению

механизма завода рабочих пружин может быть изготовлен с универсальным двигателем на напряжение = 220 В и однофазное ~230 В или = 110В

В качестве дугагасительной и изоляционной среды в выключателе применен специальный инертный негорючий газ – элегаз (во всём диапазоне рабочих температур), что делает выключатель практически необслуживаемым во время всего срока эксплуатации, а также благодаря этому выключатель взрыво- и пожаробезопасен. Полюсы выключателя снабжены защитными мембранами, что делает его взрывозащищённым даже при возникновении внутреннего короткого замыкания.

Данного типа выключатели обладают следующими преимуществами:

- взрыво- и пожаробезопасность;
- высокая стойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения. Для элегазовых выключателей – до 5000 отключений номинальных токов и 20-50 отключений номинальных токов отключения:

- отсутствие в процессе работы внешних эффектов и загрязнений окружающей среды;

- отсутствие дополнительных динамических нагрузок на фундамент при коммутации токов КЗ.

Выбранный выключатель проверяется на коммутационную способность, электродинамическую стойкость, термическую стойкость.

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (25)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости;

$t_{тер}$ - время термической стойкости,

B_k - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (26)$$

где $I_{пр.скв}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{дин}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Значение B_k можно определить по формуле:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (27)$$

где $I_{но}$ - периодическая составляющая тока КЗ (кА);

$t_{отк}$ - время отключения выключателя (сек);

T_a - постоянная времени.

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 24:

Таблица 24 – Выбор и проверка выключателей 220 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	3150	140,572	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	40	0.89	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$ (кА)	102	2.285	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	40	0.89	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение апериодической составляющей, I_a (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 50 =$ 31,819	1,269	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	102	2.285	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $50^2 \cdot 2 =$ 5000	54.96	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам.

Выбор выключателей на стороне 10 кВ. Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВВЭ-М-10-2000-20УЗ.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 26:

Таблица 26 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	2000	1312	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	9,86	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$, (кА)	51	25,807	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	20	9,86	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение апериодической составляющей, I_a (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,55 \cdot 20 =$ 15,56	13,95	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{пр скв}$, $I_{уд}$ (кА)	51	25,807	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	309,06	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатели проходят по всем параметрам.

6.2 Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей 220 кВ. Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой [8].

По напряжению и максимальному рабочему току выберем разъединители марки РГ–220/1000УХЛ1 (Разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей, находящихся под

напряжением, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

Разъединители также используют для отключения токов холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор и проверка разъединителей 220 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	140,572	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	80	2,285	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $25^2 \cdot 3 =$ 1875	54,96	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

6.3 Выбор трансформаторов тока

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

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\kappa} \quad (28)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_{\kappa} = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (29)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 220 кВ подстанции принимается 100 м, для РУ 10 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (для 220 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов (для 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (30)$$

где $S_{\text{пр}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 1$ А.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 233. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 29, 30, 31.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 233	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 233	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 220 $S_{np}=1,62$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ $S_{np} = 0,62$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 220 кВ):

$$Z_{2.220} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 10 кВ):

$$Z_{2.10} = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 220 кВ ТОГФ-220 (УХЛ1), с номинальным током первичной обмотки 1000 А.

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Проверка выбранного ТТ 220 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ (кВ)	220	220	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ (А)	1000	140,572	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.раб}}$
Предельный сквозной ток $I_{\text{прскв}}$, $I_{\text{уд}}$ (кА)	40	2,285	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, $I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}}$ (кА ² с)	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} =$ $68^2 \cdot 3 =$ 13872	54,96	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2 \text{ ном}}$ (Ом)	20	2,43	$Z_{2 \text{ ном}} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТШЛ-10 с номинальным током первичной обмотки 1000 А. Сравнение параметров приведено в таблице 34.

Таблица 34 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ (кВ)	10	10	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ (А)	2000	1312	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.раб}}$
Предельный сквозной ток $I_{\text{прскв}}$, $I_{\text{уд}}$ (кА)	52	25,807	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$

Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $35^2 \cdot 3 =$ 3675	309,06	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

6.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются [6]:

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

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (31)$$

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

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

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 220 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-365	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-3093	1	10
Частотомер	Н-3097	1	7

Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			39

Принимаем на стороне 220 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 220

Таблица 36 – Проверка выбранного ТН 220 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	200 ВА	39 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ.

Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения приведен в таблице 39.

Таблица 39 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	Меркурий 233	3	1
Счетчик РЭ			
Сумма			5

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НОМ– 10.

Таблица 40 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (10 кВ)	75 ВА	5 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

6.5 Выбор гибкой ошиновки

Выбор гибкой ошиновки проводится на подстанции при напряжении 220 кВ т.к. распределительные устройства данного напряжения расположены на открытом воздухе [6].

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 140,572 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 300/39 с максимально допустимым током 710 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется тк шины выполнены голыми проводами расположенными на открытом воздухе.

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на схлестывание не требуется.

1.8.6 Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ. Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Лобэй». Максимальный рабочий ток составляет 1312 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50 × 5 мм (сечение $2,5\text{см}^2$), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 1500 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{199,75}}{91} = 0,16 (\text{см}^2) \quad (34)$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}}} = 1,12 (\text{м}) \quad (35)$$

где J – момент инерции шины ($\text{см}^3 \times \text{см}$).

q - сечение проводника, в данном случае 2,5 (см^2)

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (36)$$

Согласно расчету принимаем пролет между изоляторами 1,1 м

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании (Н/м)

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\delta}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{25807^2}{0,4} = 288,387 \quad (37)$$

где $i_{y\delta}$ – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 (\text{см}^3) \quad (38)$$

Определяем напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{25807^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 16,78 \text{ (МПа)} \quad (39)$$

При расчете напряжение все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего, следовательно, данное сечение оставляем.

6.6 Выбор ограничителей перенапряжения

Наибольшее рабочее напряжение ОПН $U_{нро}$ выбирается, принимая во внимание следующие факторы:

– наибольшее рабочее напряжение сети в месте установки ОПН (классы напряжение электрооборудования сетей 110-750 кВ согласно ГОСТ 1516.3 приведены в таблице 42);

– зафиксированные в эксплуатации (в месте предполагаемой установки ОПН) повышения напряжения сверх нормированного значения наибольшего рабочего напряжения сети;

– наличие или отсутствие трансформаторов с заземленной нейтралью.

Таблица 42 – Выбор наибольшего рабочего напряжения

Класс напряжения, кВ	220
$U_{нрс}$, кВ (для сети)	253
$U_{нрс}/\sqrt{3}$, кВ (для сети, фазное значение)	146

Наибольшее рабочее напряжение $U_{нро}$, приведенное в таблице 43, принимается на 5% выше наибольшего длительно допустимого рабочего (фазного) напряжения сети $U_{нрс}/\sqrt{3}$.

Таблица 43 – Выбор наибольшего рабочего напряжения в сети с глухозаземленной нейтралью

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750
$U_{нро}$, кВ	77	153	220	318	477

Если в эксплуатации имело место превышение фазным сетевым напряжением уровня $U_{нрс}/\sqrt{3}$, то наибольшее рабочее напряжение $U_{нро}$ принимается на 5% выше максимального зафиксированного (фазного) напряжения сети.

Рекомендуемая для ОПН энергия одного импульса тока пропускной способности (форма 2000 мкс), отнесенная к значению $U_{нро}$, обозначена $W_{уд}$ и приведена в таблице. В таблице 44 так же указаны рекомендуемые диапазоны тока пропускной способности.

Некоторые производители в каталогах на ОПН:

– относят энергию не к наибольшему рабочему напряжению ОПН ($U_{нро}$), а к номинальному напряжению ОПН ($U_{ном}^{опн}$); в этом случае рекомендуемая удельная энергия $W_{уд}$ будет меньше значений, указанных в таблице;

– указывают энергию $W_{уд}$ не одного, а одновременного двух импульсов тока пропускной способности; в этом случае рекомендуемая удельная энергия будет в два раза больше, чем указано в таблице 44.

Таблица 44 - Выбор энергоемкости ОПН и тока пропускной способности

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750
$W_{уд}$, кДж/кВ	1,5-2,5	2,5-3,5	3,5-4,5	4,5-5,5	5,5-6,5
Импульс 2000 мкс с амплитудой, А	400-500	500-600	700-900	1000-1200	1300-1500

ОПН, обладает наибольшим рабочим напряжением $U_{нро}$ и энергоемкостью $W_{уд}$, которые практически однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН проводить проверку прочих характеристик ОПН на удовлетворение условиям, не обязательно.

Характеристика «напряжение-время»

Задается в относительных единицах $U_{нро}$ для случаев без нагружения (*) и с предварительным нагружением (**).

В относительных единицах $U_{\text{нрo}}$ ОПН должен иметь допустимые кратности повышения напряжения не менее значений $K_{\text{н-в}}(T)$, указанных в таблице 45, т.е. в именованных единицах для ОПН должно быть допустимо повышение напряжения не менее $K_{\text{н-в}}(T) \cdot U_{\text{нрo}}$

Таблица 45 - Характеристика «напряжение-время»

Длительность T приложения повышенного напряжения	Допустимая кратность $K_{\text{н-в}}(T)$ превышения напряжения на ОПН
0,1 с	1,50*/1,40**
1 с	1,43*/1,35**
10 с	1,37*/1,30**
100 с	1,31*/1,23**
1200 с	1,23*/1,15**
3600 с	1,19*/1,10**

Остающиеся напряжения при импульсных токах в ОПН, возникающих при ограничении грозových и коммутационных перенапряжений, являются важными характеристиками ОПН и указываются на так называемых «расчетных импульсных токах» в каталоге производителя. Эти остающиеся напряжения могут быть определены (с некоторой погрешностью) через типовые кратности $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$ ограничения грозových и коммутационных перенапряжений соответственно.

Таблица 46 - Типовые кратности $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$

Класс напряжения , кВ	110	220	330	500	750
Расчетный ток (кА) грозových перенапряжений (импульс 8/20)	10	10	10	20	20
Расчетный ток (А) коммутационных перенапряжений (импульс 30/60)	500	500	1000	1000	1000
$K_{8/20}$	2,3			2,2	
$K_{30/60}$	2,0			1,9	

В относительных единицах $\sqrt{2} \cdot U_{нро}$ амплитуды наибольшего рабочего напряжения ОПН должен иметь кратности ограничения перенапряжений не более значений $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$, указанных в таблице 46. Т.е. в именованных единицах ОПН должен иметь остающиеся напряжения при расчетных грозовых и коммутационных импульсных токах, соответственно, не более

$$U_{8/20} \leq (\sqrt{2} \cdot U_{нро}) K_{8/20} \quad (69)$$

$$U_{30/60} \leq (\sqrt{2} \cdot U_{нро}) K_{30/60} \quad (70)$$

Таблица 47 - Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс) и импульс большого тока (форма 4/10 мкс)

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750
Импульс 8/20 мкс с амплитудой, кА	10	10	10	20	20
Импульс 4/10 мкс с амплитудой, кА	65-100	65-100	100	100	100

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 220/154/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 220 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 48.

Таблица 48 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс) (в скобках форма 4/10 мкс), кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
220	192	154	10 (100)	40

Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ. Наибольшее рабочее напряжение ОПН $U_{нро}$ выбирается, принимая во внимание следующие факторы:

- наибольшее рабочее напряжение сети, в которую устанавливается ОПН (классы напряжения электрооборудования сетей 6-35 кВ согласно ГОСТ 1516.3 приведены в таблице 49);

- зафиксированные в эксплуатации (в месте предполагаемой установки ОПН) повышения напряжения сверх нормированного значения наибольшего рабочего напряжения сети;

- наличие или отсутствие вращающихся машин 6, 10 кВ;

- наличие или отсутствие резистивного заземления нейтрали.

Таблица 49 – классы напряжения электрооборудования сетей 6-35 кВ.

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Наибольшее рабочее напряжение оборудования, кВ	Номинальное напряжение электрической сети, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение в электрической сети, кВ
6	7,2	6,0	6,9
		6,6	7,2
10	12,0	10,0	11,5
		11,0	12,0
35	40,5	35,0	40,5

В сетях 6-35 кВ, не содержащих вращающихся машин, существуют сравнительно большие запасы прочности изоляции оборудования. Поэтому в таких сетях выбор наибольшего рабочего напряжения ОПН можно осуществлять, исходя из необходимости максимально повысить надежность его работы при дуговых перенапряжениях, которые могут существовать до 2-6 часов.

Учитывая запасы прочности изоляции оборудования, ее достаточная защищенность от грозовых и коммутационных перенапряжений будет обеспечена при всех «разумных» значениях $U_{нро}$.

Согласно расчетам переходных процессов в сети с изолированной или заземленной через ДГР нейтралью кратность дуговых перенапряжений может достигать 3.5 (по отношению к амплитуде фазного значения наибольшего рабочего напряжения сети), что соответствует максимальному значению перенапряжений

$$U_{\text{ДУГ}} = 3,5 \cdot \frac{\sqrt{2}U_{\text{НРС}}}{\sqrt{3}}, \quad (71)$$

где $U_{\text{НРС}}$ - наибольшее рабочее напряжение сети (линейное).

Для того, чтобы отстроить ОПН от дуговых перенапряжений, необходимо, по крайней мере, выполнить условие

$$U_{30/60} \geq U_{\text{ДУГ}}, \quad (72)$$

$$U_{30/60} = (U_{\text{НРО}} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{30/60}, \quad (73)$$

где значения $K_{30/60}$ указаны в п.1.7.9.3.2. Тогда получим условие выбора

$$U_{\text{НРО}} \geq (1,0 \div 1,05) \cdot U_{\text{НРС}} \quad (74)$$

Таблица 50 – Наибольшее рабочее напряжение ОПН

Класс напряжения, кВ	6	10	35
$U_{\text{НРО}}, \text{ кВ}$	7,2-7,6	12,0-12,6	40,5-42,5

Рекомендуемая для ОПН энергия одного импульса тока пропускной способности (форма 2000 мкс), отнесенная к значению $U_{\text{НРО}}$, обозначена $W_{\text{уд}}$ и приведена в таблице 45. В таблице так же указаны рекомендуемые диапазоны тока пропускной способности.

Некоторые производители в каталогах на ОПН:

–относят энергию не к наибольшему рабочему напряжению ОПН ($U_{\text{НРО}}$), а к номинальному напряжению ОПН ($U_{\text{НОМ}}^{\text{ОПН}}$); в этом случае рекомендуемая удельная энергия $W_{\text{уд}}$ будет меньше значений, указанных в таблице 45;

–указывают энергию W_{ya} не одного, а одновременного двух импульсов тока пропускной способности; в этом случае рекомендуемая удельная энергия будет в два раза больше, чем указано в таблице.

Таблица 51 – Энергия одного импульса тока пропускной способности (форма 2000 мкс)

Класс напряжения, кВ	6	10	35
$W_{уд}$, кДж/кВ	2-3	2-3	2-3
Импульс 2000 мкс с амплитудой, А	400-600	400-600	400-600

Номинальное напряжение ОПН $U_{ном}^{ОПН}$

В соответствии с выражением

$$U_{ном}^{ОПН} \geq 1,25 \cdot U_{нро} = 1,25 \cdot 12 = 15$$

Характеристика «напряжение-время»

Задается в относительных единицах $U_{нро}$ для случаев без нагружения (*) и с предварительным нагружением (**).

Таблица 52 - Характеристика «напряжение-время»

Длительность Т приложения повышенного напряжения	Допустимая кратность $K_{н-в}(T)$ превышения напряжения на ОПН, не менее
0,1 с	1,50*/1,40**
1 с	1,43*/1,35**
10 с	1,37*/1,30**
100 с	1,31 */1,23**
1200 с	1,23*/1,15**
3600 с	1,19*/1,10**

В относительных единицах $U_{нро}$ ОПН должен иметь допустимые кратности повышения напряжения не менее значений $K_{н-в}(T)$, указанных в таблице, т.е. в именованных единицах для ОПН должно быть допустимо повышение напряжения не менее $K_{н-в}(T) \cdot U_{нро}$.

Остающиеся напряжения при импульсных токах в ОПН, возникающих при ограничении грозových и коммутационных перенапряжений, являются важными

характеристиками ОПН и указываются в каталоге производителя на так называемых «расчетных импульсных токах». Эти остающиеся напряжения могут быть определены (с некоторой погрешностью) через типовые кратности $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$ ограничения грозовых и коммутационных перенапряжений соответственно.

Таблица 53 – Остающиеся напряжения при грозовых и коммутационных перенапряжениях

Класс напряжения, кВ	6	10	35
Расчетный ток (кА) грозовых перенапряжений (импульс 8/20 мкс)	5	5	5
Расчетный ток (А) коммутационных перенапряжений (импульс 30/60 мкс)	500	500	500
$K_{8/20}$	2.3		
$K_{30/60}$	2.0		

В относительных единицах $U_{НРО} \cdot \sqrt{2}$ амплитуды наибольшего рабочего напряжения ОПН должен иметь кратности ограничения перенапряжений не более значений $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$ указанных в таблице. Т.е. в именованных единицах ОПН должен иметь остающиеся напряжения при расчетных грозовых и коммутационных импульсных токах, соответственно, не более

$$U_{8/20} = (U_{НРО} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{8/20} \quad (75)$$

$$U_{30/60} = (U_{НРО} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{30/60} \quad (76)$$

Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс) и импульс большого тока (форма 4/10 мкс)

Достаточными являются приведенные в таблице 48 значения.

Таблица 54 – Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс) и импульс большого тока (форма 4/10 мкс)

Класс напряжения, кВ	6	10	35
Импульс 8/20 мкс с амплитудой, кА	5	5	5
Импульс 4/10 мкс с амплитудой, кА	65	65	65

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 10/12/10/400 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 49.

Таблица 55 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
10	15	12	10	24

6.7 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители устанавливаются на фундаментах либо подвешиваются на линейных порталах.

Выбор ВЧ - заградителей производим по номинальным и ударным токам.

$$1) \quad U_{\text{ном}} = U_{\text{сети}}, \quad (81)$$

$$2) \quad I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. расч}},$$

$$3) \quad i_{\text{пред.скв}} \geq i_{\text{уд}} \quad (82)$$

$$4) \quad I_{\text{терм. ном}}^2 \cdot t_{\text{терм. ном}} \geq B_k$$

Для ВЛ 220 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-1250-1У1.

Значения I_{\max} и V_k берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлены в таблице 51.

Таблица 57 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_{p\max} = 140,48 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{пред.скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,285 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k 54,69 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$

6.8 Оценка надежности электроснабжения потребителей ПС «Лобэй»

Для определения параметров надежности электроснабжения рассматриваемой подстанции проведем расчет для ПС «Лобэй» относительно шин 10 кВ.

На рисунке 17 представлена упрощенная схема электроснабжения подстанции «Лобэй» относительно шин 10 кВ.

При расчете учитываем следующее: перемычка в нормальном режиме отключена, расчет ведется для одной цепи, результат расчета буде равнозначен параллельному соединению двух одинаковых цепей.

Для удобного расчета каждый элемент по направлению движения мощности нумеруется.

Параметрами характеризующими вероятность отключения элементов сети являются: параметр потокоотказов λ (1/год), среднее время восстановления t_v (час), частота преднамеренных отключений $\lambda_{\text{пр}}$ (1/год), среднее время преднамеренных отключений $t_{\text{пр}}$. Параметры элементов согласно [3] сведены в таблицу.

Таблица 41 - Параметры элементов

Элемент	λ , 1/год	tв, часов	$\lambda_{пр}$, 1/год	tпр, часов.
Выключатель 220 кВ	0,003	20	0,8	12
Разъединитель 220 кВ	0,01	11	0,834	5
Воздушная линия 220 кВ (на 100 км)	1,7	7	3,8	15
Трансформатор 220 кВ	0,014	70	0,75	28
Выключатель 10 кВ	0,003	20	0,86	8
Сборные шины 10 кВ (на одно присоединение)	0,03	7	0,834	2

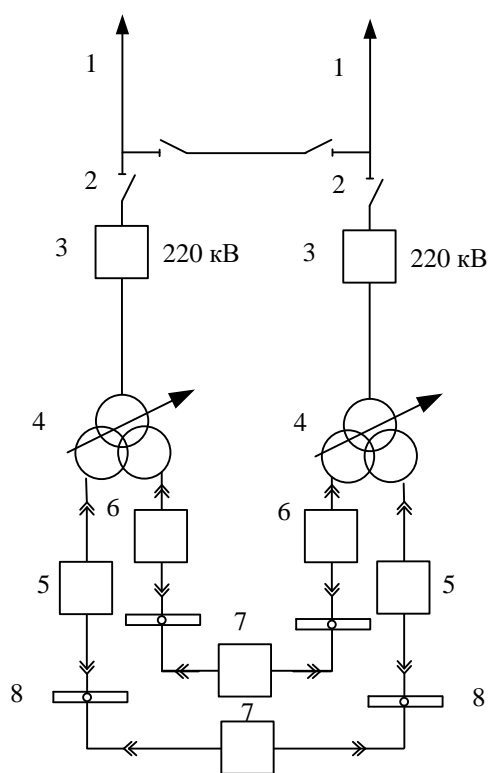


Рисунок 17 - Принципиальная схема электроснабжения подстанции «Лобэй» относительно шин 10 кВ.

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам:

Для воздушной линии вероятность отказа определяется:

$$q_{вл} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_{вл}}{T_r} \cdot l \cdot \frac{1}{100} = \frac{1,7 \cdot 7}{8760} \cdot (108) \cdot \frac{1}{100} = 146,7 \cdot 10^{-5} \quad (40)$$

где T_{Γ} – число часов в году (час).

l - длина ВЛ (км).

Для шин 10 кВ:

$$q_{ш} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{ш}}{T_{\Gamma}} \cdot n_{ш} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} \cdot 7 = 1,68 \cdot 10^{-4} \quad (41)$$

Для разъединителей 220 кВ:

$$q_{р} = \frac{\lambda_{р} \cdot t_{р}}{T_{\Gamma}} = \frac{0,01 \cdot 11}{8760} = 1,26 \cdot 10^{-5} \quad (42)$$

Для трансформаторов 220 кВ:

$$q_{т} = \frac{\lambda_{т} \cdot t_{т}}{T_{\Gamma}} = \frac{0,014 \cdot 70}{8760} = 1,12 \cdot 10^{-4} \quad (43)$$

Для выключателей 220 кВ:

$$q_{в} = \frac{\lambda_{в110} \cdot t_{в110}}{T_{\Gamma}} + a_{кз} \cdot (\sum q_{смеж}) + a_{он} \cdot N_{он} \quad (44)$$

где $a_{кз}$ - относительная частота отказов при автоматических отключениях поврежденных смежных элементов $a_{кз} = 0,005$;

$q_{смеж}$ - вероятность отказа смежного с выключателем элемента;

$a_{он}$ - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях $a_{он} = 0,003$;

$N_{он}$ - число оперативных переключений в год, для данной схемы $N_{он} = 2$.

Для выключателя 220 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются воздушная линия и трансформатор.

$$q_{e220} = \frac{0,003 \cdot 20}{8760} + 0,005 \cdot (5,16 \cdot 10^{-5} + 1,12 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}$$

Для выключателя 10 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины 10 кВ

$$q_{e10} = \frac{0,003 \cdot 20}{8760} + 0,005 \cdot (1,12 \cdot 10^{-4} + 1,68 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}$$

Рассмотрим подробно расчет надежности электроснабжения относительно шин 10 кВ при передаче мощности только по одной цепи.

Определяем вероятность отказа цепи:

$$q_{ц} = \sum q_i + \frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{8760} \quad (45)$$

$$q_{ц} = (5,16 \cdot 10^{-5} + 1,26 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 6,01 \cdot 10^{-3} + 1,12 \cdot 10^{-4} + 1,68 \cdot 10^{-4}) + \frac{0,86 \cdot 8}{8760} = 0,013$$

где λ_i - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\lambda_{нр\max}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений лпр

q_i - вероятность отказа i -го элемента цепи

Параметр потокоотказов цепи (1/год) [3]:

$$\lambda_{ц} = \sum \lambda_i + \lambda_{нр\max} = 0,3 + 0,86 = 1,16 \quad (46)$$

Время восстановления системы состоящей из одной цепи:

$$t_{вс} = \frac{q_{ц} \cdot 8760}{\lambda_{ц} - \lambda_{нр\max}} = \frac{0,013 \cdot 8760}{1,16 - 0,86} = 379,6 \text{ (час)} \quad (47)$$

Определяем вспомогательный коэффициент:

$$K_{нл} = 1 - e^{\left(\frac{-t_{нр}}{t_{вс}}\right)} = 0,02$$

Определяем параметры системы состоящей из двух взаиморезервирующих цепей, вероятность отказа:

$$q_{y2} = q_{ц}^2 + 2 \cdot K_{nl} \cdot \left(\frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{8760} \right) = 0,013^2 + 2 \cdot 0,02 \cdot \left(\frac{0,86 \cdot 8}{8760} \right) = 2,01 \cdot 10^{-4}$$

Параметр потокоотказов:

$$\lambda_{y2} = 2 \cdot \lambda_{ц} \cdot q_{ц} + 2 \cdot (\lambda_{ц} - \lambda_{нр\max}) \cdot \frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{8760} = 9,3 \cdot 10^{-4}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{y2}} = \frac{1}{9,3 \cdot 10^{-4}} = 111 \text{ (лет)} \quad (48)$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = \frac{0,105}{\lambda_{y2}} = \frac{0,105}{9,3 \cdot 10^{-4}} = 11,6 \text{ (лет)} \quad (49)$$

7 ГРОЗОУПОРНОСТЬ

7.1 Грозоупорность воздушной линии электропередачи 220 кВ «Лобзей – Облучье»

Всякое кратковременное значительное повышение напряжения принято называть перенапряжением. Выбираем анерную опору У220-1+9, промежуточную опору П220-3. Выбираем полимерные изоляторы: ЛК 120/220-П, арматуру с гарантированной прочностью 120000 кг, натяжной зажим – прессуемый.

Показателем грозоупорности линии является число ее грозовых отключений.

Эффективность грозозащиты определяют отдельно для следующих расчетных случаев поражения линии:

- удар молнии в опору (трос возле опоры);
- удар молнии в трос в середине пролета;
- удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту.

Определяем среднюю высоту подвеса троса по формуле:

$$h_{cp} = h_{mp} - \frac{2}{3} \cdot f_{mp}, \quad (83)$$

где h_{mp} – высота подвеса троса на опоре;

f_{mp} – стрела провеса троса, определяется по формуле:

$$f_{mp} = h_{np}^H - h_{\Gamma}, \quad (84)$$

где h_{mp} – высота подвеса троса, $h_{mp} = 36$ м;

h_{Γ} – высота габарита (минимальное расстояние между провод – земля),

$$h_{\Gamma} = 7 \text{ м}; [16]$$

h_{np}^B – высота подвеса верхнего провода, $h_{np}^B = 29,9$ м;

h_{np}^H – высота подвеса нижнего провода, $h_{np}^H = 23,34$ м;

$h_{mp(np)}$ – высота подвеса троса над проводом, $h_{mp(np)} = 7,1$ м.

$$f_{mp} = 23,34 - 7 = 16,34 \text{ м}$$

$$h_{cp} = 36 - \frac{2}{3} \cdot 16,34 = 25,107 \text{ м}$$

1) Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в опору (искровой разряд).

Общее число ударов молнии в опору определяем по формуле:

$$N_{on} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{mp}}{l_{np}}, \quad (85)$$

где N – общее число ударов молнии на 100 км линии, определяется по формуле:

Так как $h_{cp} < 30$ м, то

$$N = 0,2 \cdot P_0 \cdot \left(\frac{d_{mp} - mp}{2} + 5 \cdot h_{cp} - \frac{2 \cdot h_{cp}^2}{30} \right), \quad (86)$$

где P_0 – плотность разряда линии на землю, определяется по формуле:

$$P_0 = 0,05 \cdot N_{Г.Д.}, \quad (87)$$

$$P_0 = 0,05 \cdot 35 = 1,75$$

$$N = 0,2 \cdot 2,3 \cdot \left(\frac{2}{2} + 5 \cdot 25,107 - \frac{2 \cdot 25,107^2}{30} \right) = 33,804$$

$$N_{ОП} = 4 \cdot 33,804 \cdot \frac{36}{400} = 12,154$$

Определяем вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в опору (искровой разряд) по формуле:

$$P_{ОП} = e^{-0,04 \cdot I_{КР}}, \quad (88)$$

где $I_{КР}$ – критический ток молнии, определяется по формуле:

$$I_{KP} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \frac{K_{омв}^2 \cdot L_0 \cdot h_{он}}{\tau_{\phi}} + \frac{M_0 \cdot h_{он}}{\tau_{\phi}}}, \quad (89)$$

где $U_{50\%}$ – пятидесятипроцентное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности, $U_{50\%} = 2640$ кВ [16];

R_u – импульсное сопротивление заземлителя опоры (при удельном сопротивлении грунта 100-500 Ом·м) $R_u = 15$;

где $K_{омв}$ – коэффициент ответвления тока в опору 0,85-0,95,

L_0 – индуктивность на единицу высоты опоры 0,5-0,7 мкГн/м,

$h_{он}$ – высота опоры, включая тросостойку, м,

M_0 – коэффициент взаимной индукции между каналом молнии и телом опоры 0,2 мкГн/м;

τ_{ϕ} – длительность фронта эквивалентной волны тока молнии 0,2 мкс;

$$I_{KP} = \frac{2640}{15 + \frac{0,85^2 \cdot 0,6 \cdot 36}{2} + \frac{0,2 \cdot 36}{2}} = 99,98 \text{ кА}$$

$$P_{он} = e^{-0,04 \cdot 96,534} = 0,018$$

Определим вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу по формуле:

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U}{l_{разр}} - 6 \right) \cdot 10^{-2}, \quad (90)$$

где U – длительное наибольшее рабочее напряжение, для 220 кВ: $U = 252$ кВ;

$l_{разр}$ – длина разрядного пути, $l_{разр} = 2,16$ м [16].

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{252}{2,16} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 1,013$$

Т.к. $\eta > 0,9$, то приравняем его к 0,9.

Удельное число отключений линии при ударе молнии в опору определяем по формуле:

$$n_{on} = N_{on} \cdot P_{on} \cdot \eta \quad (91)$$

$$n_{on} = 12,154 \cdot 0,018 \cdot 0,9 = 0,2$$

2) Определение удельного числа отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту.

Число прорывов молнии на 100 км линии:

$$N_{np} = N \cdot P_{\alpha} \quad (92)$$

где P_{α} – вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту,

$$P_{\alpha} = e^{\frac{1}{D}} \cdot \left(\frac{0,55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{mp.cp} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right), \quad (93)$$

где D - вспомогательный коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$D = 1 + U_{ном} \cdot \frac{h_{mp.cp}}{\Delta h} \cdot \left(\frac{U_{ном}^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{np.cp}}{r_{np}} \right)} \right)^3, \quad (94)$$

ΔS - горизонтальное смещение провода относительно троса, равное 2,5 м;

$$D = 1 + 220 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{36}{6,16} \cdot \left(\frac{(220 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 117}{6,16 \cdot 2,5 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 18,947}{8,7} \right)} \right)^3 = 1,$$

Угол тросовой защиты α найдем по формуле:

$$\alpha = tg \frac{\Delta S}{\Delta h}, \quad (95)$$

$$\alpha = tg \frac{2,5}{6,16} = 22,1^{\circ}$$

$$P_{\alpha} = e^{\frac{1}{1,007}} \cdot \left(\frac{0,55}{6,16} \cdot \sqrt{29,6 \cdot 36 \cdot 3,5} - \frac{9}{1,007} \right) = 3,976 \cdot 10^{-3}$$

Критическое значение тока молнии при прорыве сквозь защиту определяется как:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{кор.пр} \cdot 0,9}, \quad (96)$$

где $Z_{кор.пр} = 410$ Ом – волновое сопротивление коронирующего провода,

где 50% разрядное напряжение при прорыве молнии сквозь тросовую защиту:

$$U_{50\%} = U_{50} \cdot (0,92 - 0,0121 \cdot e^{(0,74 - 0,06 \cdot l_{разр}) \cdot (l_{разр} - 3)}) , \quad (97)$$

$$U_{50\%} = 1200 \cdot (0,92 - 0,0121 \cdot e^{(0,74 - 0,06 \cdot 2,16) \cdot (2,16 - 3)}) = 1095,3 \text{ кВ}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 1095,3}{410 \cdot 0,9} = 5,937, \text{ кА} \quad (98)$$

Определяем вероятность обратного перекрытия линейной изоляции по формуле:

$$P_{пр} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}, \quad (99)$$

$$P_{пр} = e^{-0,04 \cdot 5,937} = 0,789$$

Определим число прорывов молнии на провод:

$$N_{пр} = 33,804 \cdot 6,622 \cdot 10^{-3} = 0,224$$

Определим удельное число отключений ВЛ при ударе молнии в провод:

$$n_{пр} = N_{пр} \cdot P_{пр} \cdot \eta_{пр}, \quad (100)$$

$$n_{пр} = 0,244 \cdot 0,789 \cdot 0,9 = 0,179$$

3) Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в трос в середине пролета.

Скорость распространения волны определим по формуле:

$$v = c \cdot \beta, \quad (101)$$

где v – скорость света, $v = 300$ м/мкс

$$v = 300 \cdot 0,578 = 173 \text{ м/с}$$

Коэффициент затухания электромагнитной волны β , определяется по формуле:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{mp.cp} \cdot E_{cp}}{U_{50\%}}}{\ln \frac{2 \cdot h_{mp.cp}}{r_{mp}}}}, \quad (102)$$

где E_{cp} – средняя напряженность электрического поля для равнин, $E_{cp} = 700$ кВ/м;

r_{np} – радиус провода, равный 0,0047 м:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot 25,107 \cdot 700}{2640}}{\ln \frac{2 \cdot 25,107}{0,0047}}} = 0,578, \quad (103)$$

Найдем волновое сопротивление Z_{np} троса по формуле:

$$Z_{np} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{cp.np}}{r_{np}} \cdot \beta \cdot \frac{1}{n^2}, \quad (104)$$

$$Z_{np} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot 25,107}{0,047} \cdot 0,578 \cdot \frac{1}{2^2} = 80,372$$

Определим электромагнитный коэффициент связи k , по формуле:

$$k = \frac{\kappa_2}{\beta}, \quad (105)$$

где κ_2 – геометрический коэффициент связи равный 0,19 определяем по табл.

П 16.2 [16];

$$k = \frac{0,19}{0,578} = 0,329$$

Определим критическую крутизну фронта тока молнии $a_{кр}$:

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot E_{ср}^{\max} \cdot \Delta h \cdot \nu}{Z_{тр} \cdot (1 - k) \cdot l}, \quad (106)$$

$$a_{КР} = \frac{2 \cdot 700 \cdot 6,01 \cdot 173}{80,372 \cdot (1 - 0,329) \cdot 400} = 69,2 \text{ кВ/мкс}$$

Удельное число отключений линии при ударе молнии в трос в середине пролета определяется по формуле:

$$n_{тр} = N_{тр} \cdot P_{тр} \cdot \eta, \quad (107)$$

где $N_{тр}$ – число ударов молнии в трос;

$P_{тр}$ – вероятность импульсного перекрытия изоляционного промежутка трос-провод определяется по формуле:

$$P_{тр} = e^{-0,08 \cdot \alpha_{кр}}, \quad (108)$$

где $I_{кр}$ – критическое значение тока молнии, определяется по формуле:

$$I_{кр} = \frac{\alpha_{кр} \cdot r_{тр} \cdot l_{прол} \cdot \kappa}{2 \cdot \nu \cdot R_u}, \quad (109)$$

$$I_{кр} = \frac{1,72 \cdot 10^7 \cdot 0,0047 \cdot 400 \cdot 0,329}{2 \cdot 173,4 \cdot 15} = 1,18 \cdot 10^{-4} \text{ кА},$$

$$P_{тр} = e^{-0,08 \cdot 69,2} = 3,942 \cdot 10^{-3}$$

Число ударов молнии в трос определяется по формуле:

$$N_{тр} = N - N_{пр} - N_{он} \quad (110)$$

$$N_{тр} = 33,76 - 0,134 - 12,141 = 21,491$$

$$n_{тр} = 21,426 \cdot 3,942 \cdot 10^{-3} \cdot 0,9 = 0,0855$$

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на ПС 220 кВ из-за разрядов в ОРУ, год

$$T_{ПУ} = \frac{1}{N_{ПУ}}, \quad (111)$$

где $N_{ПУ}$ - число перекрытий при прямых ударах молнии, определяется по формуле

$$N_{ПУ} = P_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{экр}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{экр}) \cdot (\eta_{пр} \cdot P_\alpha \cdot P_{пр} + \eta_{он} \cdot P_{он}) \cdot 10^{-6}, \quad (112)$$

где P_0 - плотность разряда молнии на землю;

a_T и b_T - длина и ширина ОРУ, соответственно равная 120,7 и 82 м [7,28];

$R_{экр}$ - эквивалентная ширина, с которой собираются все боковые разряды, определяется в зависимости от высоты самого высокого сооружения на ОРУ, в нашем случае $h_c = 17$ м, что меньше 30 м, следовательно, формула для определения $R_{экр}$ выглядит следующим образом:

$$R_{экр} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30}, \quad (113)$$

$$R_{экр} = 5 \cdot 17 - \frac{2 \cdot 17^2}{30} = 65,733 \text{ м}$$

$\eta_{пр}$ и $\eta_{он}$ - вероятности перехода импульсного перекрытия изоляции в дугу тока промышленной частоты, соответственно при разрядах молнии в РУ, минуя молниеотводы (прорыв в зону) и при обратных перекрытиях, равное 0,9;

P_α - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниезащиту;

$P_{пр} = 0,652$ - вероятная доля опасности грозовых перенапряжений, возникающих при непосредственных грозовых разрядах в ошиновке ОРУ.

Суммарное удельное число отключения линии при ударе молнии, определяется по формуле:

$$n_{вл} = n_{он} + n_{тр} + n_{пр}$$

$$n_{вл} = 0,2 + 0,086 + 0,179 = 0,465$$

Нормативное удельное число отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту согласно: $n_{пр}^{норм} = 0,5$. Расчетное значение удельного числа отключения линии равное 0,179 меньше нормативного, следовательно, тросовая защита надежно защищает воздушную линию от ударов молнии.

$$N_{\text{ПВ}} = 2 \cdot (120,7 + 2 \cdot 65,7)(82 + 2 \cdot 65,7)(0,9 \cdot 0,007 \cdot 0,789 + 0,9 \cdot 0,018) \cdot 10^{-6} = 0,002$$

Для проверки эффективности грозозащиты определяем среднюю повторяемость опасных перенапряжений на ОРУ:

$$T_{\text{ПВ}} = \frac{1}{N_{\text{ПВ}}} = \frac{1}{0,001} = 1000 \text{ лет}$$

Для нормального функционирования сети 220 кВ эта цифра должна быть не менее 1000 лет.

7.2 Молниезащита ОРУ 220 кВ подстанции «Лобэей»

Нормируется два вида зон:

- зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;
- зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для расчетов мы выбираем зону А. На подстанции принимаем к установке 6 стержневых молниеотводов. Четыре из которых расположены на линейных порталах и два на прожекторных мачтах. Высота свободностоящих молниеотводов принята равной $h_{\text{МП}}=30,5$ м, $h_{\text{М}}=30,5$ м – высота молниеотвода на портале. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал, высотой $h_{\text{ЛП}} = 17$ м.

Т.к. в нашем случае высота молниеотвода $h < 150$ м., то параметры внешней зоны защиты определяем по следующим формулам:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \tag{114}$$

где $h_{\text{эф}}$ - эффективная высота молниеотвода, м;

h - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \tag{115}$$

где r_0 - радиус зоны защиты на уровне земли, м.

$$r_x = \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) r_0, \tag{116}$$

где h_x - высота защищаемого объекта, м;

r_x - радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м.

Рассмотрим расчет внутренней зоны защиты для молниеотводов 2-3 и 1-2.

а) расстояние между молниеотводами 1 и 2 равно $L_{МП12}=44,8$ м, которое находится в границах $h < L_{12} \leq 2h$, поэтому параметры внутренней зоны определяем по следующим формулам:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L - h), \quad (117)$$

где h_{cx} - наименьшая высота внутренней зоны защиты, м.

r_{c0} - половина ширины внутренней зоны на уровне земли, м., $r_{c0} = r_0$.

$$h_{cx} = 25,925 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30,5)(44,8 - 30,5) = 23,36$$

$$r_{c0} = 31,69$$

б) расстояние между молниеотводами 2 и 3 равно $L_{МП12}=62,1$ м, которое находится в границах $2h < L_{12} \leq 4h$, поэтому половина ширины внутренней зоны на уровне земли и на уровне защищаемого объекта определяется по следующим формулам:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot h)}{h} \right), \quad (118)$$

$$r_{cx} = \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right) r_{c0}, \quad (119)$$

где r_{cx} - половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта, м.

$$r_{c0} = 31,69 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (62 - 2 \cdot 30,5)}{30,5} \right) = 20,3$$

$$r_{cx} = \left(\frac{17,23 - 17}{17,23} \right) \cdot 28,224 = 9,99$$

Свободностоящий молниеотвод 5 защищают линейный портал, а так же на уровне трансформаторов - трансформаторы ПС «Киренская».

Результаты расчета зоны защиты остальных молниеотводов приведены в таблице 58 и 59.

Таблица 58 – Результаты расчета зоны защиты свободностоящих молниеотводов

Молниеотводы	L , м	$h_{эф}$, м	r_0 , м	r_x , м	h_{cx} , м	r_{c0} , м	r_{cx} , м
1 и 2	107	25,925	31,69	11,521	23,363	31,69	17,891

Таблица 59 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов утанвленных на порталах

Молниеотводы	L , м	$h_{эф}$, м	r_0 , м	r_x , м	h_{cx} , м	r_{c0} , м	r_{cx} , м
1 и 2	44,8	25,925	31,69	11,521	23,363	31,69	9,423

Внутренняя и внешняя зоны защиты молниеотводов показаны на листе 6 графической части.

8 РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 КВ

На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон (последнее - на линиях с ответвлениями), как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной или основной (последнее – только на линиях 110 – 220 кВ).

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную короткую в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности.

Для линий 110 – 220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты.

Таким образом, принимаем к установке на линии следующие защиты:

- 1) дистанционная защита от междуфазных повреждений – в качестве основной;
- 2) токовая защита нулевой последовательности – в качестве основной;
- 3) ступенчатая токовая защита – в качестве резервной.

Все выше перечисленные виды защит могут быть реализованы на базе микропроцессорного терминала защиты линии ШМЗЛ-03-5-110-УХЛ4, производства фирмы «ЧЭАЗ».

8.1 Дистанционная защита от междуфазных повреждений

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных коротких замыканий. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивления сети, т.е. являются минимальными. Основными преимуществами дистанционных защит являются независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени, все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем, все КЗ в пределах II зоны – с большим временем, КЗ в пределах последней, III зоны, отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются дистанционными органами (реле I и II ступеней) и пусковыми органами (реле III ступени).

Уставка срабатывания первой ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приемной подстанции

$$Z_{c.z.}^I = k_3 \cdot Z_l, \quad (120)$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформатором тока и напряжения, $k_3 = 0,85$ [3, с. 35];

Z_l – полное сопротивление линии.

$$Z_l = Z_{ac240} \cdot l, \quad (121)$$

где l_l – длина линии «Бобровка – Киренская», $l = 301,2$ км;

Z_{ac240} – удельное сопротивление провода АС – 240,

$$Z_l = x_{ac240} \cdot l,$$

$$Z_l = 0,435 \cdot 301,2 = 131,02 \text{ Ом}$$

$$Z_{c.z.}^I = 0,85 \cdot 131,02 = 111,37 \text{ Ом}$$

Выдержка времени первой ступени защиты $t_{c.z.}^I = 0$ с.

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум условиям:

1) согласование по чувствительности с первой ступенью защиты следующей линии.

$$Z_{c.з.}^{II} = 0,85 \cdot (Z_{л} + k_{отс} \cdot Z_{c.з.см}^{I(II)}), \quad (122)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, $k'_3 = 0,85$;

$Z_{c.з.см}^{I(II)}$ – уставка срабатывания первой (второй) ступени защиты смежной линии (Усть-Кут – Тира);

$$Z_{c.з.}^{II} = 0,85 \cdot (131,02 + 0,85 \cdot 86,47) = 173,84 \text{ Ом.}$$

2) отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$Z_{c.з.}^{II} = k_3 \cdot \left(Z_{л} + \frac{Z_m}{K'_{ток}} \right), \quad (123)$$

где Z_m – сопротивления трансформатора;

$K'_{ток}$ – коэффициент токораспределения, $K'_{ток} = 1$;

$$Z_{c.з.}^{II} = 0,85 \cdot \left(131,02 + \frac{104}{1} \right) = 199,77 \text{ Ом.}$$

Из полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

$$199,77 > 173,84, \text{ следовательно принимаем } Z_{c.з.}^{II} = 173,84 \text{ Ом.}$$

Проверим чувствительность защиты. Она должна быть равной или больше чем 1,25.

$$k_q^{II} = \frac{Z_{c.з.}^{II}}{Z_{л}} \geq 1,25, \quad (124)$$

$$k_q^{II} = \frac{173,84}{131,02} = 1,33 \geq 1,25$$

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{сз}^{II} \geq t_{сз.мр} + \Delta t, \quad (125)$$

где $t_{C3.тр}$ – выдержка времени основной защиты трансформатора, с;

Δt – ступень селективности, для упрощения расчетов принимаем равной 0,5 с;

$$t_{C3}'' \geq 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.}$$

Уставка срабатывания третьей ступени.

Уставка выбирается по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода.

$$Z_{C3.з.}^{III} = \frac{U_{\text{мин.экспл.}}}{\sqrt{3} \cdot k_n \cdot k_g \cdot I_{\text{нагр}} \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч}} - \varphi_{\text{нагр}})}, \quad (126)$$

где $U_{\text{мин.экспл.}}$ – минимальное эксплуатационное напряжение;

k_n – коэффициент надежности, $k_n = 1,2$;

k_g – коэффициент возврата, $k_g = 1,1$;

$I_{\text{нагр}}$ – ток нагрузки, $I_{\text{нагр}} = 605 \text{ А}$;

$$\cos(\varphi_{\text{м.ч}} - \varphi_{\text{нагр}}) = 1.$$

Минимальное эксплуатационное напряжение находим по формуле:

$$U_{\text{мин.экспл.}} = 0,9 \cdot U_{\text{ном}}, \quad (127)$$

$$U_{\text{мин.экспл.}} = 0,9 \cdot 220 = 198 \text{ кВ};$$

$$Z_{C3.з.}^{III} = \frac{198 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 605 \cdot 1 \cdot \cos(80 - 40)} = 186,6 \text{ Ом.}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии. Коэффициент чувствительности третьей ступени:

$$k_{\text{ч}}^{III} = \frac{Z_{C3.з.}^{III}}{Z_{\text{л}} + \frac{Z_{\text{л.см}}}{K_{\text{ток}}}} \geq 1,2, \quad (128)$$

$$k_{\text{ч}}^{III} = \frac{186,6}{43,89 + \frac{108,9}{1}} = 1,221 \geq 1,2.$$

Дальнее резервирование обеспечивается.

Выдержка времени третьей ступени отстраивается от выдержки времени резервной защиты трансформатора $t_{C3.T(p)}$ аналогичным способом:

$$t_{C3}^{III} \geq t_{C3.mp} + \Delta t, \quad (129)$$

$$t_{C3}^{III} \geq 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

Принимаем: $Z_{c.3}^{III} = 186,6 \text{ Ом}$, $t_{c.3}^{III} = 1 \text{ с.}$

Производим заключение о возможности применения защиты в качестве основной или резервной, для чего определяется остаточное напряжение на шинах при КЗ в конце первой ступени:



$$I_k^I \quad (130)$$

где I_k^I – ток линии при трехфазном КЗ в конце первой ступени защиты, определяемый по кривым спада.

$$U_{ост} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 43,89 \cdot 3,01}{220} \cdot 100 = 88,402 \%$$

$$U_{ост} = 88,4 \% > 60\%$$

Дистанционную защиту можем принять в качестве основной.

В таблице 60 показаны результаты расчета уставок.

Таблица 60 – Уставки дистанционной защиты

1 комплект – в начале линии «Бобровка - Киренская»	
Первая ступень Z_{C3}^I , Ом	37,3
Вторая ступень Z_{C3}^{II} , Ом	104,19
Третьей ступень Z_{C3}^{III} , Ом	186,6
Время срабатывания 1-й ступени t_{C3}^I , с	0
Время срабатывания 2-й ступени t_{C3}^{II} , с	0,5
Время срабатывания 3-й ступени t_{C3}^{III} , с	1

Дистанционная защита линии, реализованная в микропроцессорном терминале ШМЗЛ-03-5-110-УХЛ4.

В терминале ШМЗЛ-03-5-110-УХЛ4 уставки сопротивлений устанавливаются в именованных единицах, переведенные через коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения. В набор уставок дистанционной защиты входят:

- 1) X1PP - реактивная зона охвата прямой последовательности;
- 2) R1PP - активное сопротивление линии прямой последовательности;
- 3) RFPP - резистивная зона охвата зоны дистанционной защиты;
- 4) T1PP – выдержка времени.

Для первой ступени дистанционной защиты:

$$X1PP = Z_{c3}^I \cdot \sin 77^\circ = 111,37 \cdot 0,97 = 108 \text{ Ом}$$

$$R1PP = Z_{c3}^I \cdot \cos 77^\circ = 111,37 \cdot 0,22 = 24,5 \text{ Ом}$$

$$RFPP = 1,5 \cdot X1PP - R1PP = 1,5 \cdot 108 - 24,5 = 137,5 \text{ Ом}$$

Пересчитаем уставки для вторичных цепей:

$$X1PP = \frac{X1PP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{108 \cdot 120}{2200} = 5,89 \text{ Ом}$$

$$R1PP = \frac{R1PP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{24,5 \cdot 120}{2200} = 1,34 \text{ Ом}$$

$$RFPP = \frac{RFPP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{137,5 \cdot 120}{2200} = 7,5 \text{ Ом}$$

Выдержка времени $T1PP=0$ с.

Для второй ступени дистанционной защиты:

$$X2PP = Z_{c3}^{II} \cdot \sin 77^\circ = 173,84 \cdot 0,97 = 168,62 \text{ Ом}$$

$$R2PP = Z_{c3}^{II} \cdot \cos 77^\circ = 173,84 \cdot 0,22 = 38,2 \text{ Ом}$$

$$RFPP = 1,5 \cdot X2PP - R2PP = 1,5 \cdot 168,62 - 38,2 = 214,7 \text{ Ом}$$

Пересчитаем уставки для вторичных цепей:

$$X2PP = \frac{X2PP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{168,62 \cdot 120}{2200} = 9,2 \text{ Ом}$$

$$R2PP = \frac{R2PP \cdot K_{TTI}}{K_{THI}} = \frac{2,3 \cdot 120}{2200} = 2,1 \text{ Ом}$$

$$RFPP = \frac{RFPP \cdot K_{TTI}}{K_{THI}} = \frac{214,7 \cdot 120}{2200} = 11,7 \text{ Ом}$$

Выдержка времени $T2PP=0,5$ с.

Для третьей ступени дистанционной защиты:

$$X3PP = Z_{C3}^{III} \cdot \sin 77^\circ = 186,86 \cdot 0,97 = 181,25 \text{ Ом}$$

$$R3PP = Z_{C3}^{III} \cdot \cos 77^\circ = 186,86 \cdot 0,22 = 41,1 \text{ Ом}$$

$$RFPP = 230,7 \text{ Ом}$$

Пересчитаем уставки для вторичных цепей:

$$X3PP = \frac{X3PP \cdot K_{TTI}}{K_{THI}} = \frac{181,25 \cdot 120}{2200} = 9,9 \text{ Ом}$$

$$R3PP = \frac{R3PP \cdot K_{TTI}}{K_{THI}} = \frac{41,1 \cdot 120}{2200} = 2,24 \text{ Ом}$$

$$RFPP = \frac{RFPP \cdot K_{TTI}}{K_{THI}} = \frac{230,7 \cdot 120}{2200} = 12,6 \text{ Ом}$$

Выдержка времени $T3PP=1$.

Кроме того, имеются еще и другие ступени дистанционной защиты линии:

IV и *V*. *IV* – имеет параметры второй ступени, а время срабатывания $t_{CP}^{IV} = 0,3$ с и используется при оперативном ускорении. *V* ступень так же имеет параметры второй ступени, но в отличие от других выполняется обратно направленной.

8.2 Токовая защита нулевой последовательности

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыкания на землю принимают максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него.

Ток срабатывания отсечки первой ступени:

$$I_{0.c.з}^I = k_3 \cdot I_{0,max}, \quad (131)$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической слагающей и необходимый запас, $k_3 = 1,3$;

$I_{0.max}$ – максимальный ток, протекающий через защиту на шинах приемной ПС.

Для первого комплекта (на ПС «Тира»):

$$I_{0.max1} = 0,348 \text{ кА}$$

$$I_{0.c.з.1}^I = 1,3 \cdot 0,348 = 0,452 \text{ кА}$$

Для второго комплекта (на ПС «Киренская»):

$$I_{0.max2} = 0,439 \text{ кА}$$

$$I_{0.c.з.2}^I = 1,3 \cdot 0,439 = 0,571 \text{ кА}$$

По кривым спада тока определяется зона защищаемая отсечкой (рисунок 14). Отсечка считается удовлетворительной, если она защищает 20 – 20 % линии в максимальном режиме.

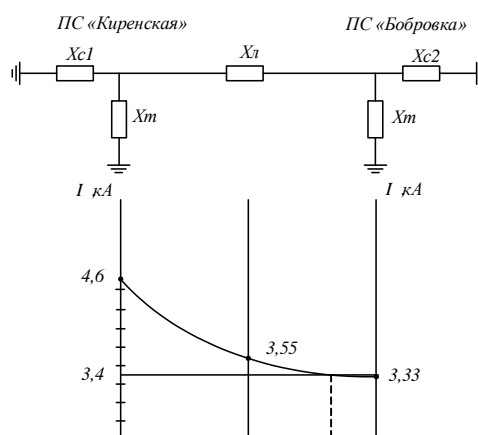


Рисунок 14 – Проверка зоны действия первой ступени ТЗНП

Из построенной схемы видно, что токовая отсечка для второго комплекта удовлетворяет условию и больше 20%, а токовая отсечка для первого комплекта не удовлетворяет условиям.

Из-за отсутствия данных выбор второй ступени не будем производить, опишем методику выбора.

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий:

$$I_{0.c.3}^{II} = k_3 \cdot k_{ток} \cdot I_{0.max}^{I(II)}, \quad (132)$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий, $k_3 = 1,1$;

$I_{0.max}^{I(II)}$ – ток срабатывания первой (второй) ступени защиты смежной линии;

$k_{ток}$ – коэффициент тока распределения, определяемый по току при однофазном замыкании в конце зоны действия смежной защиты.

$$k_{ток} = \frac{I_{0.з.выб}}{I_{0.з.см}}, \quad (133)$$

где $I_{0.з.выб}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока защиты;

$I_{0.з.см}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока защиты смежный.

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{0.c.3}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.max}^{(3)}, \quad (134)$$

где $k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме, $k_{пер} = 1$;

$k_{нб}$ – коэффициент небаланса, $k_{нб} = 0,1$;

$$I_{к.max.1}^{(3)} = 7,27 \text{ кА};$$

$$I_{0.c.3.1}^{III} = 1,1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 7,27 = 0,8 \text{ кА};$$

$$I_{к.max.2}^{(3)} = 5,62 \text{ кА};$$

$$I_{0.c.3.2}^{III} = 1,1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 5,62 = 0,618 \text{ кА}.$$

Принимаем $I_{0.c.3.1}^{III} = 0,8 \text{ кА}$, $I_{0.c.3.2}^{III} = 0,618 \text{ кА}$, $t_{0.c.3}^{III} = 1 \text{ с}$.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка:

$$k_ч^{III} = \frac{I_{0.min}}{I_{0.c.3}^{III}}, \quad (135)$$

где $I_{0.min}$ – ток в конце смежного участка, $I_{0.min} = 1,196 \text{ кА}$.

$$k_q^{III} = \frac{1,196}{0,618} = 1,935;$$

$$k_q^{III} = 1,935 > 1,2.$$

Токовая защита нулевой последовательности линии, реализованная в микропроцессорном терминале REL-511

В набор уставок ТЗНП входят:

- 1) IN1 – ток срабатывания ступени, %;
- 2) T1 – время срабатывания ступени.

Рассчитаем уставки для первой ступени ТЗНП-2:

$$IN1 = \frac{I_{C3.0}^I \cdot 100}{K_{TPI} \cdot K_T} = \frac{571 \cdot 100}{240 \cdot 1} = 237,9 \text{ \%}.$$

Выдержка времени $T1=0$ с.

Рассчитаем уставки для третьей ступени ТЗНП-2:

$$IN3 = \frac{I_{C3.0}^{III} \cdot 100}{K_{TPI} \cdot K_T} = \frac{618 \cdot 100}{240 \cdot 1} = 257,5 \text{ \%}$$

Выдержка времени для третьей ступени $T1=1$ с;

Рассчитаем уставки для третьей ступени ТЗНП-1:

$$IN3 = \frac{I_{C3.0}^{III} \cdot 100}{K_{TPI} \cdot K_T} = \frac{800 \cdot 100}{240 \cdot 1} = 333,3 \text{ \%}$$

Выдержка времени для третьей ступени $T1=1$ с.

8.3 Ступенчатая токовая защита

Простая токовая защита реагирует на повышение действующего значения тока при замыкании в зоне чувствительности и предусматривает наличие, как правило, трех ступеней. Первой ступенью ступенчатой токовой защиты является мгновенная токовая отсечка (МТО) без выдержки времени; второй – МТО с выдержкой времени; третьей - максимальная токовая защита.

Рассчитаем параметры первой ступени МТО:

- 1) ток срабатывания МТО отстраивается от полного тока трехфазного КЗ в конце защищаемой линии:

$$I_{C3.MTO} = K_3 \cdot I_{KI}^{(3)}, \quad (136)$$

где K_3 - коэффициент запаса по избирательности, $K_3 = 1,2$.

$$I_{C3.MTO.1} = 1,2 \cdot 3,2 = 3,84 \text{ кА}$$

$$I_{C3.MTO.2} = 1,2 \cdot 2,5867 = 3,104 \text{ кА}$$

МТО должна защищать не менее 20% линии, только в этом случае отсечка считается эффективной. Проверка полученного тока срабатывания по чувствительности производится относительно минимального тока КЗ в начале защищаемого участка:

$$K_{ч.МТО} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{I_{C3.MTO}} > 2, \quad (137)$$

$$K_{ч.МТО.1} = \frac{1,28}{3,84} = 0,33 < 2$$

$$K_{ч.МТО.2} = \frac{1,58}{3,104} = 0,73 < 2$$

Коэффициент чувствительности меньше 2, следовательно, условие чувствительности не выполняется. Данная защита не может быть установлена в качестве основной.

8.4 Высокочастотная блокировка защит

ВЧ блокировка защит предназначена для ускорения отключения КЗ. Если на защищаемой ВЛ с двух сторон установлены ДЗ и ЗЗ, то КЗ на этой ВЛ обычно отключается 1-3 ступенями этих защит с выдержкой времени примерно от 0 до нескольких секунд. Использование ВЧ блокировки ДЗ и ЗЗ обеспечивает двухстороннее отключение ВЛ без выдержки времени при любом виде КЗ в любой точке защищаемой ВЛ.

Но применение ВЧ блокировки не обеспечивает ближнего резервирования защит: одни и те же защиты (ДЗ и ЗЗ) используются и для выполнения быстродействующей защиты ВЛ от всех видов КЗ и они же используются как резервные защиты ВЛ.

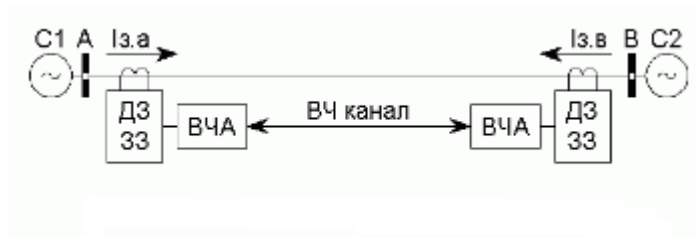


Рисунок 15 – ВЧ блокировка защит линий

Для организации ВЧ блокировки защит по защищаемой ВЛ организуется ВЧ канал и на каждом конце защищаемой ВЛ дополнительно к существующим резервным защитам ВЛ (ДЗ и ЗЗ) устанавливается ВЧА.

Принцип действия ВЧ блокировки резервных защит аналогичен принципу действия направленной ВЧ защиты:

1. В нормальном режиме работы защиты на обоих концах ВЛ находятся в не сработавшем состоянии, ВЧ передатчики остановлены.

2. При возникновении любого КЗ защита на каждом конце ВЛ сразу же запускает свой ВЧ передатчик. При междуфазных КЗ передатчик запускает ДЗ, при КЗ на землю - ЗЗ.

3. Если запущен ВЧ передатчик хотя бы на одном конце ВЛ, то в ВЧ канале имеется ВЧ сигнал, который принимается ВЧ приемниками на обоих концах ВЛ, при этом работа защиты без выдержки времени блокируется. ДЗ и ЗЗ могут сработать как обычно с выдержками времени.

4. Если защита на каком-либо конце ВЛ определяет, что направление в сторону КЗ - от шин в линию, то она останавливает свой ВЧ передатчик. При междуфазных КЗ определяет направление в сторону КЗ и останавливает ВЧ передатчик ДЗ, при КЗ на землю - ЗЗ.

5. Если будут остановлены оба ВЧ передатчика, то в ВЧ канале исчезнет ВЧ сигнал и защиты на обоих концах ВЛ подействуют на отключение ВЛ без выдержки времени.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном дипломном проекте рассматривается проектирование электрических сетей напряжением 220 кВ с источником питания ПС Биробиджан в ЕАО.

В данном разделе необходимо рассмотреть основные правила техники безопасности при строительных работах и эксплуатации подстанции.

Обратить внимание на экологическую обстановку, связанную со проектированием подстанции 220/10 кВ «Лобэй», рассмотреть их воздействие на здоровье человека и окружающую среду. А также рассмотреть возможные чрезвычайные ситуации на объектах, дать их классификацию, оценку и рассмотреть наиболее возможную чрезвычайную ситуацию, которая может возникнуть на подстанции.

9.1 Безопасность

Безопасность - состояние деятельности, при которой с определенной вероятностью исключаются потенциальные опасности, влияющие на здоровье человека. Безопасность следует понимать, как комплексную систему мер по защите человека и среды обитания от опасностей, формируемых конкретной деятельностью. Чем сложнее вид деятельности, тем более укомплектована система защиты. Комплексную систему в условиях производства составляют следующие меры защиты: правовые, организационные, экономические, технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические.

Опасным - называется производственный фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к травме или внезапному резкому ухудшению здоровья.

9.1.1 Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы

Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы :

- работники электромонтажных организаций периодически должны проходить медицинское освидетельствование;

- перед началом электромонтажных работ на территории строящейся ВЛ или подстанции с рабочими необходимо провести инструктаж по общим правилам ТБ и особым условиям работы.
- по окончании инструктажа лицо, проводившее его, делает запись в “Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте”.
- административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в рабочей группе, соблюдать требования правил внутреннего трудового распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах;
- лица, нарушившие требования правил техники безопасности несут персональную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке;
- нахождение посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии на территории монтажной площадки запрещается;
- электромонтажные работы на территории ПС разрешается производить лицам не моложе восемнадцати лет, которые прошли:
 1. соответствующее медицинское освидетельствование;
 2. вводный инструктаж;
 3. обучение безопасным методам труда;
 4. проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;
 5. первичный инструктаж;

Стажировку в течение первых трёх-десяти смен под наблюдением опытного специалиста. Эти лица должны получить допуск к самостоятельной работе.

Все лица, выполняющие электромонтажные работы, должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты в соответствии с характером и условиями работы на основании типовых отраслевых норм.

Все лица, находящиеся на строительной-монтажной площадке, обязаны носить защитные каски и без них, а также других средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются.

Средства защиты с просроченным сроком годности использовать запрещается.

Все работы со стальными тросами должны выполняться в рукавицах.

На каждом объекте монтажа ВЛ 220 кВ должны быть аптечка с медикаментами и другие средства для оказания доврачебной помощи пострадавшим от поражения электрическим током и при других несчастных случаях.

Все работающие на монтажной площадке должны быть обеспечены питьевой водой в соответствии с санитарными требованиями.

На строительной-монтажной площадке должны быть оборудованы туалеты в соответствии с санитарными нормами.

9.1.2 Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи 220 кВ. Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи 220 кВ рассматривается согласно.

На участке, где выполняются работы по монтажу и ремонту воздушной линии электропередачи 220 кВ, опасные для окружающих, следует вывешивать предупредительные плакаты, устанавливать ограждения, назначать дежурных. Все рабочие места на строительной площадке должны быть в темное время достаточно освещены.

Все монтажные работы вблизи токоведущих частей (действующие ВЛ, проходящие вблизи строящейся линии) должны производиться при снятом напряжении.

Работы по монтажу и ремонту воздушной линии электропередачи связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту, с применением грузоподъемных машин и механизмов, а так же приспособлений, облегчающих труд рабочих-монтажников и обеспечивающих безопасные условия работы.

Отсюда возникает опасность травмирования в случаях падения с конструкций опор, ушибов и ранений, а также не исключено поражение током молнии при работе во время грозы или наведенным напряжением от соседних ВЛ.

Как правило, подъем и опускание одностоечных опор ВЛ производится с помощью стреловых грузоподъемных кранов.

Электромонтажники должны быть обучены сигналам, согласно которым регулируется подъем грузов на высоту или его опускание. При подъеме на стальные опоры при отсутствии вышки или подъемника допускается применение лестниц, которые должны быть надежными и устойчивыми.

Во избежание ушибов и ранений в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время производства работы, а так же не разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры. При подъеме на опору тяжелых деталей оборудования необходимо пользоваться специальной веревкой, перекинутой через блок, при этом подъем груза производит рабочий, стоящий внизу и находящийся несколько в стороне от поднимаемого предмета.

При раскатке голого провода с барабана во избежание ранения рук необходимо надевать брезентовые рукавицы.

На время работ по монтажу ВЛ отдельные смонтированные участки длиной 3 км и более необходимо замыкать накоротко и заземлять на случай появления на данном участке линии наведенного напряжения от соседних, находящихся в работе, или от грозового облака (иногда находящегося даже вне поля зрения электромонтажников).

Так как ВЛ 220 кВ будет пересекать автомобильные дороги, не допускается проход людей и проезд транспортных средств во время подъема проводов на опоры ВЛ; в этом случае в надлежащих местах устанавливаются предупредительные плакаты и сторожевые посты.

9.1.3 Безопасность при эксплуатации ОРУ 220 кВ ПС «Лобэй»

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния ПС «Лобэй» должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы подстанции усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

2) при нарушении нормальных условий работы подстанции была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

На ПС «Лобэй» устанавливаются открытые ножевые разъединители. При их использовании для отключения и включения тока ненагруженных трансформаторов, зарядного или уравнивающего тока линий электропередачи, тока замыкания на землю расстояния между токоведущими частями и от токоведущих частей до земли должны соответствовать требованиям настоящей главы и специальных директивных документов.

Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры 50°C и выше; недоступные для прикосновения — до 70°C и выше.

Конструкции могут не проверяться на нагрев, если по находящимся вблизи них токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

Во всех цепях РУ должна быть предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. п.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения.

В ОРУ 220 кВ ПС «Лобэй» должен быть предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений; габарит проезда должен составлять как минимум 4 м по ширине и высоте, для того чтобы при проезде ремонтных механизмов не задеть высоковольтные провода, составляющую большую опасность для ремонтного персонала производящего ремонт оборудования.

Персонал, обслуживающий распределительное устройство, должен располагать схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

РУ высокого напряжения этой подстанции должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных действий персонала, блокировочные устройства должны быть всегда опломбированы.

9.1.4 Порядок приемки ПС «Лобэй» в эксплуатацию. Смонтированное электрооборудование должно быть принято в эксплуатацию в порядке, установленном действующими правилами.

Проектируемая ПС «Лобэй» и установленное на ней электрооборудование должны быть подвергнуты приемо-сдаточным испытаниям и введены в промышленную эксплуатацию только после приемки их приемочными комиссиями согласно действующим положениям.

Перед приемкой в эксплуатацию ПС должны быть проведены:

1. приемо-сдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем подстанции;
2. в период строительства и монтажа зданий и сооружений промежуточные

приемки узлов оборудования и сооружений, в том числе скрытых работ.

Приемо-сдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем должны быть проведены подрядчиком (ген-подрядчиком) по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по сдаваемой подстанции.

Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе приемосдаточных и пусконаладочных испытаний, должны быть устранены строительными, монтажными организациями и заводами-изготовителями до приемки ПС «Лобэй» в эксплуатацию.

Для принятия в эксплуатацию ВЛ 220 кВ необходимо произвести:

1. проверку изоляторов;
2. проверку соединений проводов;
3. измерение сопротивления заземления опор и тросов.

9.2 Экологичность

Электроэнергетика – это одна из отраслей народного хозяйства, оказывающая значительное влияние на окружающую среду. Согласно закону Российской Федерации "об охране окружающей среды": «при размещении, проектировании, реконструкции в энергетике, при прокладке линий должны выполняться требования экологической безопасности и охраны здоровья населения. Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление до устранения недостатков, либо полное прекращение деятельности по размещению, проектированию, реконструкции вредных экологических объектов в соответствии с предписанием специально на то уполномоченных государственных органов Российской Федерации в области охраны окружающей среды и Санэпидемнадзора».

9.2.1 Расчёт отвода земли. Так как в дипломном проекте предусматривается строительство двух цепной линии электропередачи напряжением 220 кВ, то возникает вопрос об изъятии земли из землепользования.

При создании новых ЛЭП существует два вида изъятия земель из землепользования:

а) временное (площадь, на время строительства ЛЭП, с шириной зависящей от номинального напряжения ЛЭП);

б) постоянное (площадь земли равная площади основания опоры плюс полоса земли шириной 1,5 м в каждую сторону).

Площадь земли изымаемая в постоянное пользование определяется по формуле: /

$$F_{\text{пост}} = n_{AV} \times F_{AV} + n_{PP} \times F_{PP}, \quad (71)$$

где F – ширина полосы вокруг внешнего контура опоры;

n – число опор рассматриваемой ЛЭП.

Произведем расчет площади земли изымаемой во временное и постоянное пользование.

Необходимо определить отвод земли под линию электропередачи и монтажные площадки.

Исходя из произведенных расчетов известно:

- промежуточные опоры: шифр ПС220-6Т (1980 шт.);

- анкерные угловые опоры: шифр У200-2+5 (20 шт.);

- длины пролетов:

- габаритного – 280 м;

- весового – 325 м;

- ветрового – 350 м;

- основание промежуточных опор: $a=4.1$ м, $b=4.1$ ч м;

- основание анкерных угловых опор: $a=6.7$ м, $b=6.7$ м;

- ширина полосы ВЛ: $d=24$ м.

Требуется определить площадь земли отводимую под воздушную линию электропередачи и ПС «Лобэй»:

- в постоянное пользование;

- во временное краткосрочное пользование.

В расчете рассмотрим участок трассы воздушной линии, проложенный по пашне.

9.2.2 Отвод земли в постоянное пользование

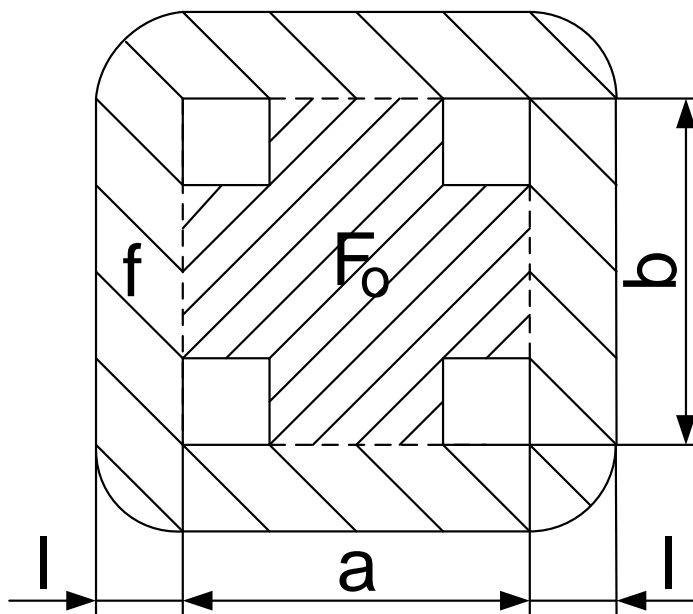


Рисунок 25 – Площадь земли, отводимая в постоянное пользование под одну опору.

Из рисунка 25 видно, что площадь, отводимая под опору, определяется по формуле:

$$F_{\text{пост}} = n_{AY} \times F_{AY} + n_{\text{ПП}} \times F_{\text{ПП}}, \quad (72)$$

где n – число опор;

F – ширина полосы вокруг внешнего контура опоры

Определяем площадь, отводимую под промежуточные опоры:

$$F_{\text{пр}} = 1980 \times (4,1 \times 4,1)^2 = 559500,678 \text{ м}^2$$

Определяем площадь, отводимую под анкерные:

$$F_{AY} = 20 \times (6,7 \times 6,7)^2 = 40302,242 \text{ м}^2$$

Площадь в постоянное пользование под ВЛ определяется по формуле:

$$F_{ПВЛ} = F_{ПР} + F_{AV}, \quad (73)$$

$$F_{ПВЛ} = 559500,678 + 40302,242 = 599802,92 \text{ м}^2$$

9.2.3 *Отвод земель во временное пользование.* По общей длине ЛЭП выбирается количество монтажных площадок – на каждую опору 1 площадка.

Принимаем количество монтажных площадок: 2000.

Отвод земли во временное пользование при строительстве ВЛ определяется по формуле:

$$F_{ВЭС} = F_{ВС} + F_{ВМП}, \quad (75)$$

где $F_{ВС}$, $F_{ВМП}$ – площади отводимые во временное строительство и временные монтажные площадки (м²).

$$F_{ВС} = L \times l \quad (76)$$

где L - длина воздушной линии согласно расчетных данных проекта (м) определена в основной части дипломного проекта

l - ширина полосы отводимой земли вдоль ВЛ (м):

$$l = l_{\phi\phi} + 4 = 6,3 + 4 = 10,4$$

где $l_{\phi\phi}$ - максимальное расстояние между фазами промежуточной опоры 6,3 для данного типа опор (м)

$$F_{ВС} = 108000 \times 10,4 = 1123200$$

Площадь под монтажные площадки определяется по формуле:

$$F_{ВМП} = n_a \times F_{МП}, \quad (77)$$

где $F_{МП}$ – площадь одной монтажной площадки, $F_{МП}=200 \text{ м}^2$ согласно /7/.

$$F_{ВМП} = 200 \times 2000 = 400000 \text{ м}^2,$$

Общая площадь под временное пользование:

$$F_{ВВЛ} = 1123200 + 400000 = 1523200 \text{ м}^2$$

В результате расчетов определили, что в постоянное пользование необходимо выделить площадь $599802,98 \text{ м}^2$, а во временное 1523200 м^2 .

Полученные площади земель отводимых как во временное так и в постоянное пользование под ВЛ и ПС лежат в пределах норм, регламентированных /7/.

9.2.4 Расчёт высоты маслоприёмника. В данном разделе рассмотрим влияние ОРУ – 10 кВ на окружающую среду. ОРУ включает в себя: выключатели, трансформаторы, разъединители, ограничители перенапряжения, разрядники, ОПН, ВЧ заградители, ТН, ТТ. Зная состав оборудования, которое находится на ОРУ можно описать его влияние на окружающую среду. Любое энергетическое предприятие изменяет естественный природный ландшафт и наносит определённое негативное воздействие на окружающую среду. Существует ряд мероприятий для решения этой проблемы:

- выбор трассы ВЛ с наименьшим ущербом для окружающей среды;
- использование естественного экранирования;
- маскировка ВЛ, окраска опор ;
- естественное озеленение территории предприятия;

Для обслуживания маслonaполненного оборудования подстанции на предприятиях сетевых районов энергосистемы должны быть предусмотрены централизованные масляные хозяйства, оборудованные резервуарами для хранения и переработки масла, насосами, установками для очистки и регенерации масла, передвижными маслоочистительными и дегазационными установками, емкостями для транспортировки масла. Местоположение и объем

централизованных масляных хозяйств определяются проектом организации эксплуатации энергосистемы. Маслоприемные устройства под трансформаторами и реакторами, маслоотводы (или специальные дренажи) должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

В пределах бортовых ограждений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже одного раза в год промываться.

Для предотвращения распространения растекания масла по ОРУ маслonaполненное оборудование ограждается маслоприемником.

Для более точного определения высоты бортового ограждения маслоприемника трансформатора ТРДН-40000/220 принимаем маслоприёмник без отвода масла. Произведем его расчет. Зная массу масла в трансформаторе:

$m = 18$ т. и его плотность: $\rho = 0,895 \frac{m}{m^3}$, можно определить объем V , который

будет занимать это количество масла:

$$V_m = \frac{m}{\rho} = \frac{18}{0,895} = 20,11 \text{ м}^3, \quad (78)$$

Зная объем, который занимает масло и габариты трансформатора можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника:

Длина $A = 8500$ мм.

Ширина $B = 5300$ мм.

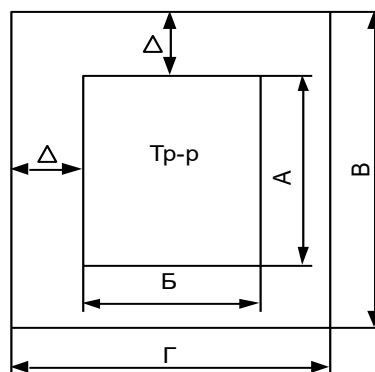


Рисунок 26 – Габариты маслоприёмника

Величина Δ - размер выступа за габариты единичного электрооборудования зависящий от массы масла в трансформаторе и в нашем случае равна 1 м.

$$B = A + \Delta = 8,5 + 2 \times 1 = 10,5 \text{ м} \quad (79)$$

-длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$$Г = B + \Delta = 5,3 + 2 \times 1 = 7,3 \text{ м} \quad (80)$$

- ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования.

Определим площадь маслоприёмника по следующей формуле:

$$S_{\text{мп}} = B \times Г = 10,5 \times 7,3 = 76,65 \text{ м}^2 \quad (81)$$

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью $0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ в течение 30 мин.

Зная, что высота трансформатора $H_{\text{мп}} = 8,3 \text{ м}$ рассчитаем площадь боковой поверхности трансформатора по формуле:

$$S_{\text{мп}} = H_{\text{мп}} \times 2 \times (A + B) = 8,3 \times 2 \times (8,5 + 5,3) = 229,08 \text{ м}^2, \quad (82)$$

Орошаемая площадь маслоприёмника, выступающая за габариты трансформатора равна:

$$S_1 = S_{\text{мп}} - A \times B = 76,65 - 8,5 \times 5,3 = 31,6 \text{ м}^2, \quad (83)$$

Площадь орошаемой поверхности равна:

$$S_{орш} = S_{тр} + S_1 = 229,08 + 31,6 = 260,68 \text{ м}^2.$$

Зная интенсивность орошения поверхности трансформатора и маслоприёмника и продолжительность орошения можно определить объём воды, которая попадёт в маслоприёмник по следующей формуле:

$$V_{жид} = \frac{I_{орш} \times T_{орш} \times S_{орш}}{1000}, \quad (84)$$

$$V_{жид} = \frac{0,2 \times 1800 \times 260,68}{1000} = 93,84 \text{ м}^3.$$

Объём жидкости, на единовременный приём которой должен быть рассчитан маслоприёмник можно определить по формуле :

$$V = V_m + 0,8 \times V_{жид}, \quad (85)$$

$$V = 2,57 + 75 = 77,57$$

Выполняем маслоприёмник заглубленной конструкции. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм. Отсюда высота маслоприемника равна:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 = \frac{77,57}{260,68} + 0,25 = 0,548 \text{ м}, \quad (86)$$

где $h_1 = 0,25 \text{ м}$ - толщина гравийной засыпки.

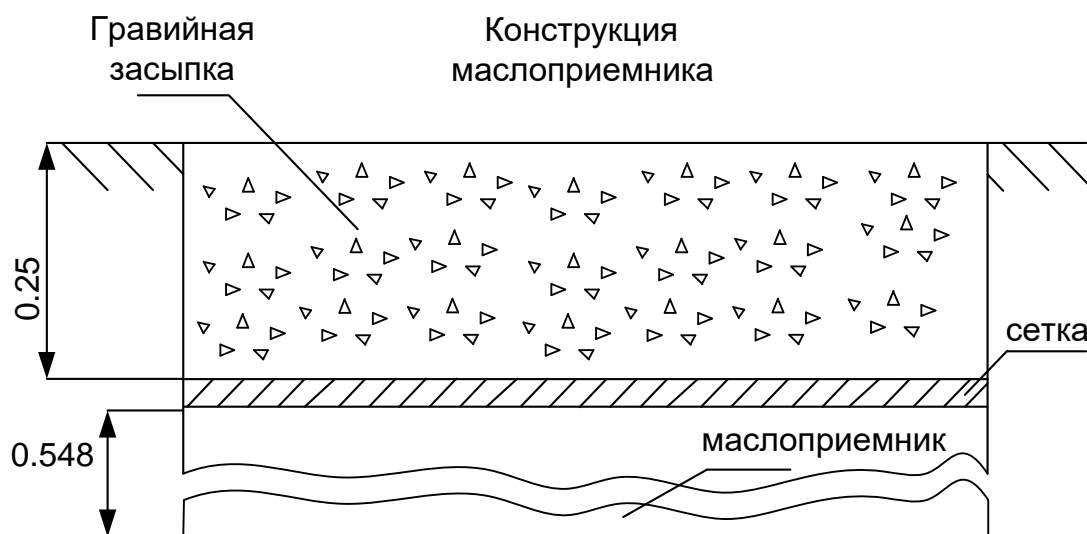


Рисунок 27 – Схематичное изображение маслоприёмника

9.3 Чрезвычайные ситуации.

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия. Процесс горения – сложное, быстро протекающее химическое превращение сопровождающееся выделением значительного количества тепла и ярким свечением.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причины пожара на производстве:

- Нарушения, связанные с технологическим режимом;
- Неисправленное электрооборудование;
- Неправильное устройство электрооборудования;
- Конструктивные недостатки;
- Несоблюдение графиков плановых и предупредительных работ.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

Кроме этого с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Успех быстрой локализации и ликвидации пожара в его начальной стадии зависит от наличия первичных средств тушения пожара и умения пользоваться ими. Основными огнегасительными средствами и веществами являются вода, пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна.

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря в производственных и складских помещениях, не оборудованных внутренним противопожарным водопроводом и автоматическими установками пожаротушения, а также на

территории предприятий (организаций), не имеющих наружного противопожарного водопровода, или при удалении зданий (сооружений), наружных технологических установок этих предприятий на расстояние более 100 м от наружных пожарных водоисточников, должны оборудоваться пожарные щиты.

Класс пожара на подстанции «Лобэй» можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому на подстанции необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е, т.е. щит пожарный для очагов пожара класса Е. Пожарные щиты комплектуются первичными средствами пожаротушения, немеханизированными пожарным инструментом и инвентарем. На проектируемой подстанции «Лобэй» пожарный щит ЩП-Е должен быть оснащен:

а) Порошковым огнетушителем (ОП) 10/9 (емкость, л/ масса огнетушащего состава, кг). Рекомендуется устанавливать один огнетушитель данного вида, но при его отсутствии и при соответствующем обосновании допускается устанавливать два огнетушителя ОП 5/4;

б) Углекислотным огнетушителем (ОУ) 5/3 (емкость, л/ масса огнетушащего состава, кг) в количестве двух. Этот вид огнетушителей используется для тушения электроустановок, находящихся под током;

в) Крюком с деревянной рукояткой. В комплект щита входит один крюк;

г) Комплектом для резки электропроводов, в который входят ножницы, диэлектрические боты и коврик. Предусматривается один комплект для ЩП-Е;

д) Асбестовым полотном, грубошерстной тканью или войлоком (1 шт.) Асбестовые полотна, грубошерстные ткани или войлок должны быть размером не менее 1×1 м и предназначены для тушения пожара веществ и материалов на площади не более 50% от площади применяемого полотна, горение которых не может происходить без доступа воздуха. Асбестовое полотно, грубошерстные ткани или войлок должны храниться в водонепроницаемых закрывающихся

футлярах. Указанные средства должны не реже одного раза в 3 месяца просушиваться и очищаться от пыли;

е) Лопатой совковой в количестве одной;

ж) Ящиком с песком (1 шт.).

Песок используем для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ ящики с песком ставим у автотрансформаторов. Ящики вместимостью 0,5 м³. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м³ и комплектоваться ведрами.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Использование инвентаря для целей, не связанных с пожаротушением, запрещено.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара устанавливаем знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию первичных средств тушения пожара подстанции «Лобэй» должны осуществлять назначенные для этого лица, а также работники объектовой пожарной охраны и члены добровольных пожарных формирований объекта.

Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей, а также требованиям “Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли”.

Применять средства тушения пожара для каких-либо других целей запрещается.

9.3.1 Пожарная безопасность при эксплуатации трансформаторов подстанции «Лобэй»

На подстанции «Лобэй» установлено два трансформатора ТРДН-40000/220; масса трансформаторного масла в одном автотрансформаторе – 18 тонн.

Для тушения пожара предусматриваем противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней сети или от самостоятельного источника водоснабжения.

При открыто установленных трансформаторах, между ними необходимо установить разделительные перегородки. Разделительные перегородки должны иметь предел огнестойкости не менее 1,5 ч, ширину не менее ширины маслоприемника (гравийной подсыпки) и высоту не менее высоты вводов высшего напряжения. Перегородки устанавливаем за пределами маслоприемника. Расстояние в свету между автотрансформаторами и перегородкой должно быть не менее 1,5 м.

9.3.2 Пожарная безопасность при эксплуатации ВЛ 220 кВ.

ВЛ 220 кВ выполняется на металлических опорах.

Капитальный ремонт ВЛ на металлических опорах должен выполняться не реже 1 раза в 10 лет. На ВЛ должны быть организованы периодические и внеочередные осмотры. Периодические осмотры ВЛ проводятся по графику, утвержденному ответственным за электрохозяйство предприятия. Периодичность осмотров каждой ВЛ по всей длине должна быть не реже 1 раза в год. Внеочередные осмотры ВЛ или их участков должны проводиться при образовании на проводах и тросах гололеда, при пляске проводов, во время ледохода и разлива рек, при пожарах в зоне трассы ВЛ, после сильных бурь, ураганов и других стихийных бедствий.

При осмотре ВЛ необходимо проверять противопожарное состояние трассы: в охранной зоне ВЛ не должно быть посторонних предметов, строений, стогов сена, штабелей леса, деревьев, угрожающих падением на линию или опасным приближением к проводам, складирования горючих материалов, костров; не должны выполняться работы сторонними организациями без письменного согласования с предприятием, которому принадлежит ВЛ.

Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ и в процессе профилактических проверок и измерений, должны быть отмечены в эксплуатационной документации (журнале или ведомости дефектов) и в зависимости от их характера по указанию ответственного за электрохозяйство предприятия устранены или в кратчайший срок, или при проведении технического обслуживания и ремонта.

Трассу ВЛ необходимо периодически расчищать от кустарников и деревьев и содержать в безопасном пожарном отношении состоянии; следует поддерживать установленную проектом ширину просек и проводить обрезку деревьев. Обрезку деревьев, растущих в непосредственной близости к проводам, производит предприятие, эксплуатирующее ВЛ. Деревья, создающие угрозу падения на провода и опоры, должны быть вырублены с последующим уведомлением об этой организации, в ведении которой находятся насаждения. Не допускается прокладка и эксплуатация воздушных линий электропередачи над горючими кровлями, навесами, а также открытыми складами (штабелями, скирдами и др.) горючих веществ, материалов и изделий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Был проведен расчет токов короткого замыкания, выбор основного электрического оборудования, рассчитаны параметры надежности электроснабжения проектируемой подстанции Лобэей.

В экономической части определена экономическая эффективность инвестиций в проектируемую сеть.

В части безопасности и экологичности проведен анализ основных опасных факторов в части защиты окружающей среды.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,1986. – 430 с.
2. Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,1990. – 383 с.
3. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
5. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2002. – 248 с.
6. Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
7. Официальный сайт Центробанка России [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm
8. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 1988.-308с.: ил.
9. Файбисович Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Энергопрогресс, Энергетик, 2003. – 31 с.
10. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.
11. Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 1986.

12. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 1985.
13. Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 1979.
14. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 1991.
15. Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 1971.
16. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003
17. Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.
18. Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.
19. Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.
20. Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.
21. Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 1998.

$$P_{\max} := 6 \quad K_{\max} := 1.1$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{P_{\max}}{K_{\max}} = 5.455$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot 0.4 = 2.182$$

$$Q_{\max} := P_{\max} \cdot 0.4 = 2.4$$

$$P_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.025)^5 = 6.171$$

$$Q_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot 0.4 = 2.469$$

$$P_{\text{маx.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\max} = 6.788$$

$$Q_{\text{маx.прог}} := P_{\text{маx.прог}} \cdot 0.4 = 2.715$$

УНГУН

$$P_{\text{max1}} := 0.9$$

$$P_{\text{ср1}} := \frac{P_{\text{max1}}}{K_{\max}} = 0.818$$

$$Q_{\text{ср1}} := P_{\text{ср1}} \cdot 0.4 = 0.327$$

$$Q_{\text{max1}} := P_{\text{max1}} \cdot 0.4 = 0.36$$

$$P_{\text{ср.прог1}} := P_{\text{ср1}} \cdot (1 + 0.025)^5 = 0.926$$

$$Q_{\text{ср.прог1}} := P_{\text{ср.прог1}} \cdot 0.4 = 0.37$$

$$P_{\text{маx.прог1}} := P_{\text{ср.прог1}} \cdot K_{\max} = 1.018$$

$$Q_{\text{маx.прог1}} := P_{\text{маx.прог1}} \cdot 0.4 = 0.407$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Биджан

$$P_{\max 2} := 1.7$$

$$P_{\text{ср}2} := \frac{P_{\max 2}}{K_{\max}} = 1.545$$

$$Q_{\text{ср}2} := P_{\text{ср}2} \cdot 0.4 = 0.618$$

$$Q_{\max 2} := P_{\max 2} \cdot 0.4 = 0.68$$

$$P_{\text{ср.прог}2} := P_{\text{ср}2} \cdot (1 + 0.025)^5 = 1.749$$

$$Q_{\text{ср.прог}2} := P_{\text{ср.прог}2} \cdot 0.4 = 0.699$$

$$P_{\text{маx.прог}2} := P_{\text{ср.прог}2} \cdot K_{\max} = 1.923$$

$$Q_{\text{маx.прог}2} := P_{\text{маx.прог}2} \cdot 0.4 = 0.769$$

Дежнево

$$P_{\max 3} := 1.1$$

$$P_{\text{ср}3} := \frac{P_{\max 3}}{K_{\max}} = 1$$

$$Q_{\text{ср}3} := P_{\text{ср}3} \cdot 0.4 = 0.4$$

$$Q_{\max 3} := P_{\max 3} \cdot 0.4 = 0.44$$

$$P_{\text{ср.прог}3} := P_{\text{ср}3} \cdot (1 + 0.025)^5 = 1.131$$

$$Q_{\text{ср.прог}3} := P_{\text{ср.прог}3} \cdot 0.4 = 0.453$$

$$P_{\text{маx.прог}3} := P_{\text{ср.прог}3} \cdot K_{\max} = 1.245$$

$$Q_{\text{маx.прог}3} := P_{\text{маx.прог}3} \cdot 0.4 = 0.498$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$P_{\max 4} := 8.3 \quad \text{Ленинск}$$

$$P_{\text{ср}4} := \frac{P_{\max 4}}{K_{\max}} = 7.545$$

$$Q_{\text{ср}4} := P_{\text{ср}4} \cdot 0.4 = 3.018$$

$$Q_{\max 4} := P_{\max 4} \cdot 0.4 = 3.32$$

$$P_{\text{ср.прог}4} := P_{\text{ср}4} \cdot (1 + 0.025)^5 = 8.537$$

$$Q_{\text{ср.прог}4} := P_{\text{ср.прог}4} \cdot 0.4 = 3.415$$

$$P_{\max.\text{прог}4} := P_{\text{ср.прог}4} \cdot K_{\max} = 9.391$$

$$Q_{\max.\text{прог}4} := P_{\max.\text{прог}4} \cdot 0.4 = 3.756$$

КРС

$$P_{\max 5} := 2$$

$$P_{\text{ср}5} := \frac{P_{\max 5}}{K_{\max}} = 1.818$$

$$Q_{\text{ср}5} := P_{\text{ср}5} \cdot 0.4 = 0.727$$

$$Q_{\max 5} := P_{\max 5} \cdot 0.4 = 0.8$$

$$P_{\text{ср.прог}5} := P_{\text{ср}5} \cdot (1 + 0.025)^5 = 2.057$$

$$Q_{\text{ср.прог}5} := P_{\text{ср.прог}5} \cdot 0.4 = 0.823$$

$$P_{\max.\text{прог}5} := P_{\text{ср.прог}5} \cdot K_{\max} = 2.263$$

$$Q_{\max.\text{прог}5} := P_{\max.\text{прог}5} \cdot 0.4 = 0.905$$

БВС

$$P_{\max 6} := 9.5$$

$$P_{\text{ср}6} := \frac{P_{\max 6}}{K_{\max}} = 8.636$$

$$Q_{\text{ср}6} := P_{\text{ср}6} \cdot 0.4 = 3.455$$

$$Q_{\max 6} := P_{\max 6} \cdot 0.4 = 3.8$$

$$P_{\text{ср.прог}6} := P_{\text{ср}6} \cdot (1 + 0.025)^5 = 9.771$$

$$Q_{\text{ср.прог}6} := P_{\text{ср.прог}6} \cdot 0.4 = 3.909$$

$$P_{\text{маx.прог}6} := P_{\text{ср.прог}6} \cdot K_{\text{маx}} = 10.748$$

$$Q_{\text{маx.прог}6} := P_{\text{маx.прог}6} \cdot 0.4 = 4.299$$

$$P_{\max 7} := 5.8$$

Благословенное

$$P_{\text{ср}7} := \frac{P_{\max 7}}{K_{\max}} = 5.273$$

$$Q_{\text{ср}7} := P_{\text{ср}7} \cdot 0.4 = 2.109$$

$$Q_{\max 7} := P_{\max 7} \cdot 0.4 = 2.32$$

$$P_{\text{ср.прог}7} := P_{\text{ср}7} \cdot (1 + 0.025)^5 = 5.966$$

$$Q_{\text{ср.прог}7} := P_{\text{ср.прог}7} \cdot 0.4 = 2.386$$

$$P_{\text{маx.прог}7} := P_{\text{ср.прог}7} \cdot K_{\max} = 6.562$$

$$Q_{\text{маx.прог}7} := P_{\text{маx.прог}7} \cdot 0.4 = 2.625$$

Облучье

$$P_{\max 8} := 9$$

$$P_{\text{ср}8} := \frac{P_{\max 8}}{K_{\max}} = 8.182$$

$$Q_{\text{ср}8} := P_{\text{ср}8} \cdot 0.4 = 3.273$$

$$Q_{\max 8} := P_{\max 8} \cdot 0.4 = 3.6$$

$$P_{\text{ср.прог}8} := P_{\text{ср}8} \cdot (1 + 0.025)^5 = 9.257$$

$$Q_{\text{ср.прог}8} := P_{\text{ср.прог}8} \cdot 0.4 = 3.703$$

$$P_{\text{маx.прог}8} := P_{\text{ср.прог}8} \cdot K_{\max} = 10.183$$

$$Q_{\text{маx.прог}8} := P_{\text{маx.прог}8} \cdot 0.4 = 4.073$$

Кимкан

$$P_{\max 9} := 8.5$$

$$P_{\text{ср}9} := \frac{P_{\max 9}}{K_{\max}} = 7.727$$

$$Q_{\text{ср}9} := P_{\text{ср}9} \cdot 0.4 = 3.091$$

$$Q_{\max 9} := P_{\max 9} \cdot 0.4 = 3.4$$

$$P_{\text{ср.прог}9} := P_{\text{ср}9} \cdot (1 + 0.025)^5 = 8.743$$

$$Q_{\text{ср.прог}9} := P_{\text{ср.прог}9} \cdot 0.4 = 3.497$$

$$P_{\max.\text{прог}9} := P_{\text{ср.прог}9} \cdot K_{\max} = 9.617$$

$$Q_{\max.\text{прог}9} := P_{\max.\text{прог}9} \cdot 0.4 = 3.847$$

Кульдур

$$P_{\max 10} := 1.4$$

$$P_{\text{ср}10} := \frac{P_{\max 10}}{K_{\max}} = 1.273$$

$$Q_{\text{ср}10} := P_{\text{ср}10} \cdot 0.4 = 0.509$$

$$Q_{\max 10} := P_{\max 10} \cdot 0.4 = 0.56$$

$$P_{\text{ср.прог}10} := P_{\text{ср}10} \cdot (1 + 0.025)^5 = 1.44$$

$$Q_{\text{ср.прог}10} := P_{\text{ср.прог}10} \cdot 0.4 = 0.576$$

$$P_{\max.\text{прог}10} := P_{\text{ср.прог}10} \cdot K_{\max} = 1.584$$

$$Q_{\max.\text{прог}10} := P_{\max.\text{прог}10} \cdot 0.4 = 0.634$$

Лондоко

$$P_{\max 11} := 14$$

$$P_{\text{ср}11} := \frac{P_{\max 11}}{K_{\max}} = 12.727$$

$$Q_{\text{ср}11} := P_{\text{ср}11} \cdot 0.4 = 5.091$$

$$Q_{\max 11} := P_{\max 11} \cdot 0.4 = 5.6$$

$$P_{\text{ср.прог}11} := P_{\text{ср}11} \cdot (1 + 0.025)^5 = 14.4$$

$$Q_{\text{ср.прог}11} := P_{\text{ср.прог}11} \cdot 0.4 = 5.76$$

$$P_{\max.\text{прог}11} := P_{\text{ср.прог}11} \cdot K_{\max} = 15.84$$

$$Q_{\max.\text{прог}11} := P_{\max.\text{прог}11} \cdot 0.4 = 6.336$$

Лондоко тяга

$$P_{\max 12} := 7.1$$

$$P_{\text{ср}12} := \frac{P_{\max 12}}{K_{\max}} = 6.455$$

$$Q_{\text{ср}12} := P_{\text{ср}12} \cdot 0.4 = 2.582$$

$$Q_{\max 12} := P_{\max 12} \cdot 0.4 = 2.84$$

$$P_{\text{ср.прог}12} := P_{\text{ср}12} \cdot (1 + 0.025)^5 = 7.303$$

$$Q_{\text{ср.прог}12} := P_{\text{ср.прог}12} \cdot 0.4 = 2.921$$

$$P_{\max.\text{прог}12} := P_{\text{ср.прог}12} \cdot K_{\max} = 8.033$$

$$Q_{\max.\text{прог}12} := P_{\max.\text{прог}12} \cdot 0.4 = 3.213$$

Бира тяга

$$P_{\max 13} := 7.7$$

$$P_{\text{ср}13} := \frac{P_{\max 13}}{K_{\max}} = 7$$

$$Q_{\text{ср}13} := P_{\text{ср}13} \cdot 0.4 = 2.8$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$Q_{\max 13} := P_{\max 13} \cdot 0.4 = 3.08$$

$$P_{\text{ср.прог}13} := P_{\text{ср}13} \cdot (1 + 0.025)^5 = 7.92$$

$$Q_{\text{ср.прог}13} := P_{\text{ср.прог}13} \cdot 0.4 = 3.168$$

$$P_{\max.\text{прог}13} := P_{\text{ср.прог}13} \cdot K_{\max} = 8.712$$

$$Q_{\max.\text{прог}13} := P_{\max.\text{прог}13} \cdot 0.4 = 3.485$$

Биробиджан

$$P_{\max 14} := 74$$

$$P_{\text{ср}14} := \frac{P_{\max 14}}{K_{\max}} = 67.273$$

$$Q_{\text{ср}14} := P_{\text{ср}14} \cdot 0.4 = 26.909$$

$$Q_{\max 14} := P_{\max 14} \cdot 0.4 = 29.6$$

$$P_{\text{ср.прог}14} := P_{\text{ср}14} \cdot (1 + 0.025)^5 = 76.113$$

$$Q_{\text{ср.прог}14} := P_{\text{ср.прог}14} \cdot 0.4 = 30.445$$

$$P_{\max.\text{прог}14} := P_{\text{ср.прог}14} \cdot K_{\max} = 83.724$$

$$Q_{\max.\text{прог}14} := P_{\max.\text{прог}14} \cdot 0.4 = 33.49$$

$$P_{\max 15} := 19.7 \quad \text{Икура – тяга}$$

$$P_{\text{ср}15} := \frac{P_{\max 15}}{K_{\max}} = 17.909$$

$$Q_{\text{ср}15} := P_{\text{ср}15} \cdot 0.4 = 7.164$$

$$Q_{\max 15} := P_{\max 15} \cdot 0.4 = 7.88$$

$$P_{\text{ср.прог}15} := P_{\text{ср}15} \cdot (1 + 0.025)^5 = 20.262$$

$$Q_{\text{ср.прог}15} := P_{\text{ср.прог}15} \cdot 0.4 = 8.105$$

$$P_{\max.\text{прог}15} := P_{\text{ср.прог}15} \cdot K_{\max} = 22.289$$

$$Q_{\max.\text{прог}15} := P_{\max.\text{прог}15} \cdot 0.4 = 8.915$$

$$P_{\max 16} := 15 \quad \text{Хабаровская}$$

$$P_{\text{ср}16} := \frac{P_{\max 16}}{K_{\max}} = 13.636$$

$$Q_{\text{ср}16} := P_{\text{ср}16} \cdot 0.4 = 5.455$$

$$Q_{\max 16} := P_{\max 16} \cdot 0.4 = 6$$

$$P_{\text{ср.прог}16} := P_{\text{ср}16} \cdot (1 + 0.025)^5 = 15.428$$

$$Q_{\text{ср.прог}16} := P_{\text{ср.прог}16} \cdot 0.4 = 6.171$$

$$P_{\max.\text{прог}16} := P_{\text{ср.прог}16} \cdot K_{\max} = 16.971$$

$$Q_{\max.\text{прог}16} := P_{\max.\text{прог}16} \cdot 0.4 = 6.788$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Экономический расчет

Экономический расчет 750 кВ

Расчет капиталовложений

$$k_{И} := 2.5$$

$$K_{ру} := (85 \cdot 3 \cdot 10^3 + 7000 \cdot 12 \cdot 10^3) \cdot k_{И} = 2.106 \times 10^8 \quad \text{руб}$$

$$K_{тр750} := (8600 \cdot 10^3 \cdot 2) \cdot k_{И} = 4.3 \times 10^7 \quad \text{руб}$$

$$K_{ку} := 2 \cdot 29000 \cdot 10^3 \cdot k_{И} = 1.45 \times 10^8 \quad \text{руб}$$

$$K_{пост} := (29200 \cdot 10^3 + 17000 \cdot 10^3 + 22000 \cdot 10^3) \cdot k_{И} = 1.705 \times 10^8 \quad \text{руб}$$

$$K_{пс} := K_{ру} + K_{тр750} + K_{ку} + K_{пост} = 5.691 \times 10^8 \quad \text{руб}$$

$$K_{вл} := 2 \cdot 36 \cdot 1100 \cdot 10^3 \cdot k_{И} + 31.34 \cdot 1050 \cdot 10^3 \cdot k_{И} + 52 \cdot 1050 \cdot 10^3 \cdot k_{И} = 4.168 \times 10^8 \quad \text{руб}$$

$$K1 := K_{вл} + K_{пс} = 9.859 \times 10^8 \quad \text{руб}$$

Расчет эксплуатационных издержек

$$I_{АМ} := \frac{K1}{20} = 4.93 \times 10^7 \quad \text{руб}$$

$$\alpha_{эксвл} := 0.0085$$

$$\alpha_{экспс750} := 0.05$$

$$I_{ЭКС} := \alpha_{эксвл} \cdot K_{вл} + \alpha_{экспс750} \cdot K_{пс} = 3.2 \times 10^7 \quad \text{руб}$$

Потери в трансформаторах

АОДЦТН -417000/750/500

$$R_{тр.750} := 1.4 \quad X_{тр.750} := 34.7$$

$$Z_{тр.750} := R_{тр.750} + X_{тр.750} \cdot i = 1.4 + 34.7i$$

$$Z_{тр.750} := \sqrt{\text{Re}(Z_{тр.750})^2 + \text{Im}(Z_{тр.750})^2} = 34.728$$

Потери мощности при XX

$$\Delta P_{xx.750} := 172 \cdot 10^{-3} \text{ МВт} \quad \Delta Q_{xx.750} := 260 \cdot 10^{-3} \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{xx.750} := \Delta P_{xx.750} + \Delta Q_{xx.750}i = 0.172 + 0.26i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{xx.750} := \sqrt{\text{Re}(\Delta S_{xx.750})^2 + \text{Im}(\Delta S_{xx.750})^2} = 0.312 \text{ МВА}$$

$$U_{ном} := 110 \text{ кВ}$$

$$T_{год} := 8760 \text{ ч}$$

$$\Delta W_{тра} := 6 \cdot \Delta S_{xx.750} \cdot T_{год} + \left[\frac{(50^2 + 25^2) \cdot Z_{тр.750} \cdot T_{год}}{U_{ном}^2} \right] = 94954.27 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$\Delta W_{\text{трА}} = 9.495 \times 10^4 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах

$$\Delta W_{\text{Т}\Sigma} := \Delta W_{\text{трА}}$$

$$\Delta W_{\text{Т}\Sigma} = 9.495 \times 10^4 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

Потери в КУ

$$\Delta P_{\text{бк}} := 0.003 \quad T_{\text{max}} := 6000 \quad Q_{\text{бк}} := 100$$

$$\Delta W_{\text{ку}\Sigma} := 2 \cdot T_{\text{max}} \cdot Q_{\text{бк}} \cdot \Delta P_{\text{бк}} = 3.6 \times 10^3$$

Потери в ВЛ

$$\Delta W_{\text{ГЭС_А}} := \frac{25.8^2 + 22.5^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot 0.16 \cdot 36 \cdot T_{\text{Год}} \cdot 10^{-3} = 4.887 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ГЭС_Б}} := \frac{42^2 + 23^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot 0.25 \cdot 31.34 \cdot T_{\text{Год}} \cdot 10^{-3} = 13.007$$

$$\Delta W_{\text{ГЭС_В}} := \frac{29^2 + 21^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot 0.25 \cdot 52 \cdot T_{\text{Год}} \cdot 10^{-3} = 12.066$$

Суммарные потери в ВЛ

$$\Delta W_{\text{Н}\Sigma} := \Delta W_{\text{ГЭС_А}} + \Delta W_{\text{ГЭС_Б}} + \Delta W_{\text{ГЭС_В}} = 29.959 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{кор750}} := 145 \cdot 1850 \cdot 10^{-3} = 268.25 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{кор}} := \Delta W_{\text{кор750}} = 268.25 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W := \Delta W_{\text{Н}\Sigma} + \Delta W_{\text{Т}\Sigma} + \Delta W_{\text{кор}} + \Delta W_{\text{ку}\Sigma} = 9.885 \times 10^4 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W := \Delta W \cdot 10^3 = 9.885 \times 10^7 \quad \text{кВт}\cdot\text{ч}$$

$$c_0 := 3.62 \quad \text{руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W = 357845979.891 \quad \text{руб}$$

$$I := I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W} = 4.391 \times 10^8 \quad \text{руб}$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$З_1 := I + 0.1K1 + 69 \cdot 10^6 + 212 \cdot 2 \cdot 10^6 = 1.031 \times 10^9$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Экономический расчет 750 кВ

Расчет капиталовложений

$$k_{\text{И}} := 2.5$$

$$K_{\text{ру2}} := (85 \cdot 3 \cdot 10^3 + 12500 \cdot 4 \cdot 10^3) \cdot k_{\text{И}} = 1.256 \times 10^8$$

$$K_{\text{кы2}} := 2 \cdot 20000 \cdot 10^3 \cdot k_{\text{И}} = 1 \times 10^8 \quad \text{руб}$$

$$K_{\text{тр7502}} := (14700 \cdot 10^3 \cdot 2) \cdot k_{\text{И}} = 7.35 \times 10^7$$

$$K_{\text{пост}} := (29200 \cdot 10^3 + 17000 \cdot 10^3 + 22000 \cdot 10^3) \cdot k_{\text{И}} = 1.705 \times 10^8$$

$$K_{\text{пс2}} := K_{\text{ру2}} + K_{\text{тр7502}} + K_{\text{пост}} + K_{\text{кы2}} = 4.696 \times 10^8$$

$$K_{\text{вл2}} := 2 \cdot 108 \cdot 1310 \cdot 10^3 \cdot k_{\text{И}} = 7.074 \times 10^8$$

$$K_2 := K_{\text{вл2}} + K_{\text{пс2}} = 1.177 \times 10^9 \text{ руб}$$

Расчет эксплуатационных издержек

$$I_{\text{АМ2}} := \frac{K_2}{20} = 5.885 \times 10^7 \text{ руб}$$

$$\alpha_{\text{эксвл}} := 0.0085$$

$$\alpha_{\text{экс750}} := 0.05$$

$$I_{\text{ЭК2}} := \alpha_{\text{эксвл}} \cdot K_{\text{вл2}} + \alpha_{\text{экс750}} \cdot K_{\text{пс2}} = 2.949 \times 10^7$$

Потери в трансформаторах

АОДЦТН -417000/750/500

$$R_{\text{тр.7502}} := 5.6 \quad X_{\text{тр.7502}} := 158.7$$

$$Z_{\text{тр.7502}} := R_{\text{тр.7502}} + X_{\text{тр.7502}} \cdot i = 5.6 + 158.7i$$

$$Z_{\text{тр.7502}} := \sqrt{\text{Re}(Z_{\text{тр.7502}})^2 + \text{Im}(Z_{\text{тр.7502}})^2} = 158.799$$

Потери мощности при ХХ

$$\Delta P_{\text{ХХ.7502}} := 170 \cdot 10^{-3} \text{ МВт} \quad \Delta Q_{\text{ХХ.7502}} := 360 \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta S_{\text{ХХ.7502}} := \Delta P_{\text{ХХ.7502}} + \Delta Q_{\text{ХХ.7502}} i = 0.17 + 0.36i$$

$$\Delta S_{\text{ХХ.7502}} := \sqrt{\text{Re}(\Delta S_{\text{ХХ.7502}})^2 + \text{Im}(\Delta S_{\text{ХХ.7502}})^2} = 0.398$$

$$U_{\text{НОМ2}} := 220 \text{ кВ}$$

$$T_{\text{год}} := 876 \text{ ч}$$

$$\Delta W_{\text{трА2}} := 6 \cdot \Delta S_{\text{ХХ.7502}} \cdot T_{\text{год}} + \left[\frac{(50^2 + 25^2) \cdot Z_{\text{тр.7502}} \cdot T_{\text{год}}}{U_{\text{НОМ2}}^2} \right] = 110741.67$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$\Delta W_{\text{тр}A2} = 1.107 \times 10^5 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах

$$\Delta W_{\text{Т}\Sigma 2} := \Delta W_{\text{тр}A2}$$

$$\Delta W_{\text{Т}\Sigma 2} = 1.107 \times 10^5 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Потери в КУ

$$\Delta P_{\text{бк}} := 0.003 \quad T_{\text{max}} := 6000 \quad Q_{\text{бк}} := 100$$

$$\Delta W_{\text{ку}\Sigma} := 2 \cdot T_{\text{max}} \cdot Q_{\text{бк}} \cdot \Delta P_{\text{бк}} = 3.6 \times 10^3$$

Потери в ВЛ

$$R_{\text{уд}7502} := 0.098$$

$$\Delta W_{\text{ГЭС}_A2} := \frac{25.8^2 + 22.5^2}{U_{\text{ном}2}^2} \cdot R_{\text{уд}7502} \cdot 108 \cdot T_{\text{год}} \cdot 10^{-3} = 2.245$$

Суммарные потери в ВЛ

$$\Delta W_{\text{НС}2} := \Delta W_{\text{ГЭС}_A2} = 2.245$$

$$\Delta W_{\text{кор}750} := 145 \cdot 1850 \cdot 10^{-3} = 268.25 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{кор}} := \Delta W_{\text{кор}750} = 268.25 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W2 := \Delta W_{\text{НС}2} + \Delta W_{\text{Т}\Sigma 2} + \Delta W_{\text{кор}} = 1.11 \times 10^5$$

$$\Delta W21 := \Delta W2 \cdot 10^3 = 1.11 \times 10^8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$c_0 := 3.62 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

$$И_{\Delta W2} := c_0 \cdot \Delta W21 = 401864044.724 \text{ руб}$$

$$И2 := И_{\text{ЭК}2} + И_{\text{АМ}2} + И_{\Delta W2} = 4.902 \times 10^8$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$3_2 := 0.1 \cdot K2 + И2 + 124 \cdot 10^6 = 7.319 \times 10^8 \text{ руб}$$

$$\varepsilon := \frac{3_2 - 3_1}{3_2} \cdot 100 = -40.827$$

Расчет токов КЗ

Расчет ударных токов

$$i_{\text{уд.ВН}} := \sqrt{2} \cdot 0.8976 \cdot 1.8 = 2.285$$

$$i_{\text{уд.НН}} := \sqrt{2} \cdot 9.864 \cdot 1.85 = 25.807$$

Расчет апериодических токов

$$i_{\text{ап.ВН}} := \sqrt{2} \cdot 0.8976 = 1.269$$

$$i_{\text{ап.НН}} := \sqrt{2} \cdot 9.864 = 13.95$$

Токи через выключатели

$$S_{\text{т.Бурун}} := 40 \quad \text{МВА} \quad S_{\text{.Бурун}} := 50 \quad \text{МВА}$$

$$i_{110.ВН} := \frac{1.4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 140.572 \quad \text{А}$$

$$i_{10.НН} := \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2.099 \times 10^3 \quad \text{А}$$

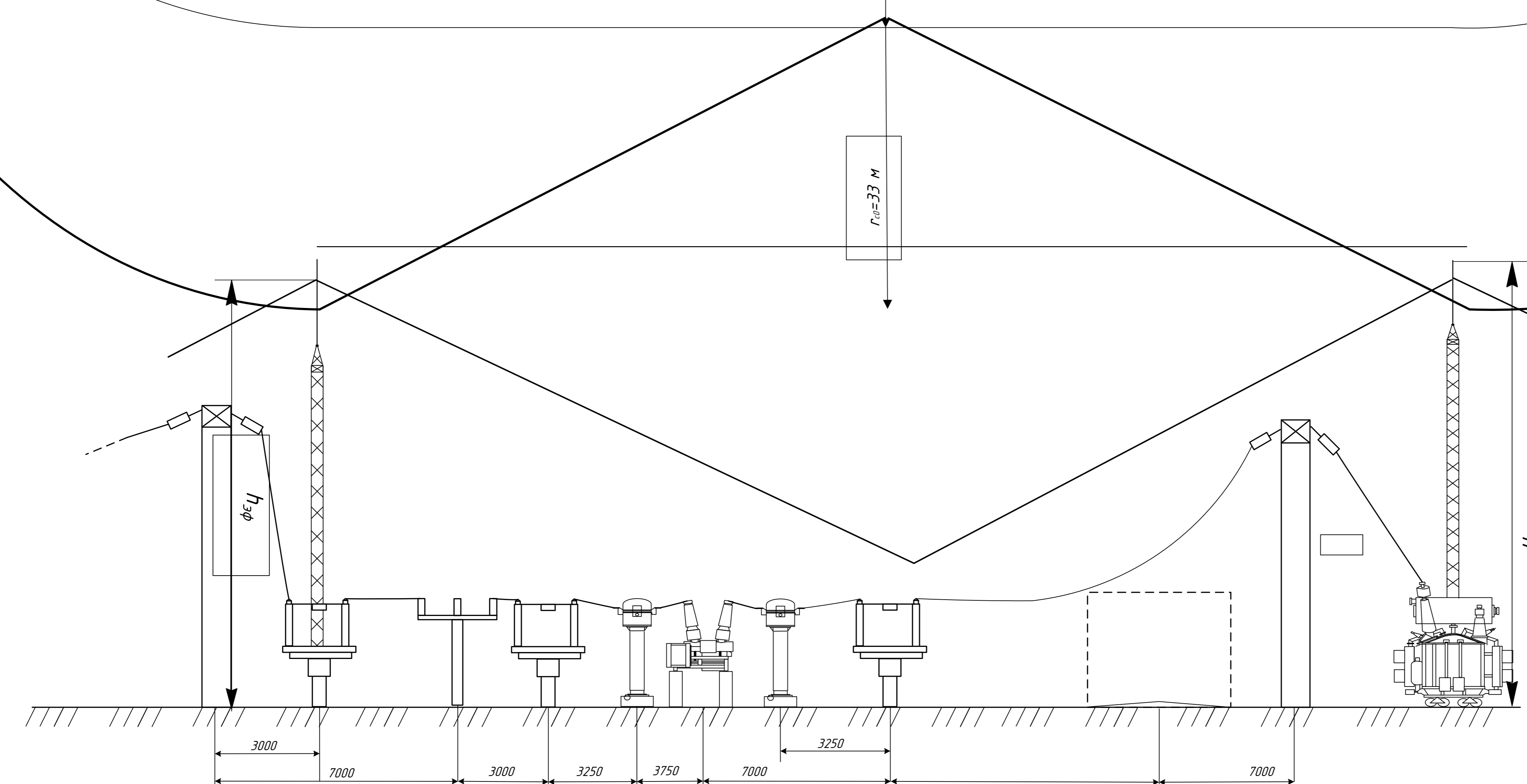
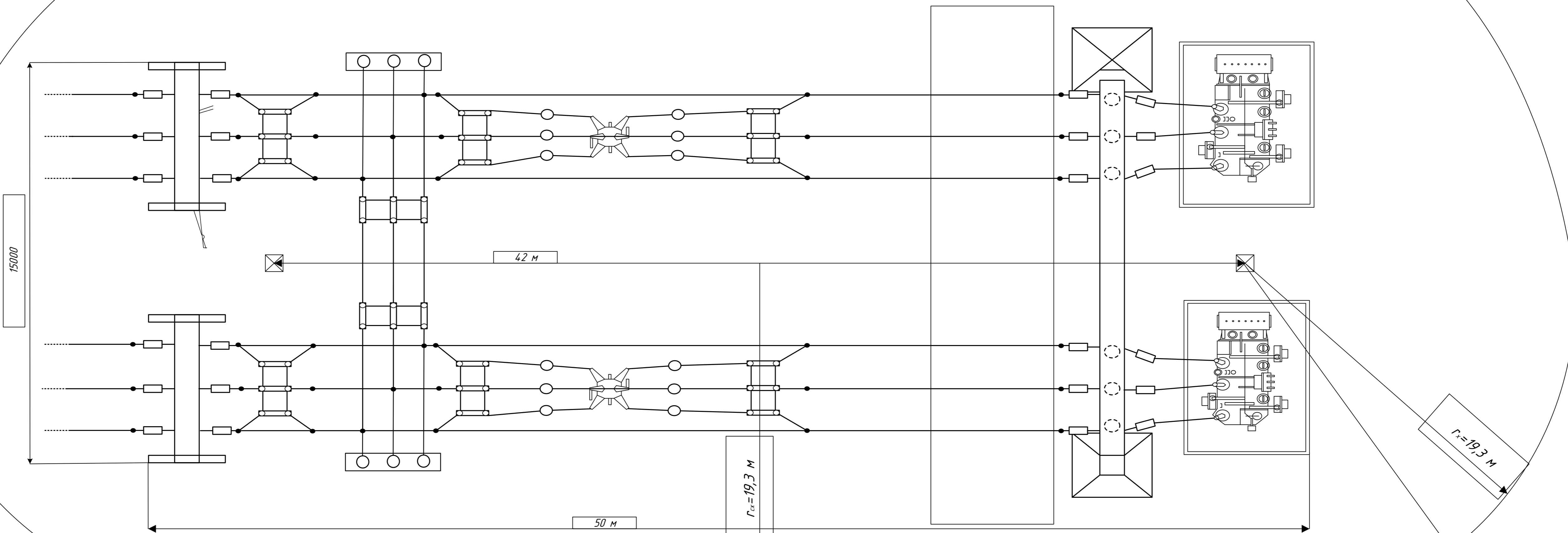
Выключатель на линиях нагрузки

$$i_{10.НН} := \frac{50000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 3} = 874.773 \quad \text{А}$$

Секционный выключатель

$$i_{10.НН} := \frac{50000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 2} = 1.312 \times 10^3 \quad \text{А}$$

$$i_{220.Секционный.Выключатель} := \frac{50000}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 2} = 62.755$$

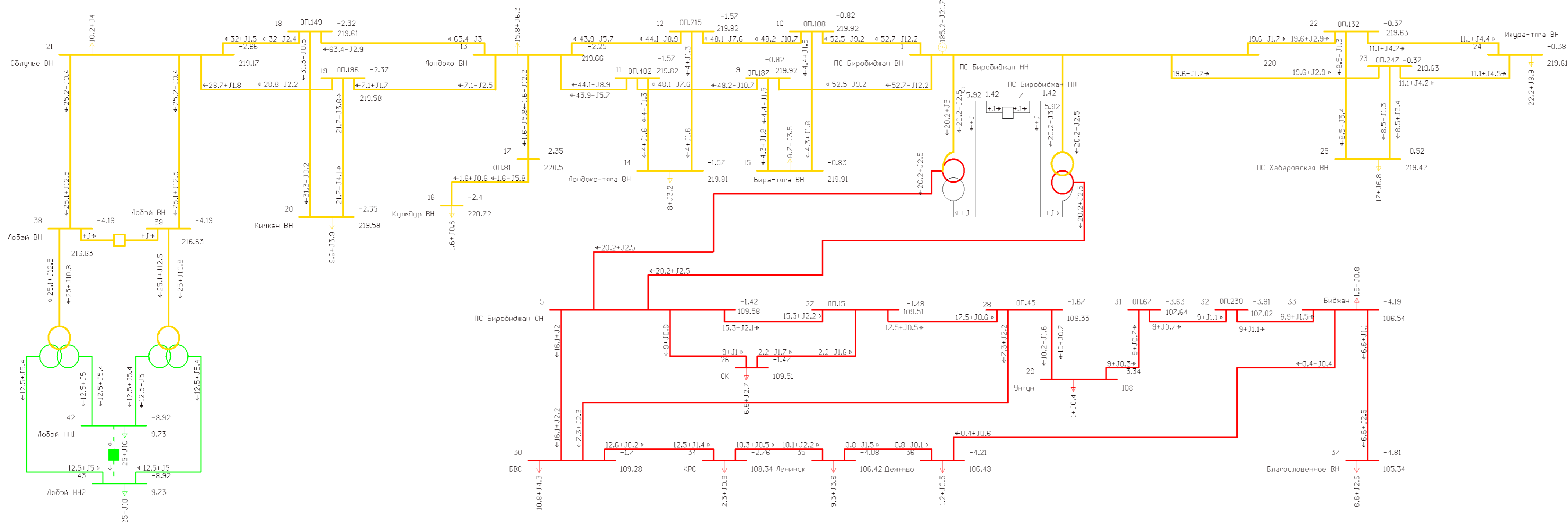


r_0 — радиус защиты молниеотвода на уровне земли
 r_x — радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта

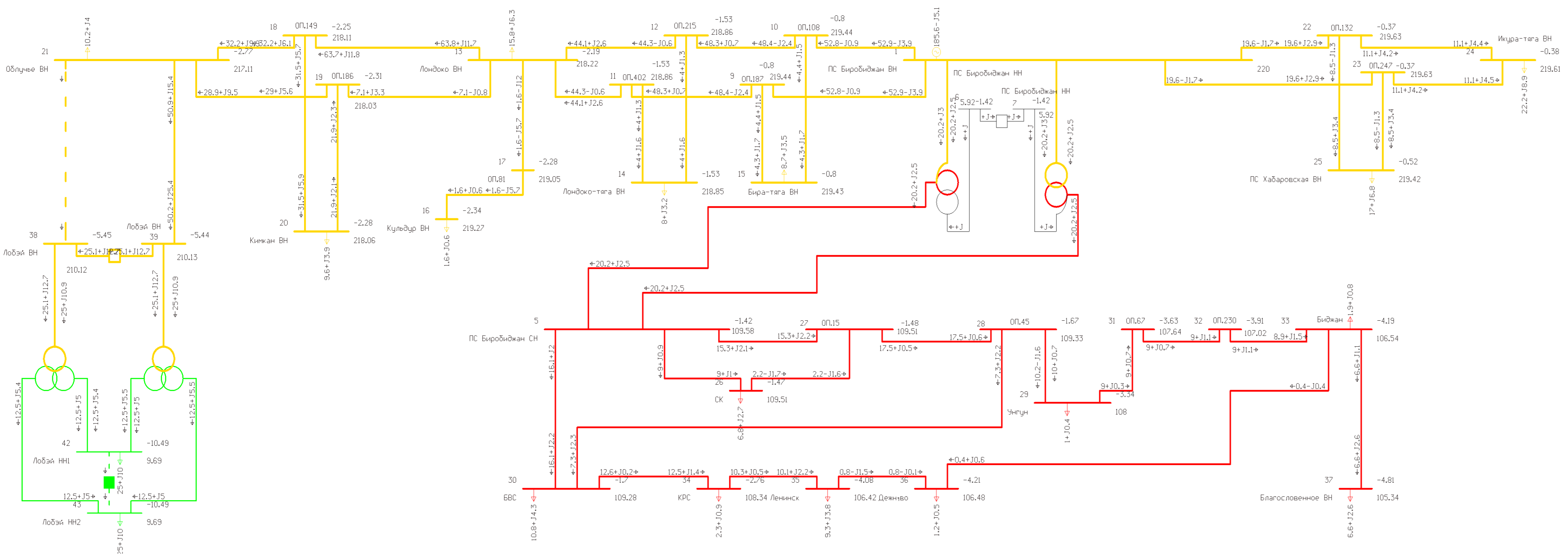
				ВКР.144055 13.03.02 СХ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Молниезащита ОРУ 220 кВ	
Разраб.	Проект	Казанул А.А.				
Провер.	Казанул А.А.					
Исполн.	Ротачева А.Г.				Лист 5	Листов 6
Утверждаю	Савина Н.В.				АМГУ гр.4420д-2	

Развитие электрических сетей Хабаровского края и Еврейской автономной области для подключения электрических нагрузок города Ловзень(КНР)

Нормальный режим



Послеаварийный режим Отключение ВЛ Облучье - Лобзэй



Напряжения в узлах в максимальном режиме

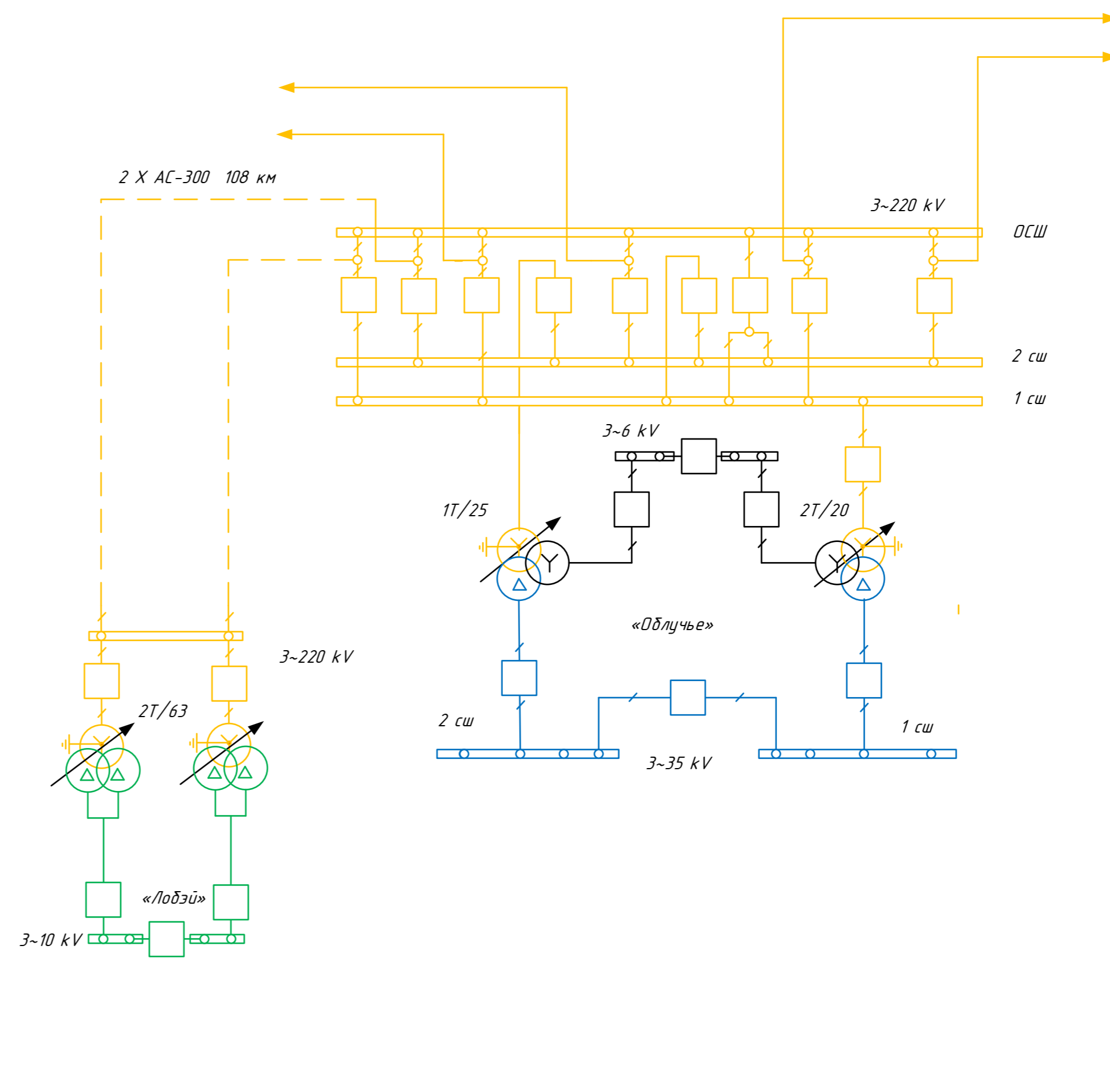
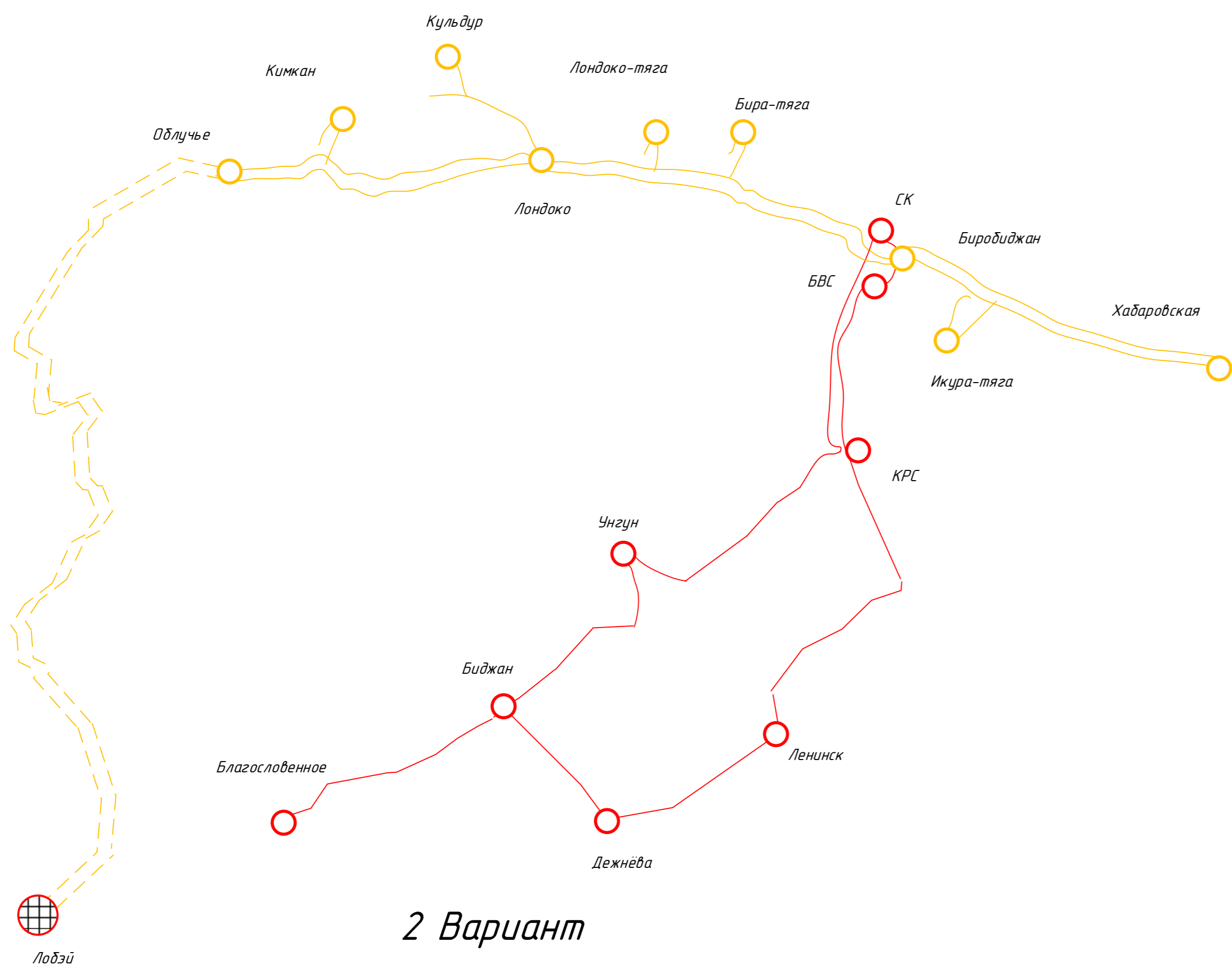
Название	U_ном	V
ПС Биробиджан ВН	220	220
ПС Биробиджан нейтраль	220	219,2
ПС Биробиджан нейтраль	220	219,2
ПС Биробиджан СН	110	109,5
ПС Биробиджан НН	6	5,9
ПС Биробиджан НН	6	5,91
ОП.187	220	219,9
ОП.108	220	219,9
ОП.402	220	219,81
ОП.215	220	219,8
Лондоко ВН	220	219,6
Лондоко-тяга ВН	220	219,8
Бира-тяга ВН	220	219,9
Кульдур ВН	220	220,7
ОП.81	220	220,5
ОП.149	220	219,6
ОП.186	220	219,5
Кимкан ВН	220	219,5
Облучье ВН	220	219,1
ОП.132	220	219,6
ОП.247	220	219,6
Икура-тяга ВН	220	219,6
ПС Хабаровская ВН	220	219,4
СК	110	109,5
ОП.15	110	109,5
ОП.45	110	109,3
Унгун	110	107,9
БВС	110	109,2
ОП.67	110	107,6
ОП.230	110	107,02
Биджан	110	106,5
КРС	110	108,3
Ленинск	110	106,4
Дежнёво	110	106,4
Благословенное ВН	110	105,3
Лобзэй ВН	220	216,6
Лобзэй ВН	220	216,6
Лобзэй нейтраль	220	210,6
Лобзэй нейтраль	220	210,6
Лобзэй НН1	10	9,7
Лобзэй НН2	10	9,7

Условные обозначения

Цвет	Класс напряжения
	220 кВ
	110 кВ
	10 кВ
	6 кВ

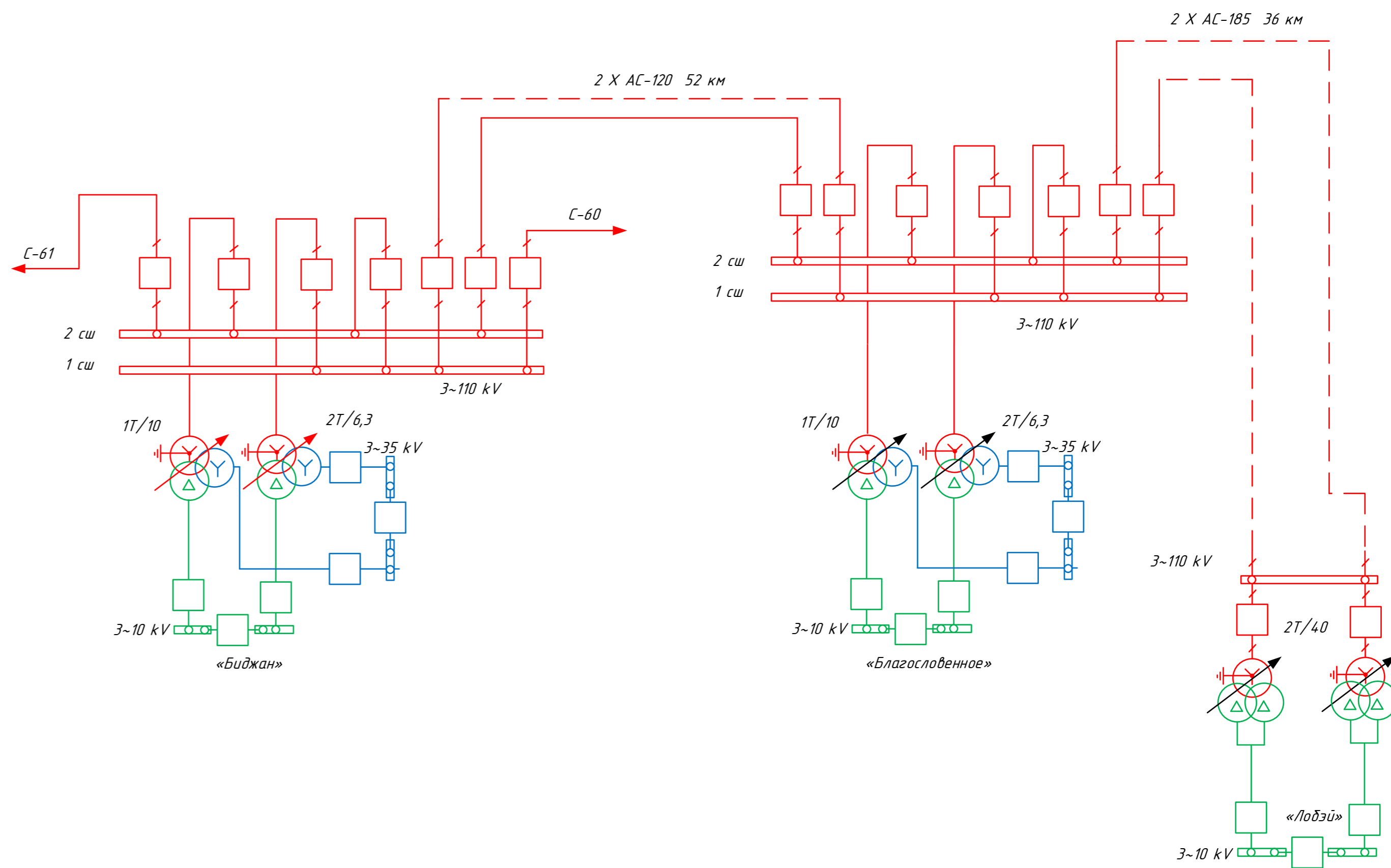
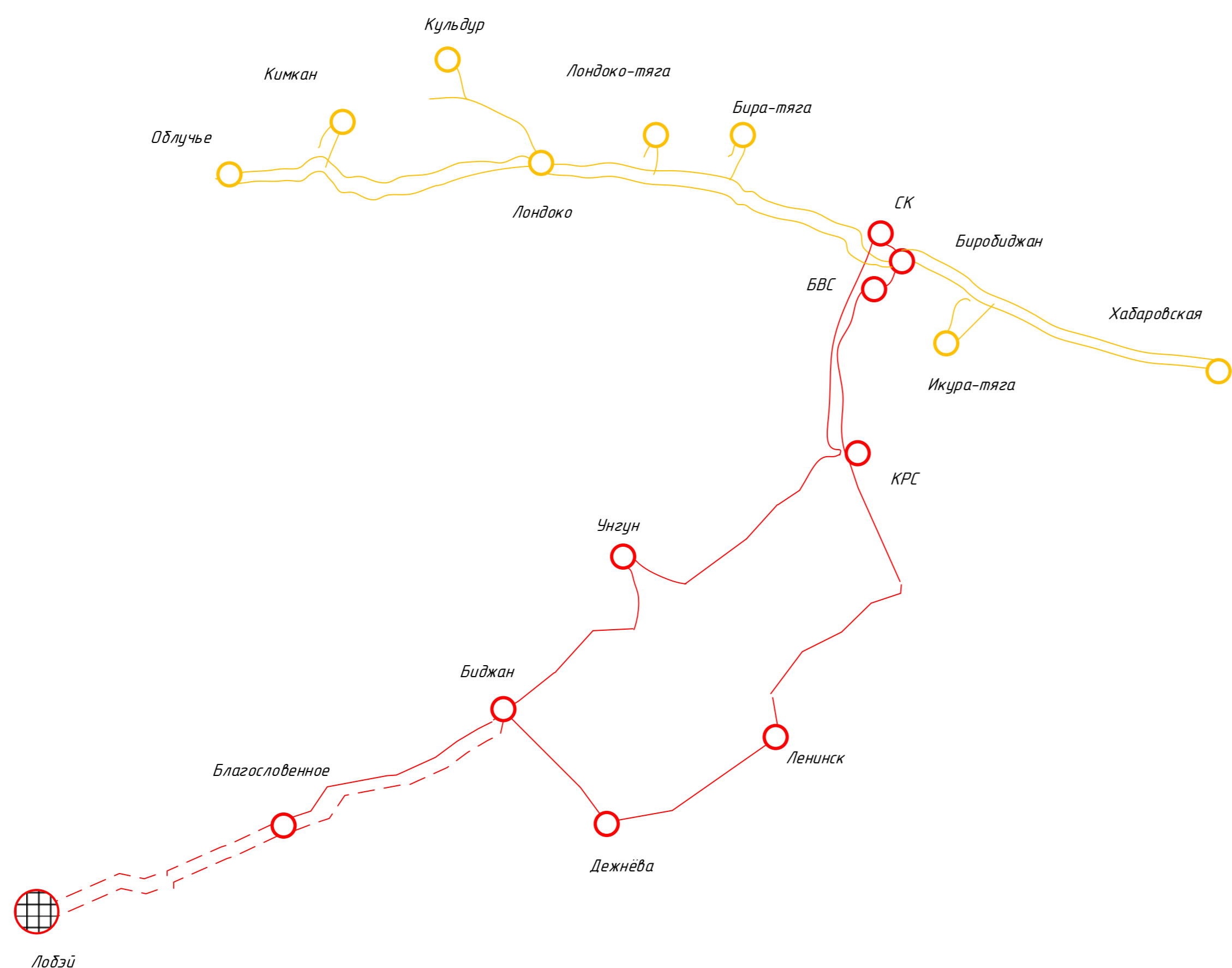
				ВКР 14.4055 13.03.02				
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Результаты расчетов электрических режимов	Литера	Масса	Масштаб
Разработ	Проверил	Казюк А.А.				Д		
Проектиров	Сметчик					Лист 3	Листов 6	
Н.контр	Ратчева А.Г.				Развитие электрических сетей Хабаровского края и Еврейской автономной области для подключения электрических нагрузок города Лобзэй(МНР)	АМГУ гр.442-062.		
Утв	Савина Н.В.							

1 Вариант

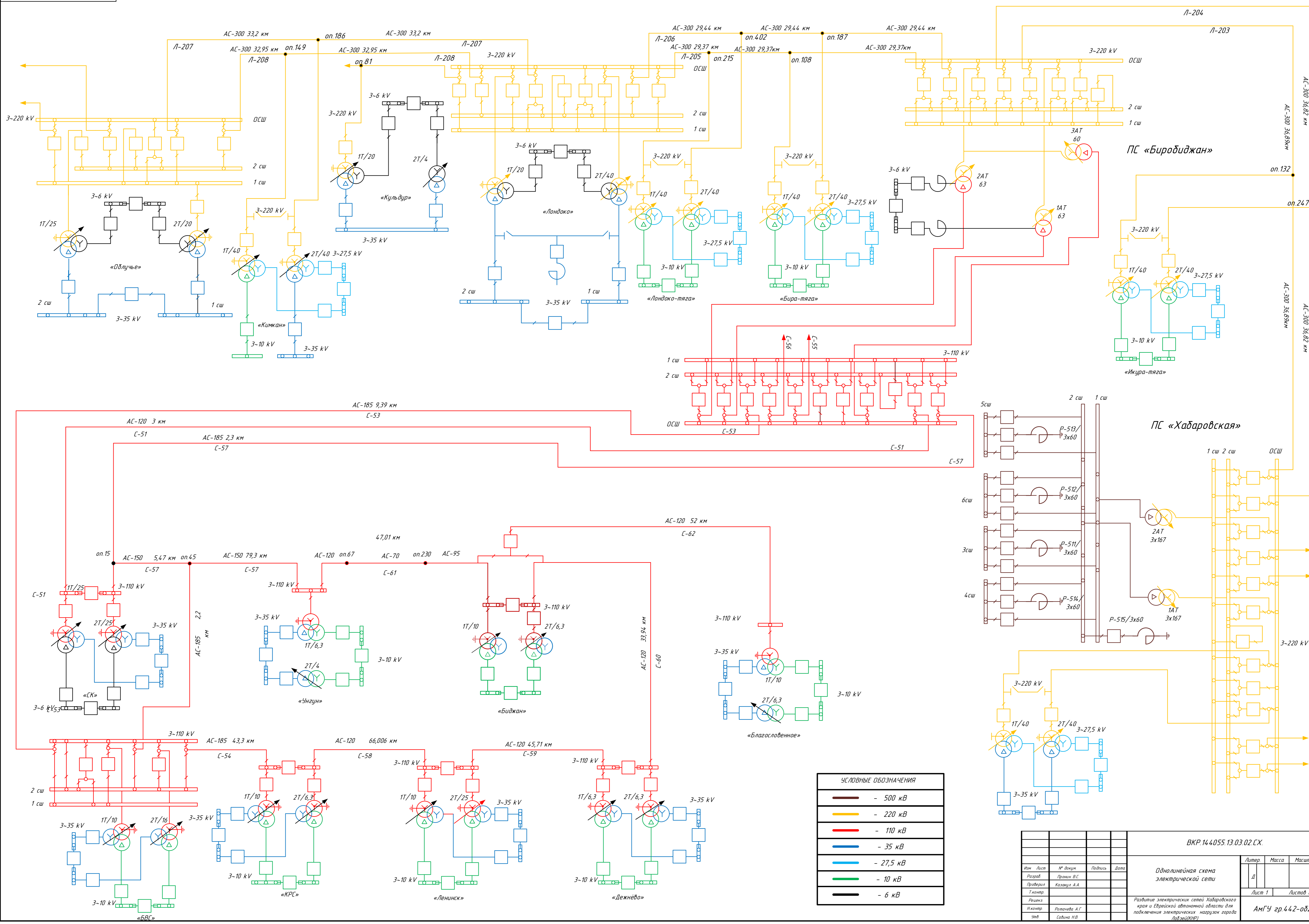


- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**
- Подстанция «Дипломная»
 - Подстанция 220 кВ
 - Подстанция 110 кВ
 - ЛЭП 220 кВ
 - ЛЭП 110 кВ
 - 35 кВ
 - 10 кВ
 - 6 кВ

2 Вариант



				ВКР 14.055.13.03.02.СХ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Варианты реконструкции электрической сети	Литер	Масса	Масштаб
Разраб.	Проект	Проект	Проект	Проект		л		
Провер.	Календул А.А.					Лист 2	Листов 6	
Инж.	Ротачева А.Г.				Развитие электрических сетей Хабаровского края и Еврейской автономной области для подключения электрических нагрузок города Лобзэй(МТЭ)			
Техн.					АМГУ зр.442-002			
Учб.	Савина И.В.							



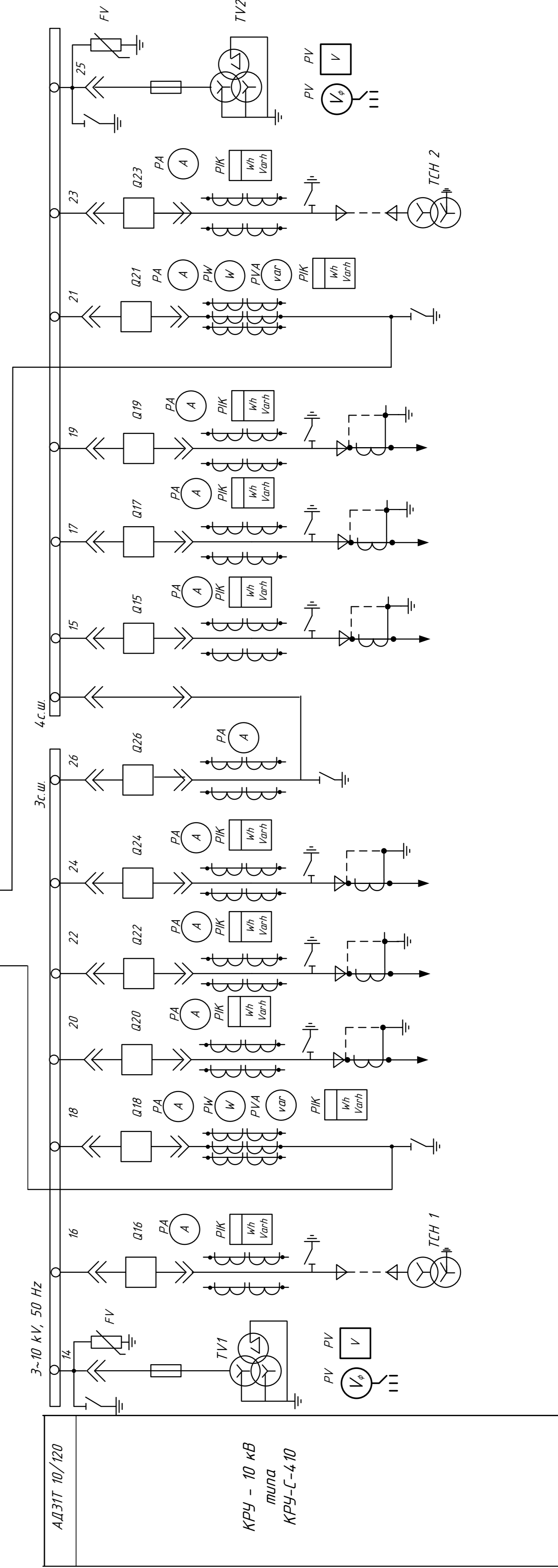
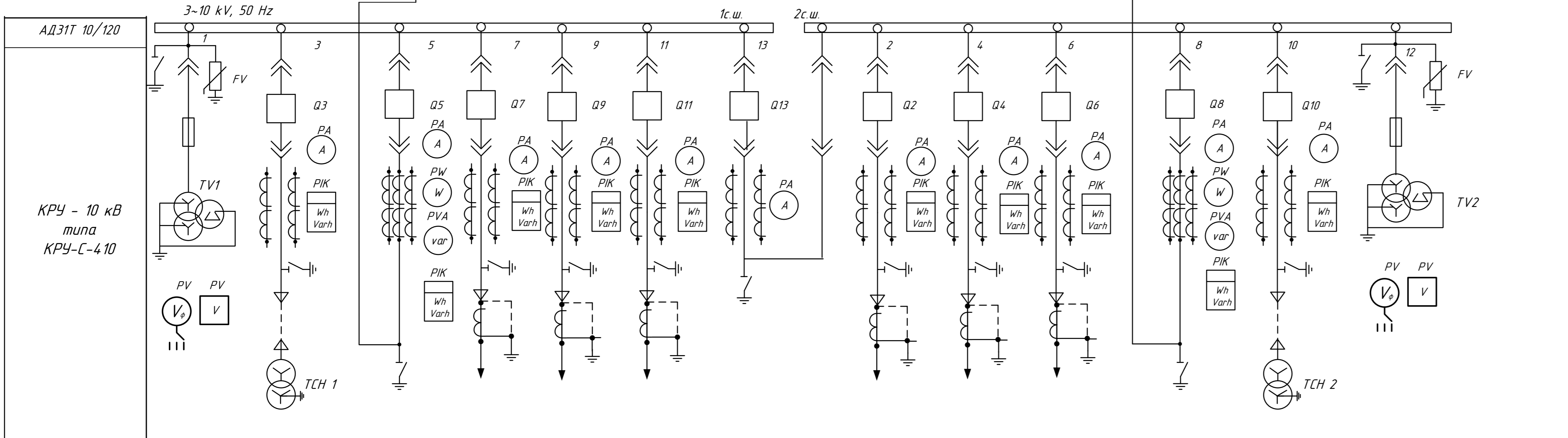
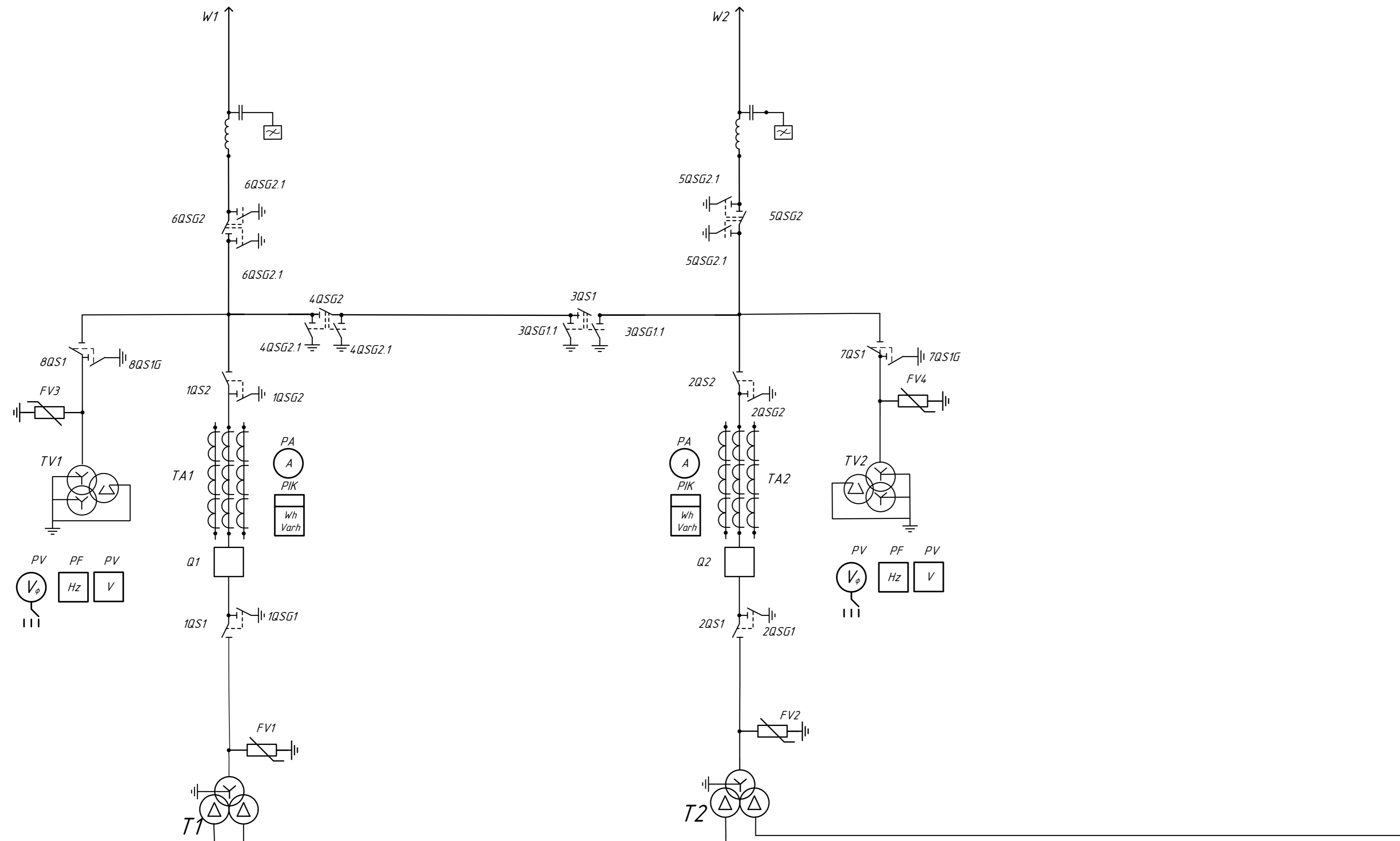
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

—	- 500 кВ
—	- 220 кВ
—	- 110 кВ
—	- 35 кВ
—	- 27,5 кВ
—	- 10 кВ
—	- 6 кВ

Изм.			Лист			№ докум.			Подпись			Дата		
Разработ.			Проект.			В.С.								
Проектиров.			Козлов А.А.											
Техник.														
Реценз.														
Инж.			Ратченко А.Г.											
Экз.			Савина Н.В.											

ВКР 14.055.13.03.02.СХ														
Однолинейная схема электрической сети														
Литер.			Масса			Масштаб								
Л														
Лист 1						Листов 6								
Развитие электрических сетей Хабаровского края и Еврейской автономной области для подключения электрических нагрузок города Лобэй(МНР)														
АМГУ зр.442-002														

Провод АС-300/39
Высокочастотный заградитель ВЗ-1250-1У1
Разъединитель РГ- 220/1000 УХЛ1
Разъединитель РГ- 220/1000 УХЛ1
Разъединитель РГ- 220/1000 УХЛ1
Трансформатор напряжения НАМИ - 220
Трансформатор тока ТОГФ-220 (УХЛ1)
Выключатель ВЗБ- 220/1000 УХЛ1
Разъединитель РГ- 220/1000 УХЛ1
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-220
Трансформатор ТРДН-40000/220



№ ячейки	1	3	5	7	9	11	13	2	4	6	8	10	12
Назначение	ТН 1	ТСН 1	Т1	КЛ1	КЛ3	КЛ5	Перемычка	КЛ2	КЛ4	КЛ6	Т2	ТСН 2	ТН 2
Изм. трансформатор	ТН-НОМ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТН-НОМ-10
Выключатель	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000
Трансформатор СН		ТЛС-63/10										ТЛС-63/10	
Предохранитель	ПКТ-101												ПКТ-101
ОПН	ОПН-П-10												ОПН-П-10

№ ячейки	14	16	18	20	22	24	26	15	17	19	21	23	25
Назначение	ТН 1	ТСН 1	Т1	КЛ20	КЛ22	КЛ24	Перемычка	КЛ15	КЛ17	КЛ19	Т2	ТСН 2	ТН 2
Изм. трансформатор	ТН-НОМ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТН-НОМ-10
Выключатель	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000	ВВЗ-М-10-20/2000
Трансформатор СН													ТЛС-63/10
Предохранитель	ПКТ-101												ПКТ-101
ОПН													ОПН-П-10

ВКР 14.4055.13.03.02.СХ

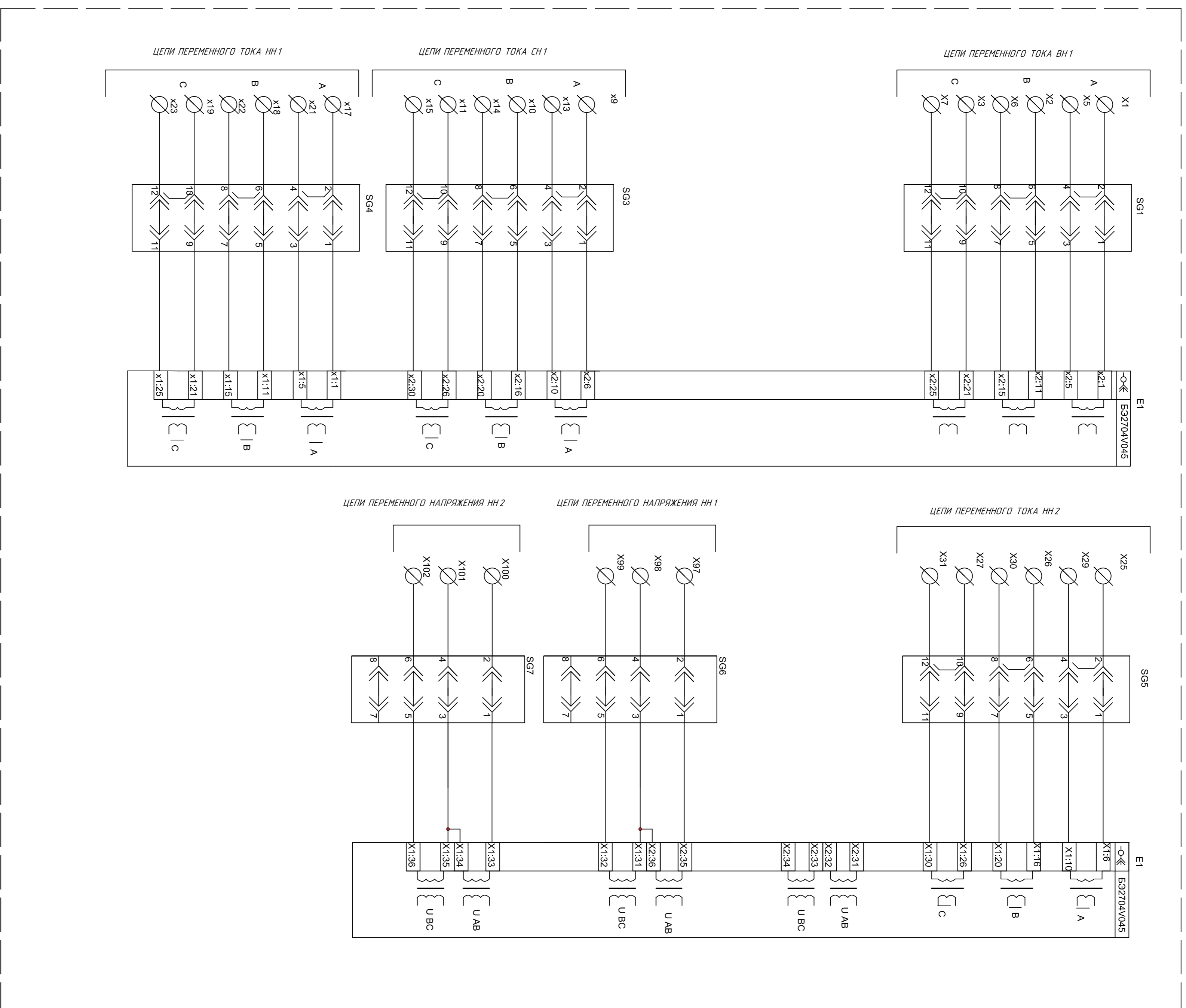
ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА ПОДСТАНЦИИ 220/10 ЛОБЗЕЙ

Итера Масса Масштаб

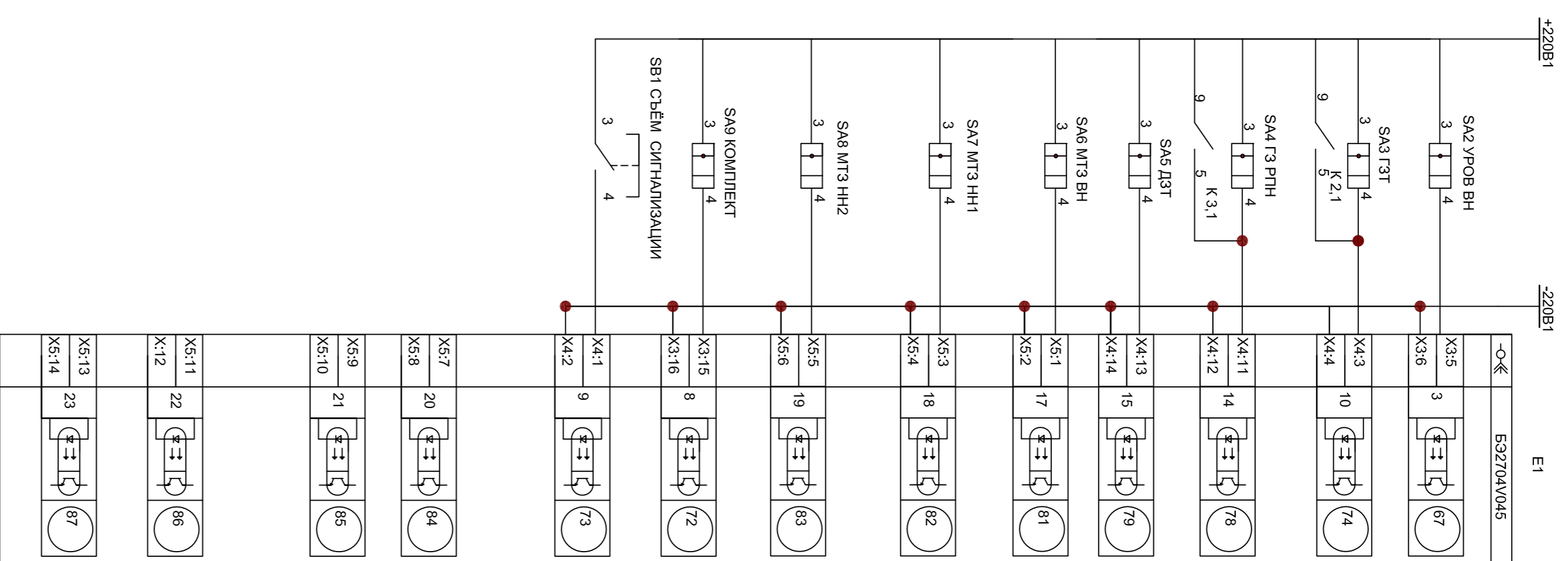
Лист 4 Листов 6

АМГУ зр.442-052

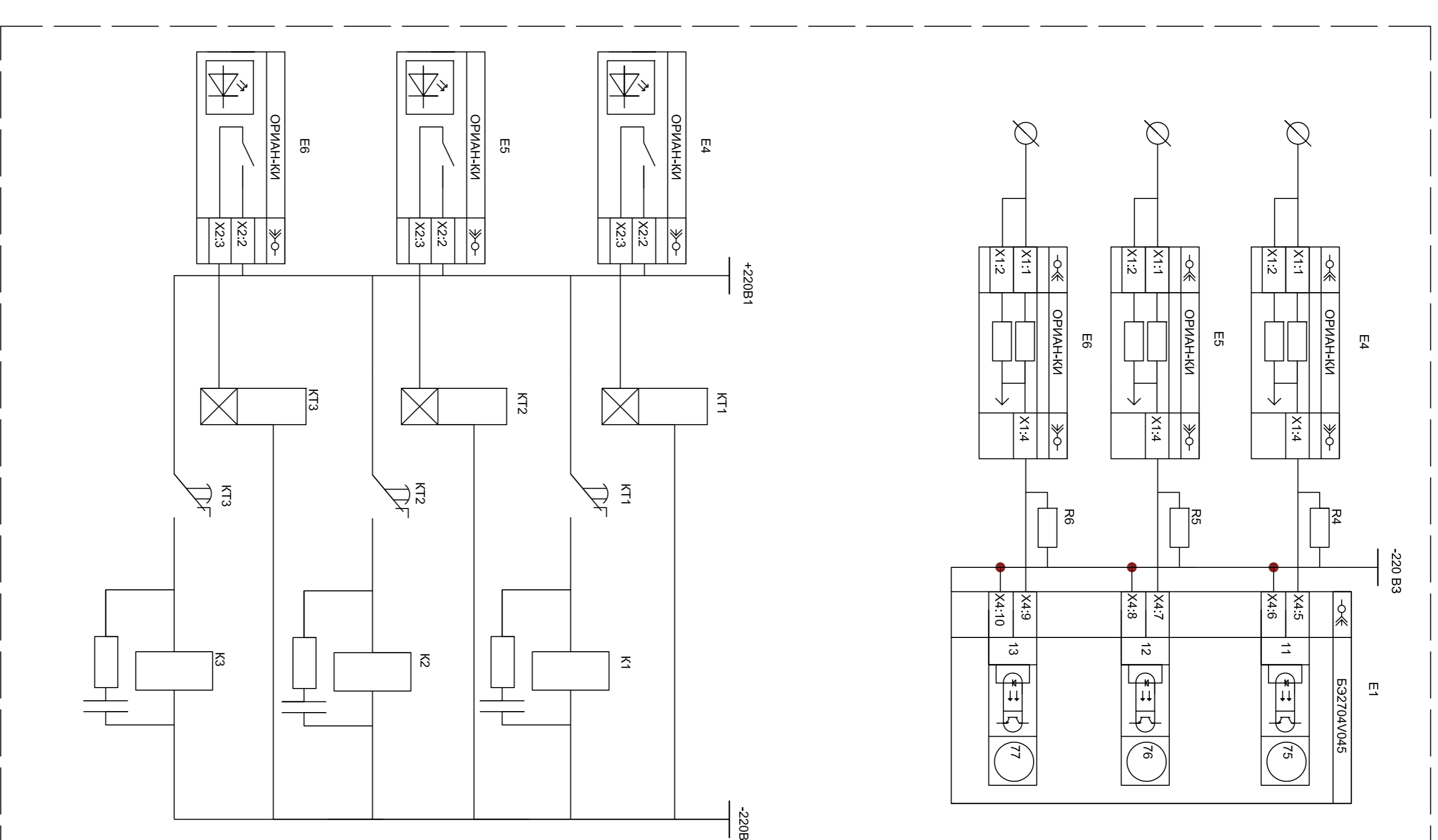
ЦЕПИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ



ЦЕПИ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА



ЦЕПИ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА ГЗ



Исполнитель	М.В.Васильев	Проверка	Л.В.Васильев
Рисовал	Л.В.Васильев	Лист	6
Доработал	Л.В.Васильев	Листов	6
Апробировал	Л.В.Васильев		
Проверил	Л.В.Васильев		
И.Кочубай	Л.В.Васильев		

ВКР.14.4055.13.03.02.СХ

СХЕМА ТОКОВЫХ ЦЕПЕЙ ЗАЩИТ ТРАНСФОРМАТОРА

АМЧУ БР.44.03-2