

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав.кафедрой

 Н.В. Савина
« 26 » 06 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы внешнего электроснабжения потребителей, питаемых от подстанции Уссурийск 1 Приморского края в связи с ростом электрических нагрузок

Исполнитель
студент группы 642-узб


подпись, дата

А.Б. Федоров

Руководитель
профессор, доктор техн.наук

 25.06.2020
подпись, дата

Н.В. Савина

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

 22.06.2020
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 22.06.2020
подпись, дата

Л.А. Мясоедова

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 136 с, 23 рисунка, 43 таблиц, 35 источников.

ЖИЛОЙ РАЙОН, ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ОТКРЫТОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ, АКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ПРИВЕДЕННЫЕ ЗАТРАТЫ, СЕБЕСТОИМОСТЬ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

В предлагаемой выпускной квалификационной работе выполняется обоснование разработанных вариантов развития внешней системы электроснабжения 110 кВ ПС Уссурийск 1, проведены расчёты затрат в каждый вариант, проведена реконструкция ПС Уссурийск 1, выбрано и проверено новое оборудование на ПС Уссурийск 1, рассчитаны системы молниеотводов для защиты оборудования ПС Уссурийск 1 от ударов молний, заземление. Выполнены расчёты инвестиционной привлекательности проекта реконструкции ПС Уссурийск 1 и внешней сети 110 кВ, определены меры безопасности на основе нормативных документов при реконструкции ПС Уссурийск 1.

В результате выполнения получены параметры реконструируемой ПС Уссурийск 1 и внешней сети 110 кВ, которые можно использовать в перспективе развития электрических сетей города Уссурийск в Приморском крае.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Краткое описание района размещения подстанции Уссурийск 1	9
1.1 Краткое описание южной части города Уссурийск	9
1.2 Географическое положение города Уссурийск и климат	9
2 Характеристика потребителей рассматриваемого района	12
3 Анализ существующей системы внешнего электроснабжения, питаемой от подстанции Уссурийск 1	14
3.1 Источники питания и их анализ	14
3.2 Характеристика схемы электроснабжения рассматриваемого района и ее анализ	18
3.3 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения рассматриваемого района города Уссурийск	22
4 Расчёт электрических нагрузок	29
4.1 Расчет электрических нагрузок вновь вводимых электроприемников	29
4.2 Расчет электрических нагрузок новых ТП	34
5 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП, выбор типа ТП, их конструктивное исполнение	37
6 Определение места расположения ТП	40
7 Разработка схемы внешнего электроснабжения	41
7.1 Разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения ПС Уссурийск 1 при реконструкции и их анализ	41
7.2 Выбор источников питания	48
7.3 Выбор номинального напряжения	48
7.4 Компенсация реактивной мощности	49
7.5 Выбор марки и сечения питающих линий	51
7.6 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения	53
7.6.1 Расчет капитальных вложений	53
7.6.2 Расчет эксплуатационных издержек	54

7.6.3	Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети.....	60
7.7	Конструктивное исполнение системы внешнего электроснабжения	61
8	Реконструкция подстанции Уссурийск -1	64
8.1	Разработка однолинейной схемы и конструктивное исполнение ПС Уссурийск 1	64
8.2	Выбор числа и мощности трансформаторов ПС Уссурийск 1	64
8.3	Расчет токов короткого замыкания	65
8.4	Выбор и проверка выключателей ПС	72
8.5	Выбор и проверка разъединителей	76
8.6	Выбор и проверка трансформаторов тока	77
8.7	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	81
8.8	Выбор и проверка ошиновки на стороне ВН	84
8.9	Выбор и проверка сборных шин	86
8.10	Выбор и проверка изоляторов	87
8.11	Выбор трансформаторов собственных нужд	88
8.12	Выбор и проверка ячеек КРУ	89
9	Заземление и молниезащита ПС Уссурийск 1	90
9.1	Заземление ПС	90
9.2	Защита ПС от прямых ударов молнии	94
9.3	Защита ПС от набегающих волн перенапряжений	96
10	Релейная защита и автоматика, сигнализация	100
10.1	Релейная защита силовых трансформаторов ПС Уссурийск 1	100
10.2	Автоматика	105
10.3	Сигнализация	105
11	Организация измерения и учета электроэнергии, телемеханизация ПС	107
12	Оценка надежности схемы внешнего электроснабжения ПС Уссурийск 1	110
13	Технико-экономическое обоснование принятого варианта реконструкции системы внешнего электроснабжения	118
13.1	Расчёт чистого дохода	118

13.2 Расчёт чистого дисконтированного дохода	119
13.3 Расчёт дисконтированного срока окупаемости	119
13.4 Расчёт коэффициента рентабельности инвестиций	121
13.5 Расчёт себестоимости передачи электроэнергии	122
14 Безопасность и экологичность	123
14.1 Безопасность	123
14.2 Экологичность	126
14.3 Чрезвычайные ситуации	129
Заключение	132
Библиографический список	133

ВВЕДЕНИЕ

В городе Уссурийск Приморского края в районе расположения ПС Уссурийск 1 предусматривается строительство жилых комплексов, подключение к электроснабжению которых целесообразно осуществить к ПС Уссурийск 1. Актуальность работы рассматривается с точки зрения возможности обеспечения электроснабжения потребителей на напряжении 6 кВ города Уссурийск 1, для этого выполняются расчёты, обосновывающие возможность реконструкции системы электроснабжения в районе ПС Уссурийск 1.

Целью работы является реконструкция системы внешнего электроснабжения потребителей, питаемых от подстанции Уссурийск 1 Приморского края в связи с ростом электрических нагрузок.

Объект реконструкции – ПС Уссурийск 1 в Уссурийском районе Приморского края.

В ходе выполнения работы решены следующие задачи:

- анализ состояния системы внешнего электроснабжения 110 кВ ПС Уссурийск 1;
- обоснование величины подключаемой нагрузки новых жилых районов города Уссурийск к ПС Уссурийск 1;
- разработка варианты выполнения системы внешнего электроснабжения ПС Уссурийск 1;
- провести реконструкция ПС Уссурийск 1;
- рассчитать релейную защиту для ПС Уссурийск 1;
- рассчитать молниезащиту оборудования ОРУ ПС Уссурийск 1,;
- выполнить расчёт надёжности предлагаемой схемы внешнего электроснабжения;
- выполнить расчёт инвестиционной привлекательности проекта;
- обеспечить безопасность и экологичность при реконструкции ПС Уссурийск 1.

На ПС Уссурийск 1 обосновывается замена силового трансформатора Т-1 на более мощный, чтобы исключить недопустимую перегрузку при отключении трансформатора Т-2.

В ходе работы проведен анализ проектируемых нагрузок жилых районов, предложены варианты реконструкции сети 110 кВ в районе подключения ПС Уссурийск 1. В ходе технико-экономического анализа предложенных вариантов выбран оптимальный по приведенным затратам вариант №1. На ПС Уссурийск 1 проводится замена маслонаполненных выключателей на элегазовые на ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ, что позволит снизить недоотпуск электроэнергии потребителям. Территория ОРУ ПС Уссурийск оборудуется молниеотводами в количестве 6 шт для обеспечения молниезащищённости ПС Уссурийск 1. рассчитана безопасность и экологичность при реконструкции ПС Уссурийск 1.

ВКР выполнена на ПЭВМ с использованием лицензионного программного обеспечения, MS Windows (64-разрядная версия 10), пакет офисных программ MS Office (версия Профессиональный плюс 16), графика MS Visio (версия Профессиональный плюс 16).

1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ УССУРИЙСК 1

1.1 Краткое описание южной части города Уссурийск

ПС Уссурийск 1 непосредственно расположена в городе Уссурийск, адрес расположения Владивостокское шоссе, 28, в непосредственной близости от здания филиала АО «ДРСК – Приморские центральные электрические сети».

Численность населения Уссурийска на конец 1 квартала 2020 г – 198 309 человек.

Южная часть Уссурийска имеет многоэтажную и коттеджную застройку, крупных промышленных предприятий не имеется. Транспортные магистрали – Владивостокское шоссе автодороги А370 и железнодорожный участок Дальневосточной дистанции ОАО «РЖД» с ближайшей станцией «Сахзавод», обеспечивают доступность для транспортного сообщения с южной частью города ближайших населенных пунктов, [10].

1.2 Географическое положение города Уссурийск и климат

Географическое положение влияет на используемые технические решения при развитии распределительных устройств подстанций и определяет климатическое исполнение оборудования, устанавливаемого открыто.

Уссурийск расположен примерно в 104 км к северу от Владивостока – центра Приморского края, в 81 км от города Артем, в котором располагается международный аэропорт «Владивосток». Транспортная доступность указанных городов от Уссурийска составляет 1,5-2 часа. Уссурийск расположен на пересечении основных магистралей, связывающих города Приморья с Хабаровским краем.

Таким образом для города Уссурийск характерно выгодное транспортное и экономическое расположение. Развитые пути сообщения посредством тяговой электрической сети Дальневосточной железной дороги и автодорога А-340 обеспечивают грузоперевозки из региона в Западную часть России и Европу. Данное

обстоятельство влияет на социальный рост трудоспособного населения, способствует наращиванию темпов жилищного строительства в городе Уссурийск как локально единичными домами, так и районами социального назначения.

Южная часть города Уссурийск находится в умеренном климатическом поясе в муссонной области. В зимний период здесь преобладает континентальный умеренный воздух, зарождающийся зимой в глубине азиатского материка, на территории Монголии и Восточной Сибири. Поэтому воздух характеризуется сухостью и низкими температурами. В летний период преобладает морской умеренный воздух, зарождающийся в северной части Тихого океана и характеризующийся влажностью и высокими температурами. Среднегодовая температура воздуха положительна, что исключает проявления многолетнемерзлых процессов.

Летом абсолютный максимум температуры воздуха достигает 34°C , зимой абсолютный минимум температур составляет -31°C . Наиболее теплый месяц года – август, со среднемесячной температурой $19,6^{\circ}\text{C}$. Наиболее холодный месяц года - январь, со среднемесячной температурой минус $-12,6^{\circ}\text{C}$. Среднегодовая температура воздуха составляет плюс $4,6^{\circ}\text{C}$.

Климатические условия приняты в соответствии с [27] ПУЭ-7, региональных карт Приморского края, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров

Метеоэлементы	Размерность	Значения
Расчетный район по ветровой нагрузке	номер	V
Нормативная скорость ветра повторяемостью 1 раз в 25 лет на высоте 10 м	м/с	40
Нормативное ветровое давление на высоте 10 м	Па	1000
Расчетный район по гололедной нагрузке	номер	III
Нормативная толщина стенки гололеда повторяемостью 1 раз в 25 лет	мм	20
Температура воздуха при гололеде	$^{\circ}\text{C}$	минус 5
Среднегодовая температура воздуха	$^{\circ}\text{C}$	4,6
Абсолютный максимум температуры воздуха	$^{\circ}\text{C}$	34
Абсолютный минимум температуры воздуха	$^{\circ}\text{C}$	минус 31
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98	$^{\circ}\text{C}$	минус 27
Средняя годовая продолжительность гроз	час	14
Район по пляске проводов		умеренный

Согласно [10] продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха меньше 0°С составляет 136 дней (3264 часов). Средняя температура периода отрицательных температур равна -8,2°С.

Метеоэлементы расчетный район по гололедной нагрузке и расчетный район по ветровой нагрузке будут учтены при выборе сечений проводов 110 кВ на участках, где это потребуется.

Абсолютный минимум и максимум температуры воздуха будут учтены при выборе исполнения силового оборудования тех подстанций, где потребуется замена оборудования.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА

Приводим характеристику потребителей южной части города Уссурийск. Наиболее крупным потребителем юридическим лицом является ППО «Никольск». Предприятие расположено по адресу Владивостокское шоссе, 36, занимает несколько производственных цехов. Тип нагрузки – смесительные, измельчительные машины и механизмы, транспортёры, холодильные камеры, пресс-машины с электроприводом, а также иная мелкомоторная нагрузка с двигателями переменного тока 0,4 кВ мощностью до 100 кВт, частота 50 Гц, режим работы повторно-кратковременный, нагрузка трёхфазная. ППО «Никольск» является частью пищевой промышленности Уссурийского городского округа. Персонал около 1000 человек на производстве и около 20 человек управленческий персонал. Предприятие активно развивается. Предприятие подключено к ПС 110/35/6 кВ «Новоникольск», [12].

Другим крупным потребителем юридическим лицом, расположенным в южной части города Уссурийск, по адресу Шевченко, 9, является ООО «Приморский сахар». С 2016 года предприятие на стадии реорганизации и частичной модернизации оборудования, часть производственных помещений сдаются в аренду. Тип нагрузки – вакуум-аппараты, кристаллизаторы, мешалки роликовые столы, измельчительные машины и механизмы, а также иная мелкомоторная нагрузка с двигателями переменного тока 0,4 кВ мощностью до 100 кВт, частота 50 Гц, режим работы повторно-кратковременный, нагрузка трёхфазная. Предприятие подключено к ПС 35/6 кВ «Сахкомбинат».

Бытовая нагрузка южной части города Уссурийск соответствует электроприёмникам зданий этажностью до 5 этажей. Единичные дома этажностью выше 5 этажей соответствуют более поздним годам постройки. Электроприёмники жилых зданий представляют собой бытовые приборы, нагревательные мощностью до 10 кВт, двигательная нагрузка однофазная до 5 кВт, двигательная нагрузка трехфазная до 50 кВт, электропривод лифтовых установок в высотных зданиях и

насосные двигатели подъёма воды, освещение, частота 50 Гц. Присутствует нагрузка коттеджей этажностью до 2 этажей.

При расчётах вводимой нагрузки жилых районов, подключаемых к ПС 110/35/6 кВ Уссурийск 1 будут учтены данные Инвестиционного паспорта Уссурийского городского округа, Территориального градостроительного плана Администрации города Уссурийск, в соответствии с которыми проводится застройка южной части города Уссурийск, таким образом, нагрузка подключаемая к ПС 110/35/6 кВ Уссурийск 1 – население и приравненный к нему мелкомоторный сектор потребителей с ежегодным средним приростом нагрузки 0,8%.

3 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ПИТАЕМОЙ ОТ ПОДСТАНЦИИ УССУРИЙСК 1

3.1 Источники питания и их анализ

ПС Уссурийск-1 расположена в южной части города Уссурийск Приморского края по близости от Владивостокского шоссе на въезде в город о стороны города Владивосток, [10]. Балансовая принадлежность ПС – АО «ДРСК» на праве собственности. Карта-схема Уссурийского городского округа с указанием сети 110-35 кВ приведена на рисунке 1 и на листе № 1 графической части.

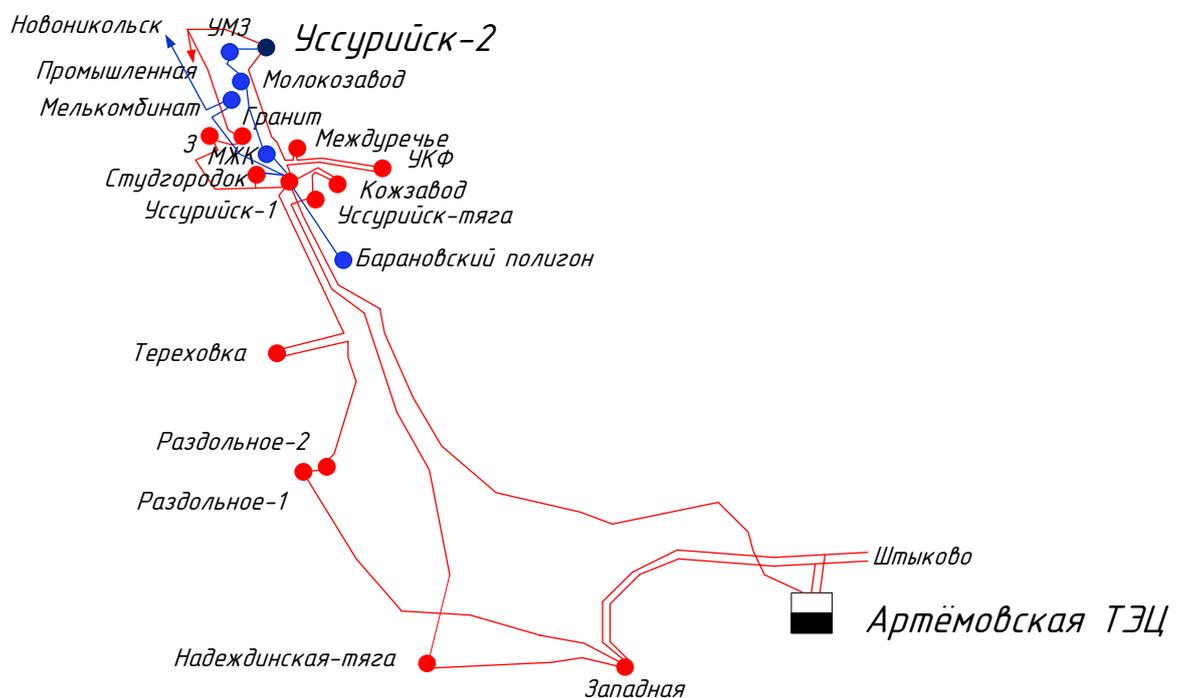


Рисунок 1 - Карта-схема участка сети.110-35 кВ Уссурийского городского округа

Связь с источниками питания ПС Уссурийск 1 показана на рисунке 1, ими являются ПС 220 кВ Уссурийск 2 и Артёмовская ТЭЦ. Учёт источника питания ПС Уссурийск 2 обоснован «Нормальной схемой электрических соединений АО «ДРСК – Приморские электрические сети» по состоянию на 2020 год. В соответствии с данной схемой, по ВЛ 110 кВ Уссурийск 2 – Междуручье – УКФ – Уссурийск 1 присутствует электрическая связь, положение коммутационных аппара-

тов включенное, таким образом при замене силовых трансформаторов на ПС Уссурийск 1 необходимо будет проверить данную ВЛ 110 кВ на возможность работы с увеличенной нагрузкой.

На Артемовкой ТЭЦ в работе четыре турбогенератора типа ТВФ-100-2 мощностью по 100 МВт каждый, два паровых турбоагрегата КТ-115-8,8-2 и два К-100-90-6 мощностью по 100 МВт каждый, а также восемь котельных агрегатов высокого давления типа БКЗ-220-100Ф. Блок 1 (КТ) введен в работу 24.04.2000, блок 2 (КТ)- 01.04.2004, блок 3 (К) - 25.12.1966, блок 4 (К) - 30.09.1967.

Артемовская ТЭЦ выдает мощность на напряжениях 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ, балансовая принадлежность АО «ДГК», однолинейная схема Артемовской ТЭЦ показана на рисунке 2, характеристика схемы приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Схема электрических соединений Артемовской ТЭЦ

Напряжение, кВ	Количество присоединений		Главная схема электрических соединений	Трансформаторы
	в эксплуатации	в резерве		
220	3	2	Типовая 220-13Н Две рабочие и обходная система шин	8Т-ТДЦТН-125000/220/6 7Т-2хАТДЦТН-180000/220/6 АТДЦТН-360000/220/6
110	7	-	Типовая 110-13 Две рабочие системы шин	6Т-ТДЦТН-125000/110/6 5Т-ТДЦТН-125000/110/6 4Т-ТДТН-31500/110/35/6 3Т-ТДТН-31500/110/35/6 2Т-ТДТН-31500/110/35/6
35	5	-	Не типовая Две рабочие системы шин	

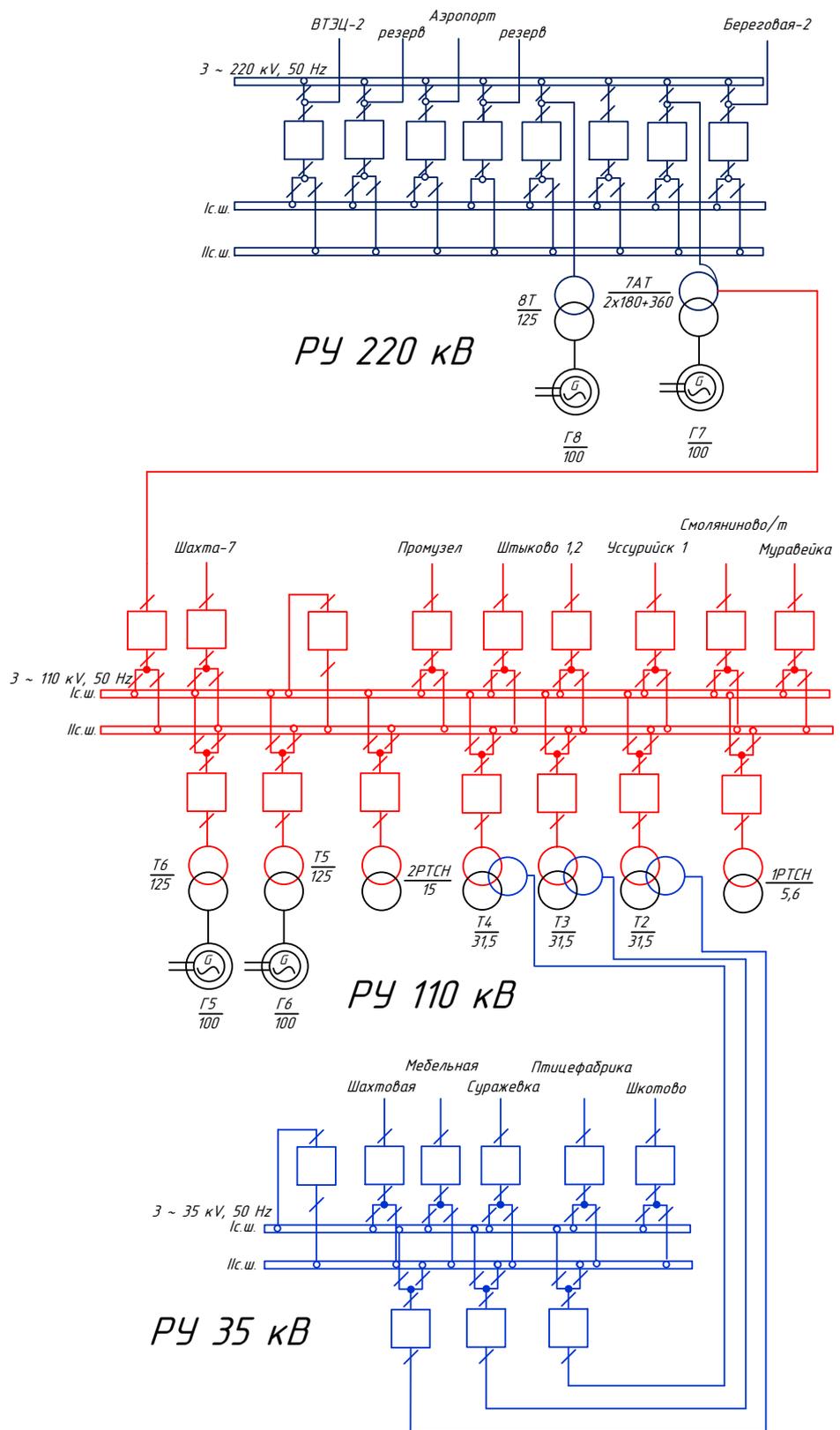


Рисунок 2 - Однолинейная схема Артемовской ТЭЦ

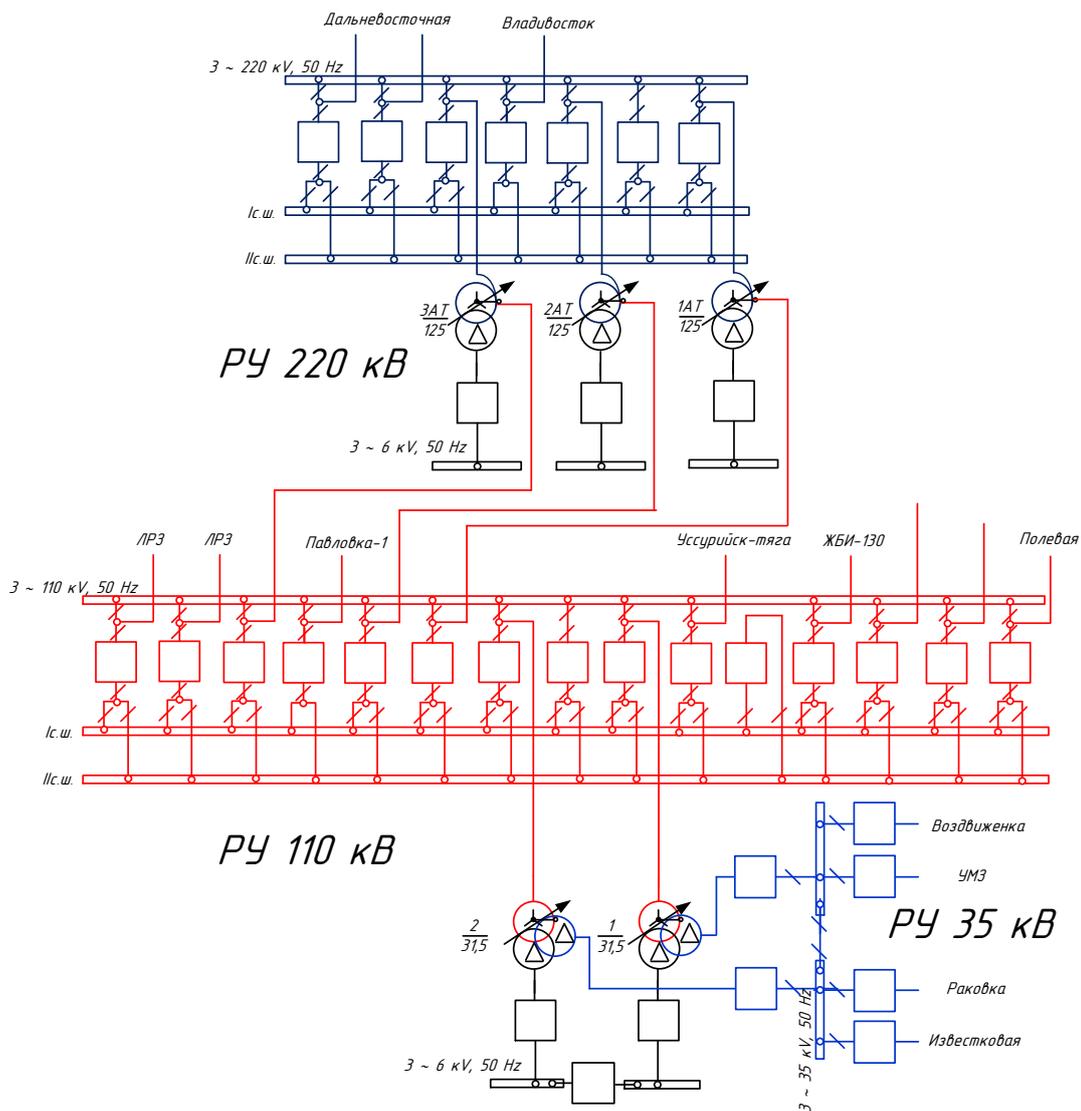


Рисунок 3 - Однолинейная схема ПС Уссурийск 2

ПС Уссурийск 2 осуществляет транзит мощности по двум ВЛ-220 кВ от ПС 500/220 кВ Дальневосточная на ПС 500/220/6 кВ Владивосток, балансовая принадлежность ПАО «ФСК ЕЭС», однолинейная схема ПС Уссурийск 2 показана на рисунке 3, характеристика схемы приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Схема электрических соединений ПС Уссурийск 2

Напряже- ние, кВ	Количество присоединений		Главная схема электри- ческих соединений	Трансформаторы
	в эксплуата- ции	в резерве		
1	2	3	4	5
220	3	-	Типовая 220-12 Одна рабочая секцио- нированная выключае- лем и обходная си- стемы шин	1АТ-АТДЦТН- 125000/220/10 2АТ-АТДЦТН- 125000/220/10 3АТ-АТДЦТН- 125000/220/10

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
110	8	-	Типовая 110-13Н Две рабочие и обходная система шин	1Т-ТДТН-31500/110/35/6 2Т-ТДТН-31500/110/35/6
35	4	-	Типовая 35-9 Одна рабочая секцио- нированная выключателем система шин	
6	20	2	6-1 Одна, секционирован- ная выключателями, си- стема шин	

В результате анализа источников питания южной части города Уссурийск делается вывод о возможности учёта источника питания шин 110 кВ ПС 220/110 кВ Уссурийск 2 как наиболее близко расположенного к ПС Уссурийск 1. При этом источник питания шины 110 кВ Артемовской ТЭЦ дополнительно возможно учитывать при увеличении нагрузки на ПС Уссурийск 1, но основное питание предусматривается от ПС Уссурийск 2, так как ПС Уссурийск 2 подключена в транзитную схему 220 кВ Приморского края, потери электроэнергии при транзите по напряжению 220 кВ в 4 раза меньше при аналогичном перетоке по линии 110 кВ от шин 110 кВ Артёмовской ТЭЦ протяженностью 60 км.

3.2 Характеристика схемы электроснабжения рассматриваемого района и ее анализ

Выполняется характеристика сетей и подстанций в районе подключения ПС Уссурийск 1. В данном районе используются номинальные напряжения – 220, 110, 35, 10, 6, 0,4 кВ. Выполняется анализ сетей 110-35 кВ.

Электрические сети 110 кВ Уссурийского района Приморского края выполнены проводами различных маркировок: АС - 70, АС - 95, АС - 120, АС - 150, АС – 185 и АС - 240.

Техническое переоснащение воздушных линий электропередачи, проводов, опор линий электропередачи и фундаментов опор линий электропередачи вследствие физического износа проводится исходя из условия пригодности к

дальнейшей безопасной эксплуатации с учетом проведения технического обслуживания.

ВЛ 110 кВ Уссурийского района Приморского края на металлических опорах без обслуживания допустимо эксплуатировать в течении 50 лет, ВЛ 110 кВ на железобетонных опорах без освидетельствования допустимо эксплуатировать в течении 40 лет с момента ввода в эксплуатацию. Характеристика ВЛ-110 кВ Уссурийского района Приморского края приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Характеристика ВЛ-110 кВ Уссурийского района Приморского края

Наименование ВЛ	Тип опор	Год ввода
Уссурийск-2-Междуречье	Металл, Ж/б	1976
УКФ-Междуречье	Металл	1976
Уссурийск-1-УКФ	Металл	1976
Уссурийск-2-Кожзавод-Уссурийск-тяговая	Металл, Ж/б	1956
Уссурийск-2-Гранит-Новоникольск-Промышленная	Металл, Ж/б	1975
Уссурийск-2-Михайловка-ЖБИ-130	Металл, Ж/б	1976
ЖБИ-130-Павловка-2	Металл, Ж/б	1975
Уссурийск-2-ЛРЗ -1	Металл, Ж/б	1980
Уссурийск-2-ЛРЗ -2	Металл, Ж/б	1980
Уссурийск-1-Тереховка	Металл	1959
Уссурийск-1-Кожзавод	Металл, Ж/б	1961
АТЭЦ-Уссурийск-1	Металл	1946
Уссурийск-1-Студгородок-3-Гранит-Промышленная	Металл, Ж/б	1957
Надежденск-тяговая-Уссурийск-тяговая	Металл	1962
Уссурийск-1-Мелькомбинат 35 кВ	Металл, Ж/б	1977
Мелькомбинат -Ново-Никольск 35 кВ	Металл, Ж/б	1977
Уссурийск-1-МЖК 35 кВ	Металл	1947
Уссурийск-1-Студгородок 35 кВ	Металл, Ж/б	1978
Уссурийск-1-Барановский полигон 35 кВ	Металл, Ж/б	1975
ВЛ 110 кВ Западная – Кипарисово – Раздольное-1	Металл	1958
ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная	Металл	1963
ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №1	Металл, Ж/б	1957
ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №2	Металл, Ж/б	1957

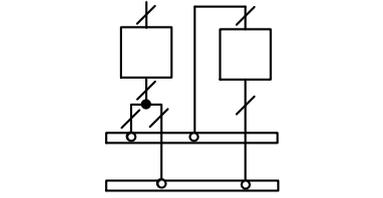
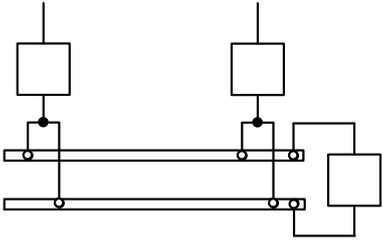
По данным таблицы 4 видно, что большинство ВЛ-35-110 кВ района с центром питания ПС Уссурийск 1 на железобетонных и металлических опорах требуют замены по результатам дефектовки:

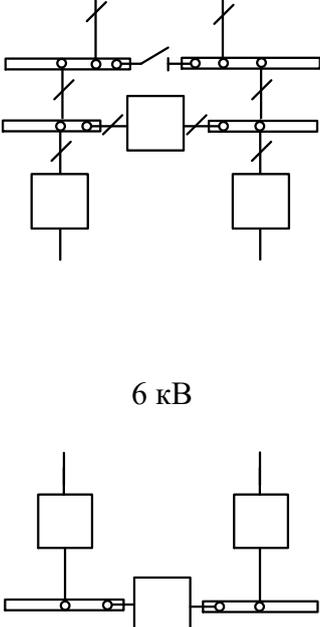
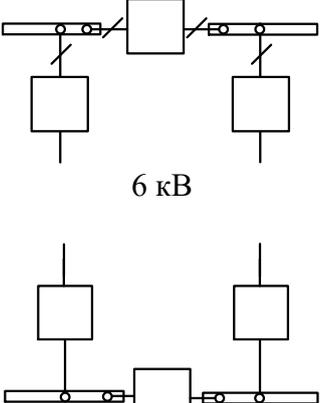
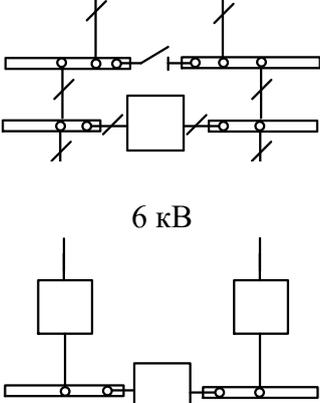
– ВЛ-35 кВ - Уссурийск-1-Барановский полигон, Уссурийск-1-Студгородок, Уссурийск-1-МЖК, Уссурийск-1-Мелькомбинат;

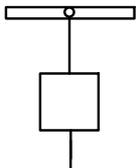
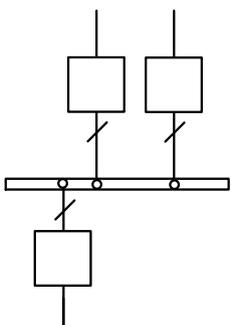
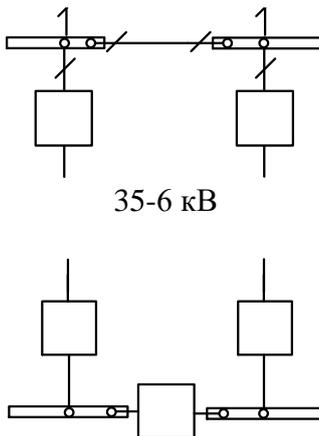
- ВЛ-110 кВ - Надежденск-тяговая-Уссурийск-тяговая, Уссурийск-1-Студгородок-3-Гранит-Промышленная, АТЭЦ-Уссурийск-1, Уссурийск-1-Кожзавод, Уссурийск-1-Тереховка, Уссурийск-1-УКФ, УКФ-Междуречье, Уссурийск-2-Междуречье, ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная, ВЛ 110 кВ Западная – Кипарисово – Раздольное-1, ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №1,2.

Далее необходимо проанализировать схемы распределительных устройств района расположения ПС Уссурийск 1, полученная информация позволит определить возможность расширения или реконструкции подстанций в районе проектирования. Типы схем распределительных устройств ПС подключенных к ПС Уссурийск 1 указаны в таблице 5.

Таблица 5 – Типы схем распределительных устройств подстанций

Подстанция	Тип при-соединения к сети	Схема РУ	Наименование схемы РУ
1	2	3	4
<p>ПС 110/35/6 кВ Уссурийск 1, Западная</p>	<p>узловая</p>	<p>110-35 кВ</p>  <p>6 кВ</p> 	<p>Типовая 110-13 Две рабочие системы шин Не типовая 35-9 Две рабочие, секционированные выключателем, системы шин</p> <p>Не типовая 6-1 Две рабочие, секционированные выключателем, системы шин</p>

1	2	3	4
<p>ПС 110/6 кВ УКФ, Надеж- динская-тяга, Междуречье</p>	<p>проходная</p>	<p>110 кВ</p>  <p>6 кВ</p>	<p>Типовая 110-5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ре- монтной перемычкой со сто- роны трансформаторов</p> <p>Типовая 6-1 Одна рабочая, секциониро- ванная выключателями, си- стема шин</p>
<p>ПС 110/6 кВ Уссурийск-тяга</p>	<p>проходная</p>	<p>110 кВ</p>  <p>6 кВ</p>	<p>Типовая 110-5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов</p> <p>Типовая 6-1 Одна рабочая, секциониро- ванная выключателями, си- стема шин</p>
<p>ПС 110/6 кВ Тереховка, 3</p>	<p>проходная</p>	<p>110 кВ</p>  <p>6 кВ</p>	<p>Не типовая 110-5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ре- монтной перемычкой со сто- роны трансформаторов на блоках отделитель - коротко- замыкатель</p> <p>Типовая 6-1 Одна рабочая, секциониро- ванная выключателями, си- стема шин</p>

1	2	3	4
ПС 110/6 кВ Раздольное 1, ПС 110/6 кВ ПС 35/6 кВ Студгородок	отпаечная	110 кВ 	Типовая 110-3Н Блок линия-трансформатор с выключателем
ПС 110/6 кВ Раздольное 2	проходная	110 кВ 	Типовая 110-6 Заход-выход
ПС 110/35/6 кВ Кожзавод ПС 110/6 кВ Гранит	проходная	110 кВ  35-6 кВ	Типовая 110-4Н Два блока с выключателями и неавтоматической перемыш- кой со стороны линий Типовая 35-9, 6-1 Одна рабочая, секциониро- ванная выключателем, си- стема шин

По данным таблицы 5 делается вывод о необходимости замены блоков от- делитель – короткозамыкатель на выключатели 110 кВ на ПС Тереховка, Меж- дуречье, 3 для повышения надёжности транзита мощности через РУВН этих под- станций.

3.3 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения рассматриваемого района города Уссурийск

Целесообразность реконструкции будет оцениваться по текущей нагрузке на электрические сети 110 кВ. Для этого выполняется анализ замерной информа- ции: загрузка трансформаторов на ПС и токовая нагрузка линий. Нагрузка транс-

форматоров задана показаниями амперметров на вводах ПС, в проекте используется информация по загрузке высокой стороны трансформаторов, что с учётом потерь мощности в нём позволяет в полной мере оценить текущую загрузку трансформаторов. Токовая нагрузка линий 110 кВ оценивается по показаниям амперметров на линейных ячейках ПС. Пересчитать токовую нагрузку вводов трансформатора при известном напряжении в момент замера токовой нагрузки можно по формуле полной мощности с учётом коэффициентов мощности, для ПС Уссурийск 1 Т1 – 31,5 МВА, Т2 – 40 МВА замерная мощность $P_{зам}$ в 1 час составляет:

$$P_{зам} = \sqrt{3} \cdot I_{зам} \cdot U_{зам} \cdot \cos \varphi, \quad (1)$$

$$P_{замТ1} = \sqrt{3} \cdot 47 \cdot 117 \cdot 0,95 = 9,04 \text{ МВт},$$

$$P_{замТ2} = \sqrt{3} \cdot 111 \cdot 117 \cdot 0,95 = 21,34 \text{ МВт},$$

где $I_{зам}$ - величина замерного тока на стороне ВН трансформатора, принимается максимальная величина из четырёхкратного замера в день максимальной нагрузки;

$U_{зам}$ - величина замерного напряжения на стороне ВН трансформатора в день максимальной нагрузки;

$\cos \varphi$ - коэффициент мощности в замерный час.

На основании данных контрольного замера определяется максимальная активная и реактивная нагрузка как наибольшее значение из замерных данных за 4 периода наблюдений в 1 час, 4 часа, 11 часов, 19 часов. Средняя мощность определяется как среднее из соответствующих значений за 4 периода наблюдений. Обработанные данные контрольного замера нагрузки подстанций на момент зимы 2019 года для рассматриваемого района города Уссурийск представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Данные контрольной замера по подстанциям Уссурийского района Приморского края

Наименование ПС	Дисп. номер тр-ра	Сном тр, МВА	P1час, МВт	Q1час, Мвар	P4час, МВт	Q4час, Мвар	P11час, МВт	Q11час, Мвар	P19час, МВт	Q19час, Мвар	Pмакс, МВт	Qмакс, Мвар	Pср, МВт	Qср, Мвар
Западная	T-1	40,0	29,67	9,75	28,76	9,45	32,13	10,56	32,22	10,59	32,22	10,59	30,70	10,09
Западная	T-2	40,0	16,86	5,54	17,03	5,60	19,78	6,50	19,49	6,41	19,78	6,50	18,29	6,01
Раздольное-1	T-1	16,0	5,00	1,36	5,00	1,36	5,07	1,38	5,50	1,50	5,50	1,50	5,14	1,40
Раздольное-2	T-1	16,0	1,00	0,27	1,00	0,27	1,00	0,27	1,00	0,27	1,00	0,27	1,00	0,27
Тереховка	T-1	6,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Тереховка	T-2	6,3	1,24	0,38	1,16	0,36	1,24	0,38	1,19	0,37	1,24	0,38	1,21	0,37
Гранит	T-1	16,0	3,83	1,32	3,92	1,36	6,01	2,08	6,85	2,37	6,85	2,37	5,15	1,78
Гранит	T-2	16,0	3,20	1,11	3,16	1,09	5,31	1,84	5,59	1,94	5,59	1,94	4,32	1,49
З	T-1	10,0	1,54	0,56	1,54	0,56	1,79	0,65	1,79	0,65	1,79	0,65	1,66	0,60
З	T-2	10,0	2,88	1,04	2,78	1,01	3,68	1,34	3,58	1,30	3,68	1,34	3,23	1,17
Кожзавод	T-1	40,0	9,30	3,06	9,14	3,01	5,38	1,77	9,21	3,03	9,30	3,06	8,26	2,71
Кожзавод	T-2	31,5	7,98	2,62	7,58	2,49	7,40	2,43	7,78	2,56	7,98	2,62	7,68	2,53
Междуречье	T-1	10,0	2,80	0,96	2,51	0,86	3,77	1,29	4,35	1,49	4,35	1,49	3,36	1,15
Междуречье	T-2	10,0	3,57	1,22	3,38	1,16	4,25	1,46	5,21	1,79	5,21	1,79	4,10	1,41
Студгородок	T-1	10,0	2,54	0,64	1,90	0,48	3,91	0,98	3,95	0,99	3,95	0,99	3,08	0,77
Студгородок	T-2	16,0	2,55	0,64	2,55	0,64	3,31	0,83	3,21	0,80	3,31	0,83	2,91	0,73
УКФ	T-1	25,0	6,15	1,67	5,20	1,41	6,46	1,76	5,71	1,55	6,46	1,76	5,88	1,60
УКФ	T-2	25,0	4,10	1,11	4,10	1,11	4,41	1,20	4,29	1,17	4,41	1,20	4,23	1,15
Уссурийск-1	T-1	31,5	9,04	2,97	8,46	2,78	11,05	3,63	11,99	3,94	11,99	3,94	10,14	3,33
Уссурийск-1	T-2	40,0	21,34	7,02	20,00	6,57	24,73	8,13	26,60	8,74	26,60	8,74	23,17	7,62
Барановский полигон	T-1	6,3	0,76	0,25	0,76	0,25	0,91	0,30	0,78	0,26	0,91	0,30	0,80	0,26
Барановский полигон	T-2	4,0	2,22	0,73	2,20	0,72	1,83	0,60	2,46	0,81	2,46	0,81	2,18	0,72
Мелькомбинат	T-1	6,3	1,17	0,42	1,07	0,39	1,17	0,42	1,27	0,46	1,27	0,46	1,17	0,42
Мелькомбинат	T-2	6,3	1,59	0,58	1,59	0,58	1,69	0,61	1,59	0,58	1,69	0,61	1,61	0,59

Загрузка Т1 и Т2 ПС Уссурийск 1 в нормальном и послеаварийном режимах:

$$K_{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{срТ1}}^2 + Q_{\text{срТ1}}^2}}{S_{\text{номТ1}}}, \quad (2)$$

$$K_{\text{послеав}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{срТ1}} + P_{\text{срТ2}})^2 + (Q_{\text{срТ1}} + Q_{\text{срТ2}})^2}}{S_{\text{номТ1/Т2}}},$$

$$K_{\text{нормТ1}} = \frac{\sqrt{10,14^2 + 3,33^2}}{31,5} = 0,34,$$

$$K_{\text{нормТ2}} = \frac{\sqrt{23,17^2 + 7,62^2}}{40} = 0,61,$$

$$K_{\text{послеавТ1}} = \frac{\sqrt{(10,14 + 23,17)^2 + (3,33 + 7,62)^2}}{31,5} = 1,11,$$

$$K_{\text{послеавТ2}} = \frac{\sqrt{(10,14 + 23,17)^2 + (3,33 + 7,62)^2}}{40} = 0,88.$$

Для остальных ПС расчёт выполняется аналогично, результаты показаны в таблице 7.

Таблица 7 – Загрузка ПС Уссурийского района Приморского края

Наименование ПС	Дисп. номер тр-ра	Sном тр, МВА	Pмакс, МВт	Qмакс, Мвар	Pср, МВт	Qср, Мвар	Kнорм	Kпослеав
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Западная	Т-1	40,0	32,22	10,59	30,70	10,09	0,81	1,29
Западная	Т-2	40,0	19,78	6,50	18,29	6,01	0,48	1,29
Раздольное-1	Т-1	16,0	5,50	1,50	5,14	1,40	0,33	0,40
Раздольное-2	Т-1	16,0	1,00	0,27	1,00	0,27	0,06	0,40

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тереховка	T-1	6,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20
Тереховка	T-2	6,3	1,24	0,38	1,21	0,37	0,20	0,20
Гранит	T-1	16,0	6,85	2,37	5,15	1,78	0,34	0,63
Гранит	T-2	16,0	5,59	1,94	4,32	1,49	0,29	0,63
З	T-1	10,0	1,79	0,65	1,66	0,60	0,18	0,52
З	T-2	10,0	3,68	1,34	3,23	1,17	0,34	0,52
Кожзавод	T-1	40,0	9,30	3,06	8,26	2,71	0,22	0,42
Кожзавод	T-2	31,5	7,98	2,62	7,68	2,53	0,26	0,53
Междуречье	T-1	10,0	4,35	1,49	3,36	1,15	0,35	0,79
Междуречье	T-2	10,0	5,21	1,79	4,10	1,41	0,43	0,79
Студгородок	T-1	10,0	3,95	0,99	3,08	0,77	0,32	0,62
Студгородок	T-2	16,0	3,31	0,83	2,91	0,73	0,19	0,39
УКФ	T-1	25,0	6,46	1,76	5,88	1,60	0,24	0,42
УКФ	T-2	25,0	4,41	1,20	4,23	1,15	0,18	0,42
Уссурийск-1	T-1	31,5	11,99	3,94	10,14	3,33	0,34	1,11
Уссурийск-1	T-2	40,0	26,60	8,74	23,17	7,62	0,61	0,88
Барановский полигон	T-1	6,3	0,91	0,30	0,80	0,26	0,13	0,50
Барановский полигон	T-2	4,0	2,46	0,81	2,18	0,72	0,57	0,79
Мелькомбинат	T-1	6,3	1,27	0,46	1,17	0,42	0,20	0,47
Мелькомбинат	T-2	6,3	1,69	0,61	1,61	0,59	0,27	0,47

По данным таблицы 7 делается вывод о недопустимой перегрузке T1 ПС Уссурийск 1 и T1 и T2 ПС Западная. Следует учитывать год выпуска трансформатора T1 ПС Уссурийск 1 - 1967, таким образом T1 в работе 53 года при продолжительности нормативного срока 30 лет. Средний срок службы трансформаторов электрических сетей оценивается значением 65-70 лет [36] и зависит от режима работы трансформатора, графика нагрузки, состояния активной части, масла. С учётом года выпуска трансформатора T1 ПС Уссурийск 1 и его ремонта, перегрузка на 11% в послеаварийном режиме может привести к существенному повреждению обмоток и изоляции, поэтому существует предварительная необходимость его замены на 40 МВА. Окончательная необходимость замены T1 ПС Уссурийск 1 будет подтверждена дельнейшими расчётами подключаемой нагрузки на ПС.

Подстанции с загрузкой менее 50% - Тереховка, Раздольное 1,2, Мелькомбинат, УКФ, Студгородок T2, Кожзавод T1. Для данных ПС характерна работа с

повышенными нагрузочными потерями (потери в меди) и для снижения потерь электроэнергии рекомендуется провести замену силовых трансформаторов для получения загрузки в пределах 0,5-0,75.

Анализ загруженности по току ВЛ-110 кВ Уссурийского района Приморского края выполняется также на основе данных контрольного замера 2019 года по Приморскому краю, таблица 8.

Таблица 8 – Загрузка ЛЭП 35-110 кВ Уссурийского района Приморского края

№ п/п	Наименование линии	U _{ном} , кВ	Марка провода, кабеля	Сечен. провод.	Допустимый ток по нагреву I _{доп} , А	Расчётный ток по линии I _p , А	Расчётная плотность тока j _p , А
1	2	3	4	5	7	8	9
2	Артемовская ТЭЦ - Западная - Кролевцы-Штыково №1	110	АС-150	150	450	190	1,27
3	Артемовская ТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №2	110	АС-150	150	450	186	1,24
4	Артемовская ТЭЦ - Уссурийск 1	110	М-95, АС-185, АС-240	95	422	190	2,00
5	Западная - Кипарисово - Раздольное 1	110	АС-120	120	375	104	0,90
6	Надеждинская/т - Западная	110	АС-150	150	422	47	0,31
8	Раздольное 1 - Раздольное 2	110	АС-120	120	375	67	0,56
1	Раздольное 2 - Тереховка	110	АС-120	120	300	70	0,58
2	Уссурийск 1 - Тереховка	110	АС-120	120	375	70	0,58
3	Уссурийск-2-Михайловка-ЖБИ-130	110	АСО 240	240	600	87,3	0,36
4	отп. Михайловка - ЖБИ	110	АСО 240	240	600	56,4	0,24
5	Уссурийск-2 - Междуречье	110	АС 240	240	600	377,4	1,57
6	Междуречье - УКФ	110	АС 240	240	600	327,9	1,37
7	УКФ- Уссурийск-1	110	АС 240	240	600	273	1,14
8	Уссурийск-Тяг - Надежд.-Тягов.	110	АС 150, АС-95	95	330	47	0,49
9	Уссурийск-2 - отп. Гранит	110	АС 150, АС120	120	375	89,4	0,75
10	отп. Гранит	110	АС 150, АС120	120	375	30	0,25
11	Уссурийск-1-Тереховка	110	АС 120	120	300	50	0,42

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8
12	Уссурийск-1-Кожзавод	110	АС 120	120	375	97	0,81
13	Уссурийск-1-отп.Студгородок	110	АС 120	120	375	92	0,77
14	отп.Студгородок	110	АС 120	120	375	17	0,14
15	отп.Студгородок- "З"	110	АС 120	120	375	46	0,38
16	отп."З"	110	АС 120	120	375	29	0,24
17	Гранит-"З"	110	АС 95	95	300	36,75	0,39
18	отп."З" -Промышленная	110	АС 120	120	375	32,35	0,27
19	Уссурийск-2-отп.Кожзавод	110	АС 95	95	330	177,2	1,87
20	отп.Кожзавод	110	АС 95	95	330	177,2	1,87
21	отп.Кожзавод-Уссур.-Тяговая	110	АС 95	95	330	177,2	1,87
22	Уссурийск-1-Студгородок	35	АС-150	150	450	65	0,43
23	Уссурийск-1-Барановский Полигон	35	АС-120, АС-95	95	330	43	0,45
24	Уссурийск-1-Мелькомбинат-Н-Ник.	35	АС-120	120	375	162	1,35
25	Уссурийск-1-МЖК	35	АС-95	95	330	145	1,53
26	Уссурийск-2-Полевая	110	АС 95	95	330	186	1,96

Из таблицы 8 видно, что следующие линии 110 кВ наиболее загружены в нормальном режиме: Артемовская ТЭЦ - Уссурийск 1 (190 А при допустимых 422 А), Уссурийск 2 - Междуречье (377 А при допустимых 600 А), Междуречье - УКФ (328 А при допустимых 600 А), участок ВЛ Уссурийск-тяга – Кожзавод (177 А при допустимых 330 А), участок ВЛ Уссурийск 2 – Полевая (186 А при допустимых 330 А),

Вывод – целесообразность реконструкции воздушных линий из-за превышения допустимого тока по нагреву отсутствует. Превышение допустимой плотности тока для линий Уссурийск-2-Полевая, Кожзавод-Уссурийск-Тяговая, Уссурийск-2 - Междуречье, Междуречье - УКФ, Артемовская ТЭЦ - Уссурийск 1 указывает на повышение токовой нагрузки данных ВЛ в период контрольного замера. В данной ВКР уделяется внимание необходимости замены Т-1 на ПС Уссурийск-1, что будет рассчитано далее.

4 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

4.1 Расчет электрических нагрузок вновь вводимых электроприемников

Под вновь вводимыми электроприемниками понимается нагрузка жилых и коммунально-бытовых зданий предусмотренных к постройке до 2025 года. Информация для выполнения данного раздела получена на сайте Администрации города Уссурийск [10]. Данная информация содержит карту функциональных зон городского округа Уссурийск и, выполнив её анализ, получаем данные для расчёта нагрузки жилых и коммунально-бытовых зданий. Генеральный план Уссурийского городского округа учитывает перспективы развития сети населенных пунктов, систем общественного обслуживания и массового отдыха населения на основе намечаемого развития хозяйства и расчетной численности населения, выявление природных, экономических и трудовых ресурсов, а также возможностей их рационального использования. Среди разработанных в генеральном плане предложений по развитию новых селитебных жилых территорий многоэтажной застройки города Уссурийск с целью формирования современного архитектурного облика города в районе Владивостокского шоссе от улицы Столетова до улицы Стаханова выделены участки под многоэтажную застройку, рисунок 4.

Таким образом, выделяются участки в количестве 5 шт различной площади застройки и конфигурации. ПС Уссурийск 1 находится в центре территориального расположения участков многоэтажной застройки. Участки застройки на рисунке 1 выделены красным цветом и по границе обозначены штриховой линией. Транспортная доступность в пределах Владивостокского шоссе позволяет обеспечить доставку КТП непосредственно в район застройки. Наличие объездных дорог поблизости от района проектирования позволяет организовать работы по прокладке кабелей распределительной сети 6/10 кВ через Владивостокское шоссе для питания новых районов застройки. ПС Студгородок 110/35/6 кВ осуществляет резервирование потребителей распределительных сетей 6 кВ ПС Уссурийск 1 в случае её отключения.

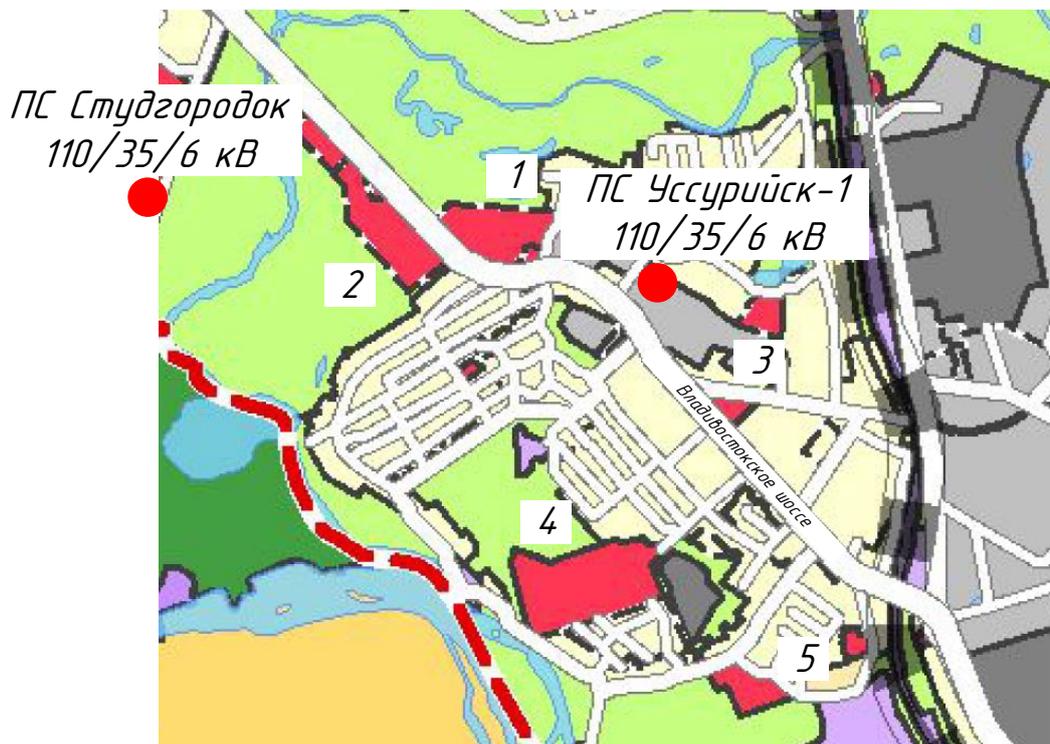


Рисунок 4 – План застройки района города Уссурийск вблизи ПС 110/35/6 кВ «Уссурийск 1»

Подробный расчёт электрической нагрузки района застройки №3 выполняется по [7]. Определим расчетные нагрузки жилых зданий на примере дома №1.

Число квартир:

$$n=70;$$

$P_{кв.уд.}$ определяем по таблице 1.1 [7] методом интерполяции:

$$P_{кв.уд.}=1,65 \text{ кВт/кв.}$$

Определим мощность квартир на весь дом:

$$P_{кв}=P_{кв.уд.} \cdot n, \tag{3}$$

$$P_{кв}=1,65 \cdot 70=115,5 \text{ кВт}$$

Силовая нагрузка жилого дома находится для лифтовых установок, без учёта нагрузки насосов водоснабжения, так как особенностью подключения новых районов застройки является подключение насосов водоснабжения к насосным станциям первого и второго подъёма воды МУП «Уссурийск-Электросеть».

Определим мощность лифтовых установок:

$$P_{р.л.} = P_{л.} \cdot n \cdot K_c, \quad (4)$$

где $P_{л.}$ – мощность одного лифта из исходных данных;

n – количество лифтов;

K_c – коэффициент спроса лифтов по таблице 1.2 РД 34.20.185-94,

$K_c=0,8$;

$$P_{р.л.} = 5 \cdot 2 \cdot 0,8 = 8 \text{ кВт}$$

Найдем расчетную электрическую нагрузку жилого дома (квартир и силовых приемников) $P_{р.ж.д.}$, она определяется по формуле:

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв.} + K_y \cdot P_{р.л.}, \quad (5)$$

где $P_{кв.}$ – расчетная мощность квартир в доме;

K_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых приемников,

$K_y=0,9$;

$P_{р.л.}$ – расчетная нагрузка лифтов;

$$P_{р.ж.д.} = 115,5 + 0,9 \cdot 8 = 122,7 \text{ кВт}$$

Определение расчетной реактивной нагрузки жилого дома:

$$Q_{p.ж.д.} = P_{кв} \cdot \operatorname{tg}(\varphi)_{кв} + K_y \cdot P_{p.л.} \cdot \operatorname{tg}(\varphi)_c, \quad (6)$$

где $\operatorname{tg}(\varphi)_{кв} = 0,2$ по таблице 1.4 РД 34.20.185-94;

$K_y = 0,9$ - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых приемников;

$P_{p.л.}$ – расчетная нагрузка лифтов;

$\operatorname{tg}(\varphi)_c = 1,17$ по таблице 1.4 РД 34.20.185-94;

$$Q_{p.ж.д.} = 115,5 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 8 \cdot 1,17 = 31,524 \text{ кВАр}$$

Полная нагрузка жилого дома 1 равна:

$$S_{p.ж.д.} = \sqrt{P_{p.ж.д.}^2 + Q_{p.ж.д.}^2}; \quad (7)$$

$$S_{p.ж.д.} = \sqrt{122,7^2 + 31,524^2} = 126,68 \text{ кВА.}$$

Определим нагрузку общественного здания:

$$P_{p.м.общ.} = P_{уд.} \cdot S,$$

где $P_{уд.}$ – удельная расчетная нагрузка, кВт/м, приведена в таблице 1.5 РД 34.20.185-94, $P_{уд.} = 0,25 \text{ кВт/м}^2$

$$S \text{ – площадь магазина} = 384 \text{ м}^2$$

$$P_{p.м.общ.} = 0,25 \cdot 384 = 96 \text{ кВт.}$$

Для остальных домов расчет аналогичен, поэтому остальные вычисления сведем в таблицу 9. План района №3 представлен на рисунке 5.

Таблица 9 - Определение расчетных нагрузок района застройки №3

Наименование объ-екта	№ по генплану	Число квартир	Ркв.уд, кВт/кв	Ркв, кВт	Число лифтов	Р лифта, кВт	Кс ⁰	Рр.л, кВт	Рр.ж.д, кВт	tgφ кв	Qкв, квар	tgφ лифта	Qлиф, квар	Qр.ж.д, квар	Скв, кВА
Двухсекционные жилые дома	1	70	1,65	115,5	2	5	0,8	8	122,7	0,2	23,1	1,17	9,36	31,52	126,68
	2	71	1,645	116,8	2	5	0,8	8	124	0,2	23,36	1,17	9,36	31,78	128
	3	71	1,645	116,8	2	5	0,8	8	124	0,2	23,36	1,17	9,36	31,78	128
Четырехсекционные жилые дома	4А	80	1,6	128	8	8	0,5	32	156,8	0,2	25,6	1,17	37,44	59,3	167,64
	4Б	80	1,6	128	8	8	0,5	32	156,8	0,2	25,6	1,17	37,44	59,3	167,64
	4В	80	1,6	128	8	8	0,5	32	156,8	0,2	25,6	1,17	37,44	59,3	167,64
Суммарные значения по жилым домам		452	1,62	733,1	30	39	0,65	120	841,1	0,2	146,62	1,17	140,43	273	885,6
		Рр.м.уд, кВт/м ²							Рр.м, кВт	tgφ м				Qр.м, квар	Sm, кВА
Продовольственный магазин с кондиционированием воздуха площадью 384 м ²	14	0,25							96	0,75				72	120

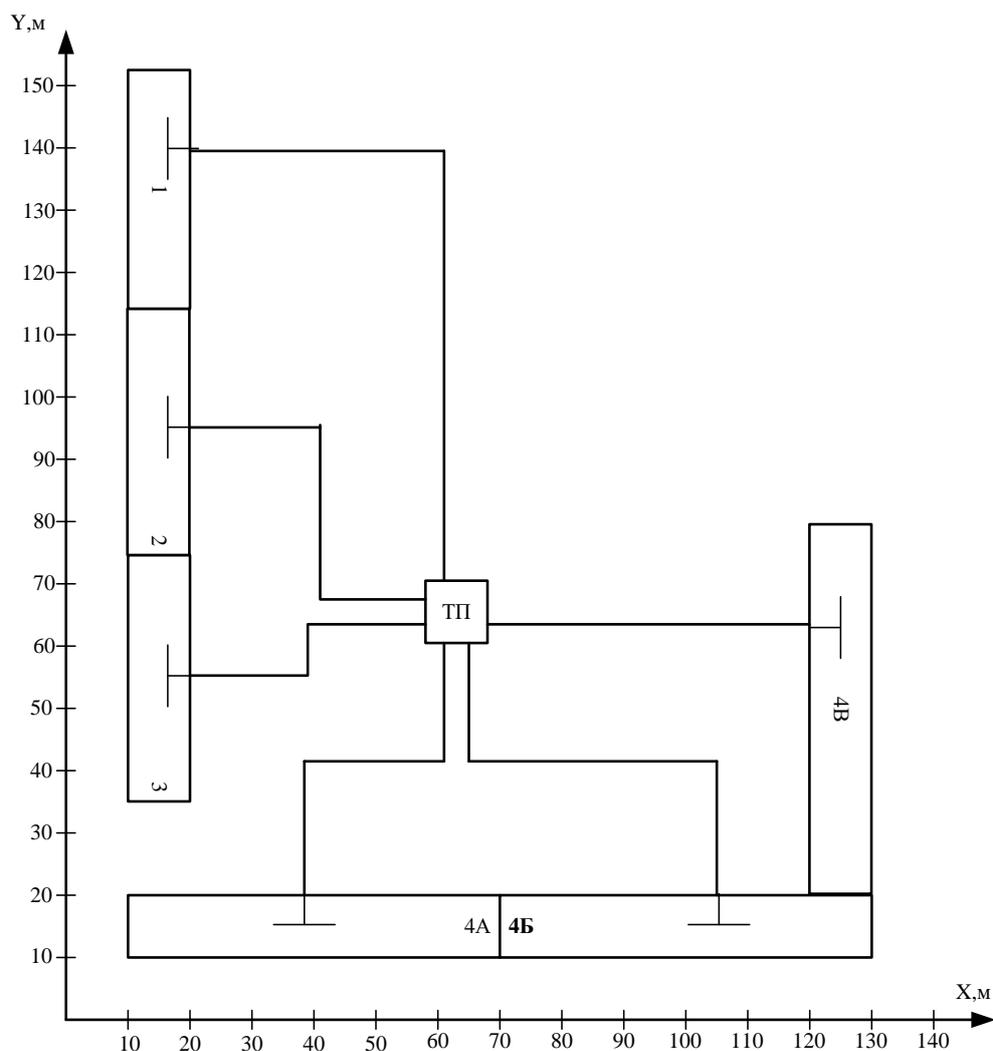


Рисунок 5 – План застройки района №3 города Уссурийск

4.2 Расчет электрических нагрузок новых ТП

По данным таблицы 1 проводится расчёт мощности квартир в совокупности подключаемых к шинам проектируемой ТП:

Определим мощность квартир на ТП:

$$P_{кв} = 1,62 \cdot 452 = 733,1 \text{ кВт.}$$

Определим мощность лифтовых установок:

$$P_{р.л.} = (6 \cdot 5 + 24 \cdot 8) \cdot 0,65 = 120 \text{ кВт.}$$

Определим мощность на шинах ТП с учётом магазина:

$$P_{p.ТП.} = 733,1 + 0,9 \cdot 120 + 96 = 913,1 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.ТП.} = 733,1 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 120 \cdot 1,17 + 0,75 \cdot 96 = 345 \text{ кВАр}.$$

Полная нагрузка ТП равна:

$$S_{ТП} = \sqrt{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2};$$

$$S_{ТП} = \sqrt{913,1^2 + 345^2} = 976 \text{ кВА}.$$

Нагрузка ТП на стороне 0,4 кВ для подключения потребителей остальных районов новой застройки определяется по укрупненным расчётным нагрузкам на стороне 0,4 кВ по РД 34.20.185-94. Количество и номер ТП принимается исходя из количества районов застройки – 5. Укрупненные нагрузки общественных зданий застройки микрорайонов учитывают долю продовольственных и непродовольственных магазинов, кафе, столовых, ресторанов и иных комбинатов общественного питания, дошкольные учреждения, школы, предприятия коммунального обслуживания, конторы и иные управления и учреждения в соответствии со СНиП по архитектурной нормативной планировке и застройке городов, с учётом размещения объектов автотранспортного сервиса таких как парковки наземные и подземные, индивидуальные гаражи для хранения автомашин.

Укрупненная расчетная электрическая нагрузка района №1 $P_{p.МР}$, кВт, приведенная к шинам 0,4 кВ ТП, определяется по формуле:

$$P_{p.МР} = (P_{p.ж.зд.уд} + P_{общ.зд.уд}) \cdot S \cdot 10^{-3};$$

$$P_{p.МР} = (126500 \cdot 17,8 \cdot 1,3 + 63250 \cdot 6) \cdot 10^{-3} = 3307 \text{ кВт};$$

$$Q_{P.MP} = P_{P.MP} \cdot \operatorname{tg}(\varphi);$$

$$Q_{P.MP} = 3307 \cdot 0,29 = 959 \text{ кВар};$$

где $P_{\text{Общ.зд.уд}}$ -удельная нагрузка общественных зданий, принимаемая 6 Вт/м²;

$P_{\text{Р.ж.зд.уд}}$ -удельная нагрузка жилых зданий, принимаемая для домов более 5 этажей с учетом повышающего коэффициента 1,3 на квартиры увеличенной площади, 17,8 Вт/м²;

S – общая площадь жилых или общественных зданий района соответственно, м².

$\operatorname{tg}(\varphi)_c$ – коэффициент реактивной мощности, принимается 0.29 по таблице 2.1.5 РД 34.20.185-94.

Полная нагрузка района равна:

$$S_{P.MP} = \sqrt{P_{P.MP}^2 + Q_{P.MP}^2},$$

$$S_{P.MP} = \sqrt{3307^2 + 959^2} = 3443 \text{ кВА}.$$

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП, ВЫБОР ТИПА ТП, ИХ КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ

Мощность трансформаторов, принимаемых к установке на ТП-1, должна удовлетворять условию:

$$\sum S_{н.тр.} \geq \sum S_{р.тп.},$$

$$2 \times 1600 \geq 3443/2 \text{ кВА},$$

$$3200 \geq 1721 \text{ кВА}.$$

Целесообразно разделить нагрузку района №1 на 2 ТП с общим количеством трансформаторов 4 шт.

Коэффициент загрузки трансформатора в каждой ТП K_z , определяется по формуле:

$$K_{z \text{ норм}} = (S_{р.тп.}) / (N \cdot S_{н.тп.}),$$

$$K_{z \text{ послеав}} = (S_{р.тп.}) / ((N-1) \cdot S_{н.тп.}),$$

$$K_{z \text{ норм}} = (1721) / (2 \cdot 1600) = 0,54,$$

$$K_{z \text{ послеав}} = (1721) / ((2-1) \cdot 1600) = 1,08,$$

где N – количество трансформаторов, для потребителей 2 и 3 категории по надежности электроснабжения для высотной застройки крупного города принимается 2 трансформатора.

Т.к. $K_{z \text{ норм}}$ не превышает 1, а $K_{z \text{ послеав}}$ не превышает предела 1,4- 1,5, считается, что трансформаторы выбраны верно, [5].

Для электроснабжения рассчитываемых районов выбрано 5 КТП с трансформаторами ТСЗ мощностью 1000-1600 кВа, таблица 10.

Таблица 10 – Выбор мощности трансформаторов КТП для новых потребителей города Уссурийск

№ района (КТП)	площадь жилой застройки, м ²	площадь общественных зданий, м ²	P _{p.мр} , кВт	Q _{p.мр} , кВар	S _{p.мр} , кВа	S _{тр н} , кВа	K _{з норм}	K _{з послев}
1	126500	63250	3307	959	3443	4x1600	0,54	1,08
2	118575	47430	3028	878	3153	4x1600	0,5	1,0
3			913	345	976	2x1000	0,5	1,0
4	140225	42067,5	3497	1014	3641	4x1600	0,57	1,14
5	105300	42120	2689	780	2800	4x1000	0,70	1,40

Суммарная нагрузка, подключаемая к шинам 6 кВ ПС Уссурийск-1 на ближайшую перспективу, определяется методом коэффициента совмещения максимумов по формулам:

$$P_p = \kappa_M \cdot \sum P_{ТП} ; \quad (8)$$

$$P_p = 0,8 \cdot (3307 + 3028 + 913 + 3497 + 2689) = 10748 \text{ кВт};$$

$$Q_p = \kappa_M \cdot \sum Q_{ТП} ; \quad (9)$$

$$Q_p = 0,8 \cdot (959 + 878 + 345 + 1014 + 780) = 3117 \text{ кВар},$$

где κ_M - коэффициент совмещения максимумов, 0,8 при количестве питаемых ТП 9 шт., определяется по таблице 52.9 [34].

«Для проектируемого района целесообразно использовать трансформаторные подстанции типа КТП закрытого типа, предназначенные для электроснабжения потребителей. КТП соответствуют требованиям безопасности, легкого доступа в помещение КТП для обслуживания электрооборудования и защищены от

неблагоприятных погодных явлений в условиях морского климата города Уссурийск. Применяются комплектные трансформаторные подстанции городского типа КТПН1-2х1000/6/0,4 П КВ УХЛ1 для умеренного (У) и умеренного холодного (УХЛ) климата и категории размещения 1 по ГОСТ 15150, рисунок 6, таблица 11».

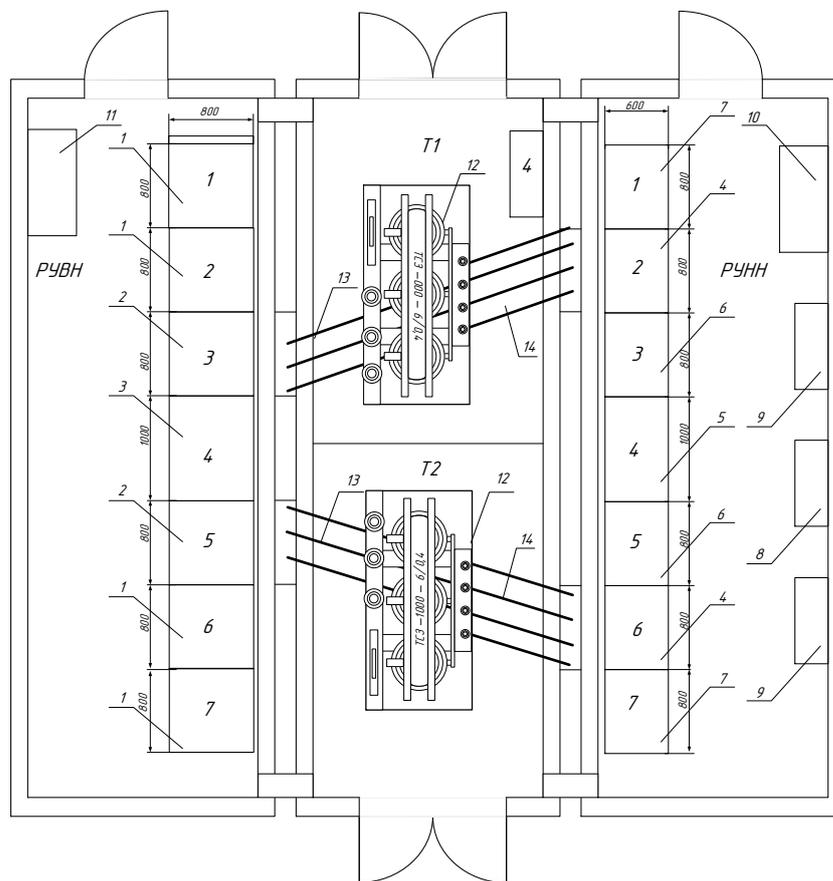


Рисунок 6 – Компоновка КТПН1-2х1000/6/0,4 П КВ УХЛ1

Таблица 11– Обозначение компоновки КТПН1-2х1000/6/0,4 П КВ УХЛ1

Позиция	Наименование	Примечание
1	КСО-10-Э1 «Аврора»	Вводная ячейка
2	КСО-10-Э1 «Аврора»	Шинная ячейка
3	КСО-10-Э1 «Аврора»	Секционная ячейка
4	Щ20-42 УЗ	Шинная ячейка
5	Щ20-72 УЗ	Секционная ячейка
6	Щ20-08.01 УЗ	Распределительная ячейка
7	Щ20-08.11 УЗ	Вводная ячейка
8	Панель учета Щ20-96 УЗ	
9	Панель АВР Щ20-90 УЗ	
10	Ящик собственных нужд 1	
11	Ящик собственных нужд 2	
12	Трансформатор силовой	ТСЗ-400-1600/6/0,4
13	Мост шинный 10 кВ	
14	Мост шинный 0,4 кВ	

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ТП

Для определения центра электрических нагрузок располагаем на координатной плоскости схему генерального плана района города Уссурийск, рисунок 3. Составляется таблица 3 для расчёта центра электрических нагрузок.

Таблица 12 – Определение центра электрических нагрузок

Объект	X _i	Y _i	P _i с учетом лифта, кВт	P _i * X _i	P _i * Y _i
1	15	140	122,7	1840,5	17178
2	15	95	124	1860	11780
3	15	55	124	1860	6820
4А	35	15	156,8	5488	2352
4Б	105	15	156,8	16464	2352
4В	125	55	156,8	19600	8624
4Г	125	125	96	12000	12000
Суммарная			937,1	59112,5	61106

Определяем центр электрических нагрузок района №3:

$$x_0 = \frac{\sum P_i \cdot x_i}{\sum P_i},$$

$$y_0 = \frac{\sum P_i \cdot y_i}{\sum P_i},$$

По найденным координатам $x_0 = 63$, $y_0 = 65$ устанавливаем ТП, рисунок 2. По рисунку 2 видно, что ТП в районе №3 устанавливается в центре проектируемого района. Остальные ТП устанавливаются аналогично в центре района располагаемой жилой застройки для обеспечения подключения потребителей жилых и общественных зданий.

7 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

7.1 Разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения ПС Уссурийск 1 при реконструкции и их анализ

Необходимости подключения дополнительных ВЛ 110 кВ к ПС Уссурийск 1 в ходе анализа загрузки ВЛ 110 кВ района проектирования не установлено. Также учитывается, что ПС Уссурийск 1 является узловой по стороне 110 кВ, количество отходящих присоединений ВЛ 110 кВ не планируется увеличивать во избежание существенных затрат на реконструкцию ПС Уссурийск 1. Основное направление реконструкции ПС Уссурийск 1 – увеличение мощности силового трансформатора Т1 мощностью 31,5 МВА до 40 МВА путём его замены.

На основании расчётов вновь подключаемой нагрузки по стороне 6 кВ ПС Уссурийск 1 величина нагрузки составляет $P_{дон}=10,748$ МВт, $Q_{дон}=3,117$ МВар.

При данной величине нагрузки загрузка силовых трансформаторов на ПС Уссурийск 1 составит:

$$K_{норм} = \frac{\sqrt{(P_{срТ1} + P_{дон})^2 + (Q_{срТ1} + Q_{дон})^2}}{S_{нормТ1}}, \quad (10)$$

$$K_{послев} = \frac{\sqrt{(P_{срТ1} + P_{срТ2} + P_{дон})^2 + (Q_{срТ1} + Q_{срТ2} + Q_{дон})^2}}{S_{нормТ1/Т2}}, \quad (11)$$

$$K_{нормТ1} = \frac{\sqrt{(10,14 + 10,748 \cdot 0,5)^2 + (3,33 + 3,117 \cdot 0,5)^2}}{31,5} = 0,52,$$

$$K_{нормТ2} = \frac{\sqrt{(23,17 + 10,748 \cdot 0,5)^2 + (7,62 + 3,117 \cdot 0,5)^2}}{40} = 0,75,$$

$$K_{\text{послеавТ1}} = \frac{\sqrt{(10,14 + 23,17 + 10,748)^2 + (3,33 + 7,62 + 3,117)^2}}{31,5} = 1,47,$$

$$K_{\text{послеавТ2}} = \frac{\sqrt{(10,14 + 23,17 + 10,746)^2 + (3,33 + 7,62 + 3,117)^2}}{40} = 1,16.$$

В результате расчётов видно, что в нормальном режиме подключение дополнительной нагрузки к ПС Уссурийск 1 не влияет на оптимальную загрузку силовых трансформаторов, но в послеаварийном режиме для Т1 имеет место недопустимая перегрузка на 7%.

Разработка вариантов внешнего электроснабжения ПС Уссурийск 1 проводится с позиции необходимости резервирования распределительных сетей 6 кВ застраиваемых районов. При этом, ближайшим резервным центром питания является ПС Студгородок 110/35/6 кВ. С точки зрения резервирования потребителей 1 и 2 категории по надёжности и бесперебойности электроснабжения ПС Студгородок соответствует только для потребителей, подключенных к Т2, так как Т1 на напряжение 35/6 кВ подключен по радиальной ВЛ 35 кВ от ПС Уссурийск 1 и при отключении ПС Уссурийск 1 только Т2 110/6 кВ имеет подключение по ВЛ 110 кВ от ПС Уссурийск 2. Схему подключения ПС Студгородок при реконструкции внешнего электроснабжения предлагается изменить.

Нагрузку ПС Студгородок при условии резервирования до 50% потребителей 1 и 2 категории (50% вводимой нагрузки относятся к 3 категории по надёжности) вновь вводимой нагрузки на ПС Уссурийск 1:

$$K_{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{срТ1}} + 0,5 \cdot P_{\text{дон}})^2 + (Q_{\text{срТ1}} + 0,5 \cdot Q_{\text{дон}})^2}}{S_{\text{номТ1}}},$$

$$K_{\text{послеав}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{срТ1}} + P_{\text{срТ2}} + 0,5 \cdot P_{\text{дон}})^2 + (Q_{\text{срТ1}} + Q_{\text{срТ2}} + 0,5 \cdot Q_{\text{дон}})^2}}{S_{\text{номТ1/Т2}}},$$

$$K_{\text{нормТ1}} = \frac{\sqrt{(3,08 + 0,5 \cdot 10,748)^2 + (0,77 + 0,5 \cdot 3,117)^2}}{10} = 0,88,$$

$$K_{\text{нормТ2}} = \frac{\sqrt{(2,91 + 0,5 \cdot 10,748)^2 + (0,73 + 0,5 \cdot 3,117)^2}}{16} = 0,54,$$

$$K_{\text{послеТ1}} = \frac{\sqrt{(3,08 + 2,91 + 0,5 \cdot 10,748)^2 + (0,77 + 0,73 + 0,5 \cdot 3,117)^2}}{10} = 1,74,$$

$$K_{\text{послеТ2}} = \frac{\sqrt{(3,08 + 2,91 + 0,5 \cdot 10,748)^2 + (0,77 + 0,73 + 0,5 \cdot 3,117)^2}}{16} = 1,08.$$

Из расчётов следует, что Т1 35/6 кВ на ПС Студгородок при её модернизации для включения в транзитную схему на напряжении 110 кВ целесообразно заменить на трансформатор 16 МВА 110/6 кВ.

Так как ближайший центр питания к ПС Уссурийск 1 ПС Студгородок, то резервирование распределительных сетей 6 кВ планируемого района электроснабжения будет проводится от шин 6 кВ ПС Студгородок. Таким образом следует предусмотреть возможность замены силовых трансформаторов на ПС Студгородок и проверить их загрузку с учетом резервирования по стороне НН потребителей ПС Уссурийск 1.

Ожидаемая загрузка ПС Студгородок создаёт предпосылку для её перевода с напряжения 110-35 кВ на напряжение 110 кВ с изменением схемы её включения с отпаечной на магистральную по двум из вариантов:

1 – Врезка в магистраль Уссурийск 1 – Студгородок – 3 – Гранит - Уссурийск 2

2 – Врезка в магистраль Уссурийск 1 – Тереховка – Раздольное 2 – Раздольное 1 – Западная – Артемовская ТЭЦ

На рисунках 7-8 представлена карта-схема и однолинейная схема реконструкции схемы 35-110 кВ с центром питания ПС Уссурийск-1 по варианту №1.

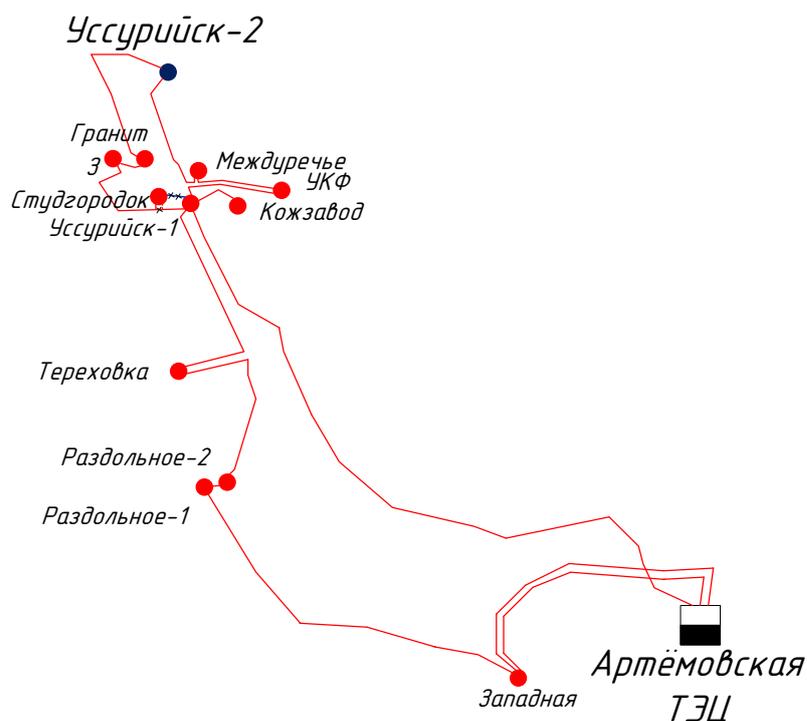


Рисунок 7 – Вариант №1 реконструкции схемы 35-110 кВ города Уссурийск

Врезка в сеть 110 кВ ПС Студгородок по первому варианту приводит к:

- разгрузке ВЛ-110 кВ Уссурийск 2 – Полевая;
- переключению ПС Новоникольск 110/35/6 кВ на электроснабжение по стороне 110 кВ от ПС Промышленная 110/6 кВ;
- необходимости модернизации РУВН ПС 3 в части установки вводных выключателей 110 кВ;
- необходимости модернизации РУВН ПС Гранит в части установки выключателя 110 кВ в перемычке;
- необходимости модернизации РУВН ПС Студгородок в части строительства захода КЛ-110 кВ 0,2 км, установки трансформатора 110/6 кВ 16 МВА, строительству ОРУ-110 кВ по схеме «мостик», докомпоновки ОРУ-110 кВ выключателями 110 кВ 2 шт.

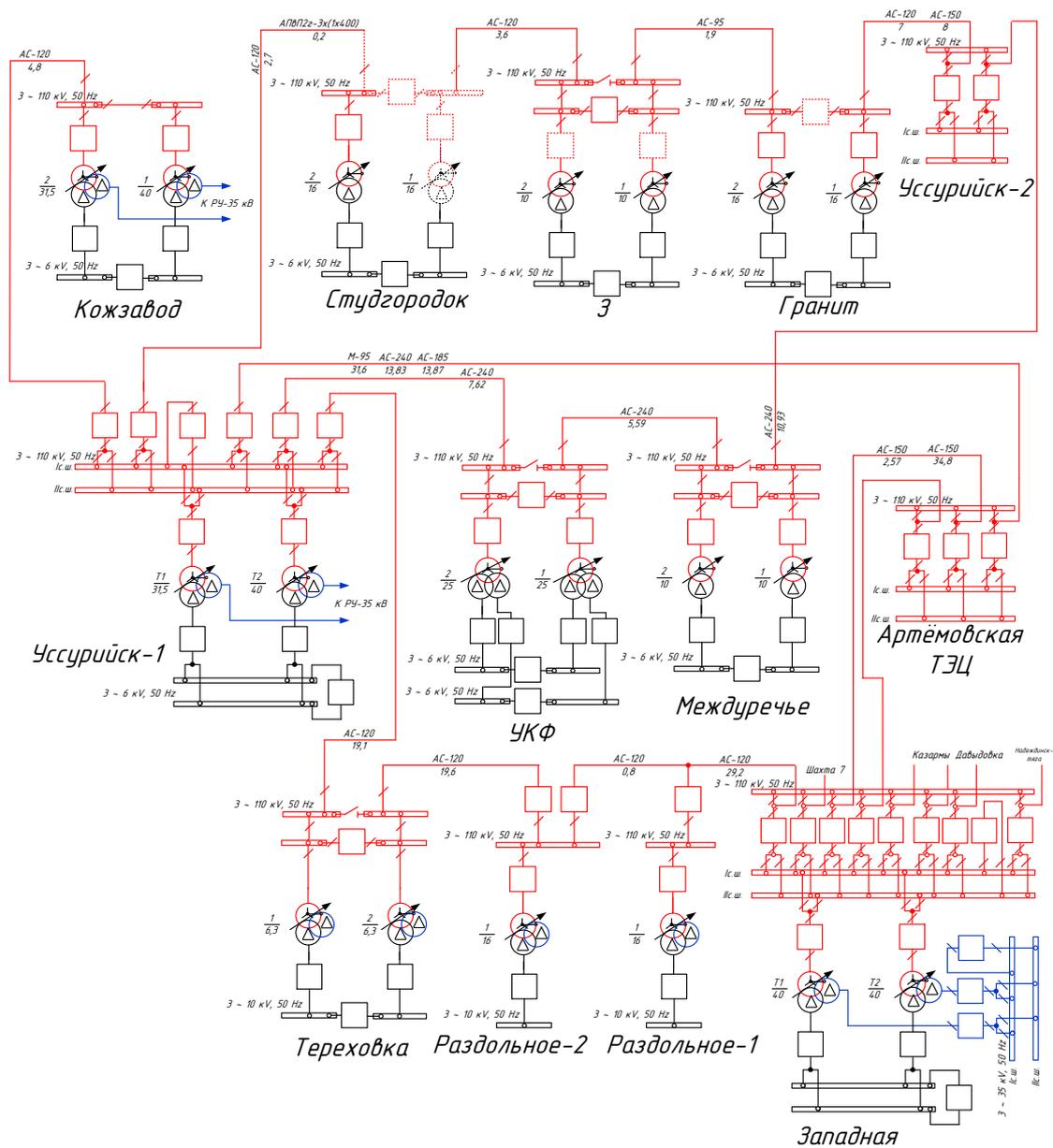


Рисунок 8– Однолинейная схема варианта №1

На рисунках 9-10 представлена карта-схема и однолинейная схема реконструкции схемы 35-110 кВ с центром питания ПС Уссурийск-1 по варианту №1.

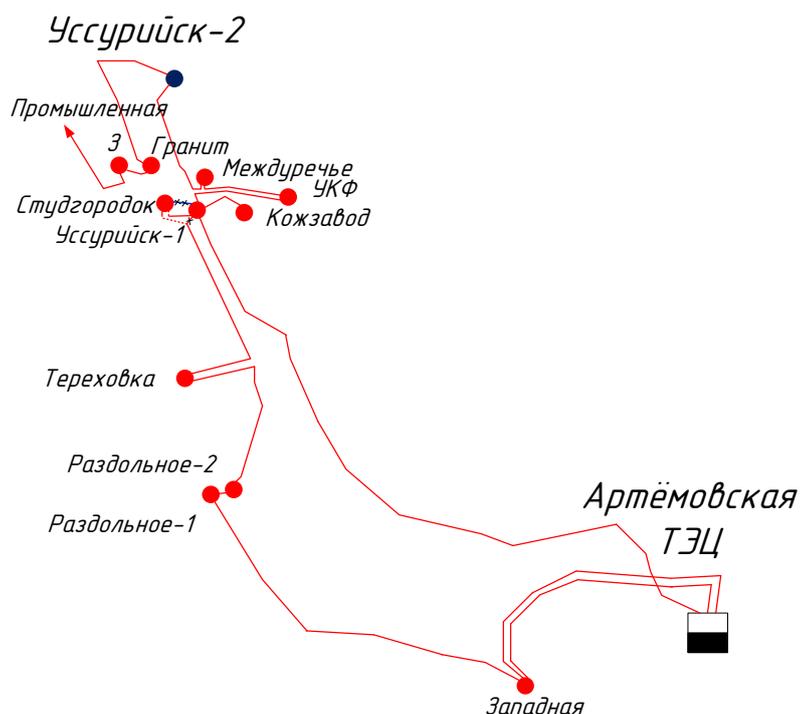


Рисунок 9 – Вариант №2 реконструкции схемы 35-110 кВ города Уссурийск

Врезка в сеть 110 кВ ПС Студгородок по второму варианту приводит к:

- появлению резервной линейной ячейки в ОРУ-110 кВ ПС Уссурийск 1;
- разгрузке ВЛ-110 кВ Уссурийск 2 – Полевая;
- переключению ПС Р 110/6 кВ на электроснабжение по стороне 110 кВ от

ПС Промышленная 110/6 кВ;

- необходимости модернизации РУВН ПС Студгородок в части строительства заходов КЛ-110 кВ 2,4 км, установки трансформатора 110/6 кВ 16 МВА, строительству ОРУ-110 кВ по схеме «мостик», докомпоновки ОРУ-110 кВ выключателями 110 кВ 2 шт.;

- необходимости модернизации РУВН ПС Тереховка 110/6 кВ в части установки вводных выключателей 110 кВ.

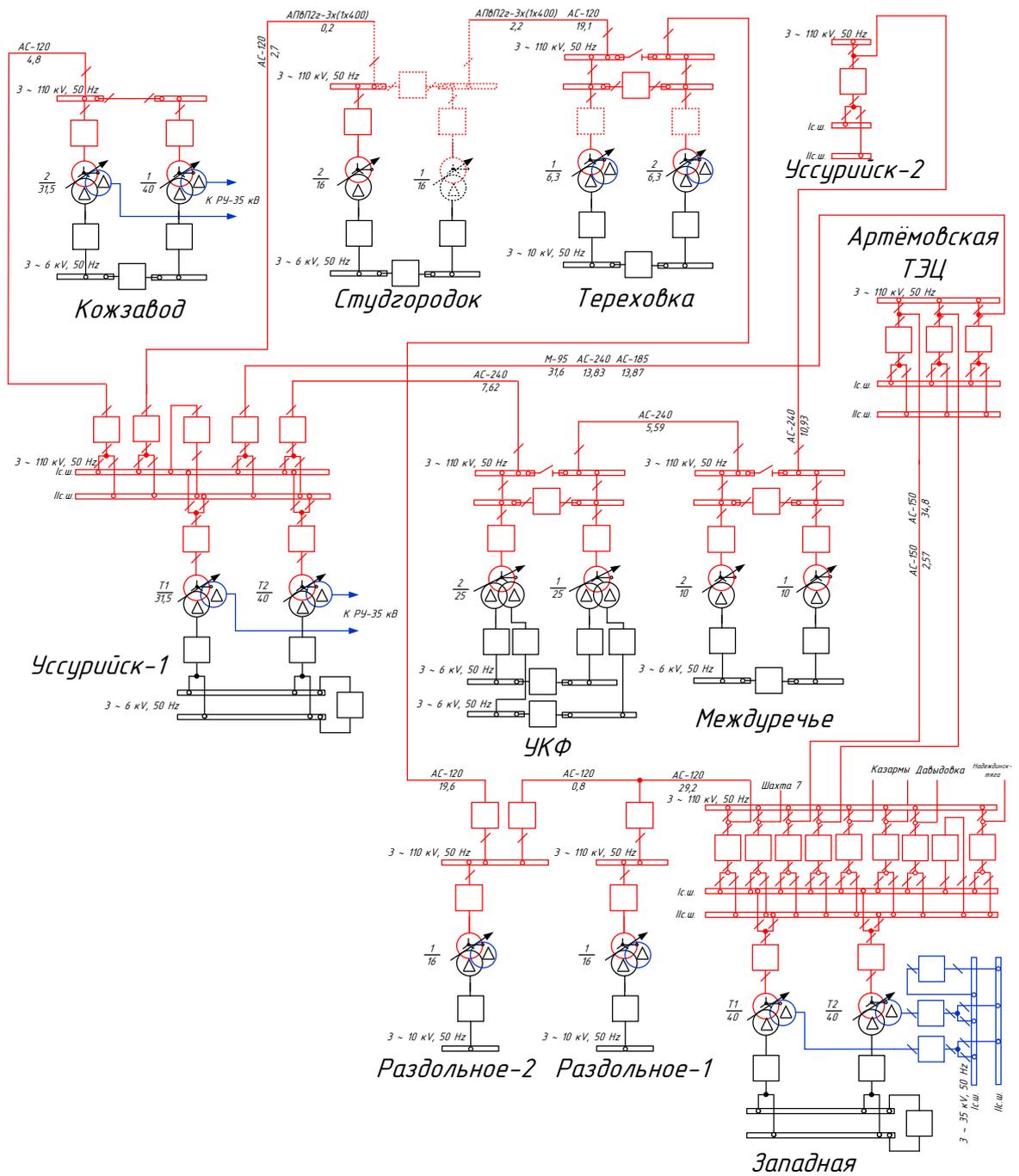


Рисунок 10 – Однолинейная схема варианта №2

Сравнение вариантов приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Сравнение вариантов по устанавливаемому оборудованию

№ варианта	Количество добавленных выключателей в схему, шт.	Протяженность вводимых КЛ-110 кВ, км
1	5	0,2
2	4	2,2+0,2

По наименьшему количеству выключателей проходит вариант 2, но по длине линий – вариант 1. Следует учитывать, что новое строительство заходов линий 110 кВ на ПС Студгородок в условиях городской застройки в виде кабельных линий 110 кВ, так как современные требования Градостроительного кодекса РФ устанавливают нормы сооружения линий 110 кВ при прокладке под землёй в городских условиях. Вывод о целесообразности вариантов развития сетей 110 кВ района города Уссурийск можно будет сделать после технико-экономического сравнения предложенных вариантов.

7.2 Выбор источников питания

В соответствии со схемой потокораспределения во время контрольного замера зимы 2019 года по ВЛ-110 кВ Артемовская ТЭЦ – ПС Уссурийск 1 и ВЛ-110 кВ Артемовская ТЭЦ – ПС Западная осуществляется выдача мощности в сторону ПС Уссурийск 1. Также, с шин 110 кВ ПС Уссурийск 2 осуществляется транзит мощности из сети 220 кВ в сеть 110 кВ и далее, до шин 110 кВ ПС Уссурийск 1.

С экономической точки зрения для сетевой компании более выгоден вариант подключения распределительных сетей 110 кВ к шинам станций, так как стоимость услуги по передачи электроэнергии для генерирующих компаний меньше, чем в случае подключения к сетям ПАО «ФСК ЕЭС», т.е. ПС Уссурийск 2.

В случае, когда Артемовская ТЭЦ имеет связь 220 кВ с ПС Уссурийск 2 отключение ПС Уссурийск 2 не будет критичным, так как возможна выдача мощности в проектируемый район по напряжению 110 кВ.

7.3 Выбор номинального напряжения

Внешнее электроснабжение ПС Уссурийск 1 выполнено на напряжении 110 кВ, изменение уровня номинального напряжения существующей сети не рассматривается. Для ПС Уссурийск 1 и Студгородок выполняется оценка уровня номинального напряжения ПС с учётом дополнительной нагрузки по формуле:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (12)$$

$$U_{уссурийск\ рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{59,3} + \frac{2500}{49,3}}} = 130,1 \text{ кВ},$$

$$U_{студгородок\ рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{23,4} + \frac{2500}{30,5}}} = 98,4 \text{ кВ},$$

где L - длина участка от Артёмовской ТЭЦ до ПС Уссурийск 1, принимается как наибольшая длина по трассе питающих ВЛ – 59,3 км и от ПС Уссурийск 2 до ПС Студгородок – 23,4 км;

P - поток максимальной активной мощности по линии от Артёмовской ТЭЦ до ПС Уссурийск - 49,3 МВт и от ПС Уссурийск 2 до ПС Студгородок – 30,5 МВт [1].

Номинальное напряжение сети на уровне 110 кВ приемлемо с учетом дополнительной нагрузки как на основном центре питания ПС Уссурийск 1, так и на резервном ПС Студгородок.

7.4 Компенсация реактивной мощности

Вопрос компенсации реактивной мощности рассматривается в соответствии с требованиями приказа [20], мощность батарей конденсаторов определяется по формуле:

$$Q_{KV} = Q_{\max} - P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (13)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности на низкой стороне ПС, 6 кВ $\operatorname{tg} \varphi = 0,4$, [20].

Суммарная максимальная активная мощность ПС Уссурийск 1:

$$P_{\max} = P_{\max1} + P_{\max2} + P_{\text{доп}}$$

$$P_{\max} = 11,99 + 26,6 + 10,748 = 49,34 \text{ Мвар},$$

Суммарная максимальная реактивная мощность ПС Уссурийск 1:

$$Q_{\max} = Q_{\max1} + Q_{\max2} + Q_{\text{доп}}$$

$$Q_{\max} = 3,94 + 8,74 + 3,117 = 15,8 \text{ Мвар},$$

Для ПС Уссурийск 1 проводится расчёт мощности КУ с учётом дополнительной нагрузки по формуле выше:

$$Q_{\text{КУ}} = 15,8 - 49,34 \cdot 0,4 = -3,9 \text{ Мвар}.$$

Таким образом, для ПС Уссурийск 1 не требуется установка КУ. Выбор конденсаторных установок для остальных ПС в районе подключения ПС Уссурийск 1 приведены в таблице 14.

Таблица 14– Выбор конденсаторных установок

Наименование ПС	Дисп. номер тр-ра	P_{\max} , МВт	Q_{\max} , Мвар	$Q_{\text{КУ}}$, Мвар	tgφ
1	2	3	4	5	6
Западная	Т-1	32,22	10,59	-2,30	0,33
Западная	Т-2	19,78	6,50	-1,41	0,33
Раздольное-1	Т-1	5,50	1,50	-0,71	0,27
Раздольное-2	Т-1	1,00	0,27	-0,13	0,27
Тереховка	Т-1	0,00	0,00	0,00	0,31
Тереховка	Т-2	1,24	0,38	-0,11	0,31
Гранит	Т-1	6,85	2,37	-0,37	0,35
Гранит	Т-2	5,59	1,94	-0,30	0,35
3	Т-1	1,79	0,65	-0,07	0,36
3	Т-2	3,68	1,34	-0,14	0,36
Кожзавод	Т-1	9,30	3,06	-0,66	0,33
Кожзавод	Т-2	7,98	2,62	-0,57	0,33

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6
Междуречье	Т-1	4,35	1,49	-0,25	0,34
Междуречье	Т-2	5,21	1,79	-0,30	0,34
Студгородок	Т-1	3,95	0,99	-0,59	0,25
Студгородок	Т-2	3,31	0,83	-0,49	0,25
УКФ	Т-1	6,46	1,76	-0,83	0,27
УКФ	Т-2	4,41	1,20	-0,57	0,27
Уссурийск-1	Т-1	11,99	3,94	-0,86	0,33
Уссурийск-1	Т-2	26,60	8,74	-1,90	0,33
Барановский полигон	Т-1	0,91	0,30	-0,06	0,33
Барановский полигон	Т-2	2,46	0,81	-0,18	0,33
Мелькомбинат	Т-1	1,27	0,46	-0,05	0,36
Мелькомбинат	Т-2	1,69	0,61	-0,06	0,36

По результатам расчёта видно, что установка устройств КУ не требуется на ПС в районе подключения ПС Уссурийск 1.

7.5 Выбор марки и сечения питающих линий

Для выбора сечения провода захода на ПС Студгородок при её реконструкции необходимо определить максимальный расчётный ток исходя из нагрузки ПС по транзитной линии в послеаварийном режиме по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}}; \quad (14)$$

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{121,72^2 + 38,42^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 671 \text{ А},$$

где P_{\max} – поток максимальной активной мощности по магистрали Артемовская ТЭЦ – Западная – Раздольное 1 – Раздольное 2 – Тереховка - Студгородок при включении ПС Студгородок на транзитную схему, 121,72 МВт;

Q_{\max} – поток реактивной мощности по магистрали Артемовская ТЭЦ – Западная – Раздольное 1 – Раздольное 2 – Тереховка - Студгородок при включении ПС Студгородок на транзитную схему, 38,42 Мвар.

Выбор сечения КЛ-110 кВ осуществляется по длительно допустимому току по нагреву для группы трёх одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена с учётом поправок на условия прокладки.

По максимальному току выбирается сечение жил кабеля АПвП2г.

Принимается сечение жилы АПвП2г $3 \times (1 \times 800)$ мм² с длительно допустимым током 773 А:

$671 \leq 773$ А, предварительно кабель выбран правильно.

Для проверки сечения жил выбирается способ прокладки сжатым треугольником в траншеях на глубине 1,5 м.

Длительно допустимый ток с учётом условий прокладки:

$$I_{\text{длдоп}}^* = I_{\text{длдоп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4,$$

$$I_{\text{длдоп}}^* = 773 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 0,93 \cdot 0,94 = 743 \text{ А},$$

где $I_{\text{длдоп}}$ - длительно допустимая токовая нагрузка кабеля АПвП2г $3 \times (1 \times 800)$ мм² – 773А;

K_1 - поправочный коэффициент на температуру окружающей среды – 1,1;

K_2 - поправочный коэффициент на глубину прокладки кабеля – 1,0;

K_3 - поправочный коэффициент на число цепей КЛ, проложенных в земле – 0,93;

K_4 - поправочный коэффициент на тепловое сопротивление грунта – 0,94.

$671 \leq 743$ А, кабель с учётом условий прокладки выбран правильно.

7.6 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения

Выбор оптимального варианта осуществляется по приведенным среднегодовым затратам

7.6.1 Расчет капитальных вложений

Для определения примерной рыночной стоимости оборудования используем показатели [33].

Стоимость электрооборудования на 2й квартал 2020 года приводится с помощью коэффициента инфляции 2000 года $K_{инф} = 4,81$, согласно [16]. Учитываем коэффициенты повышения стоимости сооружения $K_{новВЛ} = 1,4$ и $K_{новПС} = 1,3$ для Дальнего Востока.

Рассчитаем капиталовложения в трансформаторы ПС Уссурийск 1 и Студгородок для варианта 1, тыс. руб.:

$$K_{mp} = K_{mp1} + K_{mp2}; \quad (15)$$

$$K_{mp} = 4300 + 8000 = 12300.$$

Рассчитаем капиталовложения в ячейки ОРУ ПС Студгородок, 3, Гранит для варианта 1, замену масляных выключателей на элегазовые на ПС Уссурийск 1 в количестве 8 шт, тыс. руб.:

$$K_{ОРУ} = K_{выкл} \cdot n_{выкл}; \quad (16)$$

$$K_{ОРУ} = 13 \cdot 7600 = 98800.$$

Постоянная часть затрат на развитие ПС Студгородок, 3, Гранит принимается как часть затрат на строительство ОРУ, для варианта 1, тыс.руб.:

$$K_{ПОСТ} = K_{мостик} \cdot n_{ПС} + K_{блок} \cdot n_{ПС} + K_{расширение}; \quad (17)$$

$$K_{ПОСТ} = 10750 \cdot 2 \cdot 0,5 + 10750 \cdot 0,2 + 13500 \cdot 0,2 = 15600.$$

Капиталовложения на сооружение подстанций для варианта 1, млн. руб.:

$$K_{ПС} = (K_{тр} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{инф} \cdot K_{повПС}; \quad (18)$$

$$K_{ПС} = (15600 + 98800 + 12300) \cdot 4,81 \cdot 1,3 = 792,3.$$

Капиталовложения для строительства КЛ рассчитываются по формуле для варианта 1:

$$K_{ВЛ} = K_{уд} \cdot l \cdot K_{инф} \cdot K_{повВЛ}; \quad (19)$$

$$K_{ВЛ} = 42264 \cdot 0,2 \cdot 4,81 \cdot 1,4 = 55,6;$$

где $K_{уд}$ – удельная стоимость сооружения 1 км кабельной линии, принимается с учётом приведения цен с 2004 года к 2001 году, тыс. руб.;

l – длина заходов КЛ, км.

Прочие капиталовложения, включая затраты на разработку проектной документации, обеспечение условий быта технического персонала и прочие для варианта 1, млн. руб.:

$$K_{проч} = K_{ПС} \cdot 0,06 + K_{ВЛ} \cdot 0,13; \quad (20)$$

$$K_{проч} = 792,3 \cdot 0,06 + 55,6 \cdot 0,13 = 54,8.$$

7.6.2 Расчет эксплуатационных издержек

Суммарные издержки на эксплуатацию сети, [33]:

$$I_{СУМ} = I_{Э.Р} + I_{АМ} + I_{\Delta W}. \quad (21)$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт для варианта 1 определяются по формуле, млн. руб.:

$$I_{ЭР} = \alpha_{ЭРКЛ} \cdot K_{КЛ} + \alpha_{ЭРПС} \cdot K_{ПС}, \quad (22)$$

$$I_{ЭР} = 0,025 \cdot 55,6 + 0,059 \cdot 792,8 = 48,1,$$

где $\alpha_{ЭРКЛ}$, $\alpha_{ЭРПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию КЛ и ПС, согласно [33] $\alpha_{ЭР.ВЛ} = 0.025$, $\alpha_{ЭР.ПС} = 0.059$.

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы для варианта 1 ($T_{СЛ} = 20$ лет), млн. руб.:

$$I_{АМ} = \frac{K_{КЛ} + K_{ПС}}{T_{СЛ}}; \quad (23)$$

$$I_{АМ} = (55,6 + 792,8) / 20 = 45,1.$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии, тыс. руб.:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (24)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ - удельная стоимость покупки потерь электроэнергии на оптовом рынке, принимаем равным 1553,43 руб/МВт·ч, согласно [18].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛ (потери в трансформаторах не учитываются так как напряжение на стороне ВН одинаково), МВт·ч:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ}.$$

Потери электроэнергии в линиях определяются по формуле, МВт·ч:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{\max})^2 + (Q_{\max})^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_{\max} + \Delta W_{К\ у\ д} \cdot l, \quad (25)$$

где T_{\max} – число часов использования максимальной нагрузки, по [32] 6000 ч;

$R_{ВЛ}$ - активное сопротивление линии;

P_{\max}, Q_{\max} - потоки максимальных мощностей по линиям:

$\Delta W_{К\ у\ д}$ – потери на корону, для ВЛ свыше 110 кВ 0,00014 кВтч/км.

Потоки мощности для предлагаемой сети по вариантам 1 и 2 рассчитываются на основе графов данных вариантов. К более простому виду данные графы приводятся при помощи метода разрезания контуров., рисунок 11-12.

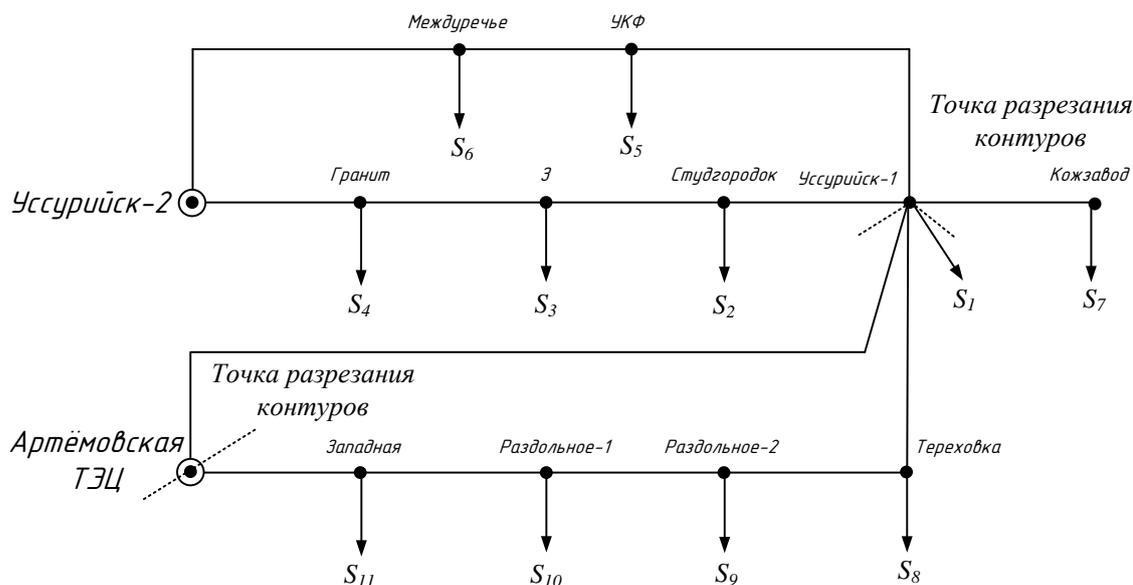


Рисунок 11 – Граф сети по варианту 1

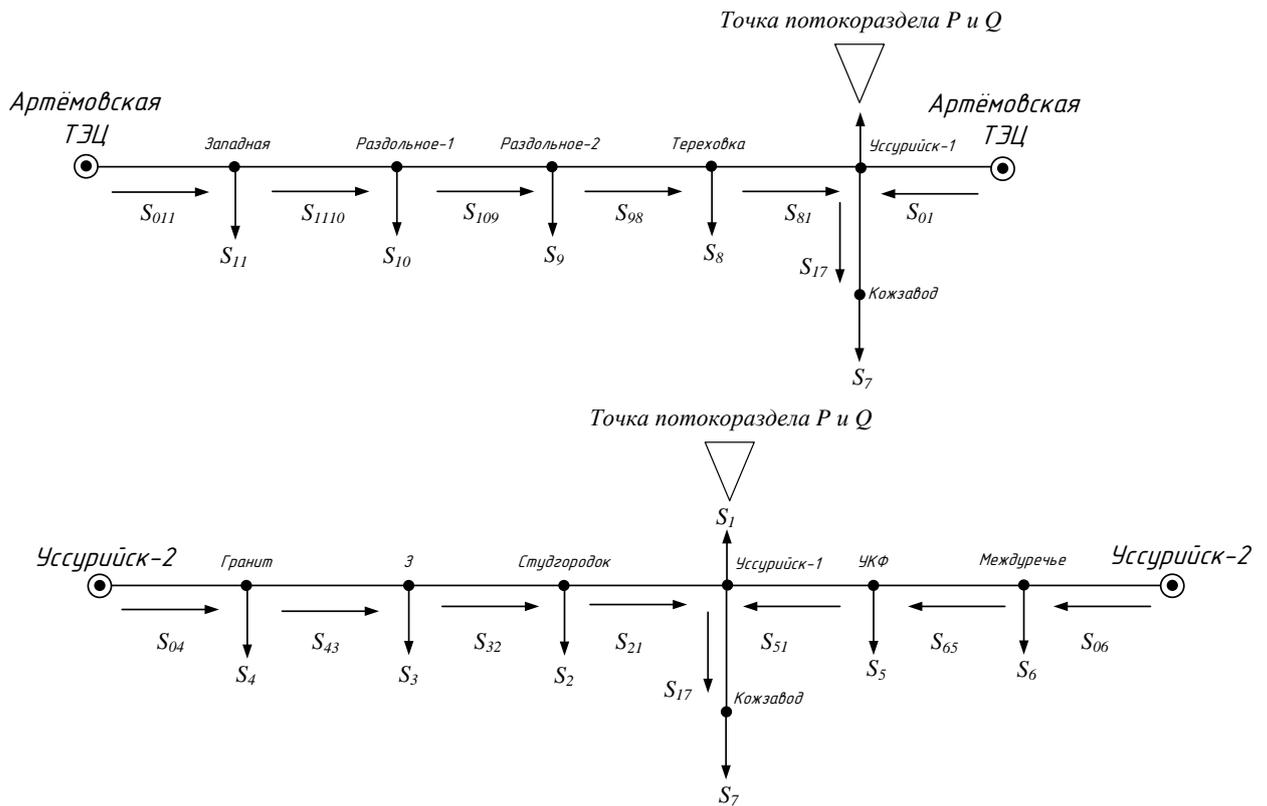


Рисунок 12 – Распределение потоков мощности по варианту 1

Потоки мощности на головных участках варианта 1 определяются по формуле, согласно [1]:

$$P_{0-11} = \frac{P_{\max 11} \cdot (L_{11-10} + L_{10-9} + L_{9-8} + L_{8-1} + L_{0-1}) + P_{\max 10} \cdot (L_{10-9} + L_{9-8} + L_{8-1} + L_{0-1}) + P_{\max 9} \cdot (L_{9-8} + L_{8-1} + L_{0-1}) + P_{\max 8} \cdot (L_{8-1} + L_{0-1}) + (P_{\max 7} + P_{\max 1}) \cdot (L_{0-1})}{L_{0-11} + L_{11-10} + L_{10-9} + L_{9-8} + L_{8-1} + L_{0-1}}, \quad (26)$$

$$P_{0-11} = \frac{52 \cdot (29,2 + 0,8 + 19,6 + 19,1 + 59,3) + 5,5 \cdot (0,8 + 19,6 + 19,1 + 59,3) + 1 \cdot (19,6 + 19,1 + 59,3) + 1,2 \cdot (19,1 + 59,3) + (49,34 + 7,98) \cdot (59,3)}{37,4 + 29,2 + 0,8 + 19,6 + 19,1 + 59,3} = 65,27 \text{ MВт},$$

Поток на противоположном головном участке определяется аналогично. Тогда потоки на остальных участках без учёта потерь, [1]:

$$P_{11-10} = P_{0-11} - P_{\max 11}, \quad (27)$$

$$P_{11-10} = 65,27 - 52 = 13,27 \text{ MВт},$$

Потоки на остальных участках определяются аналогично без учёта потерь, потоки реактивной мощности рассчитываются аналогично, результаты расчётов сводятся в таблицу 11. Для варианта 2 расчёт выполняется по тому же алгоритму, графы и схема потокораспределения показаны на рисунках 13-14.

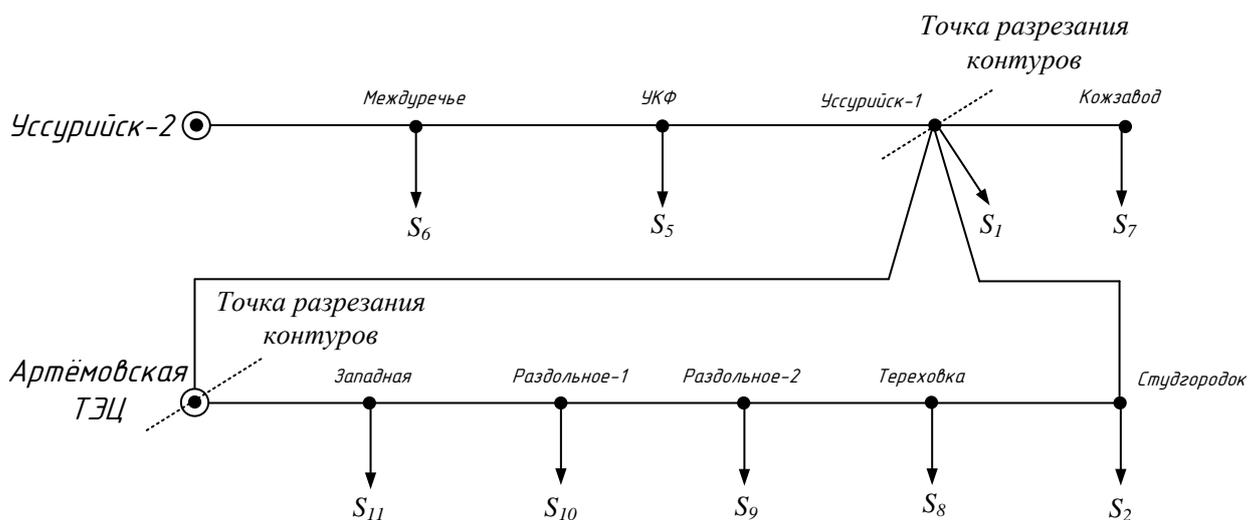


Рисунок 13– Граф сети по варианту 2

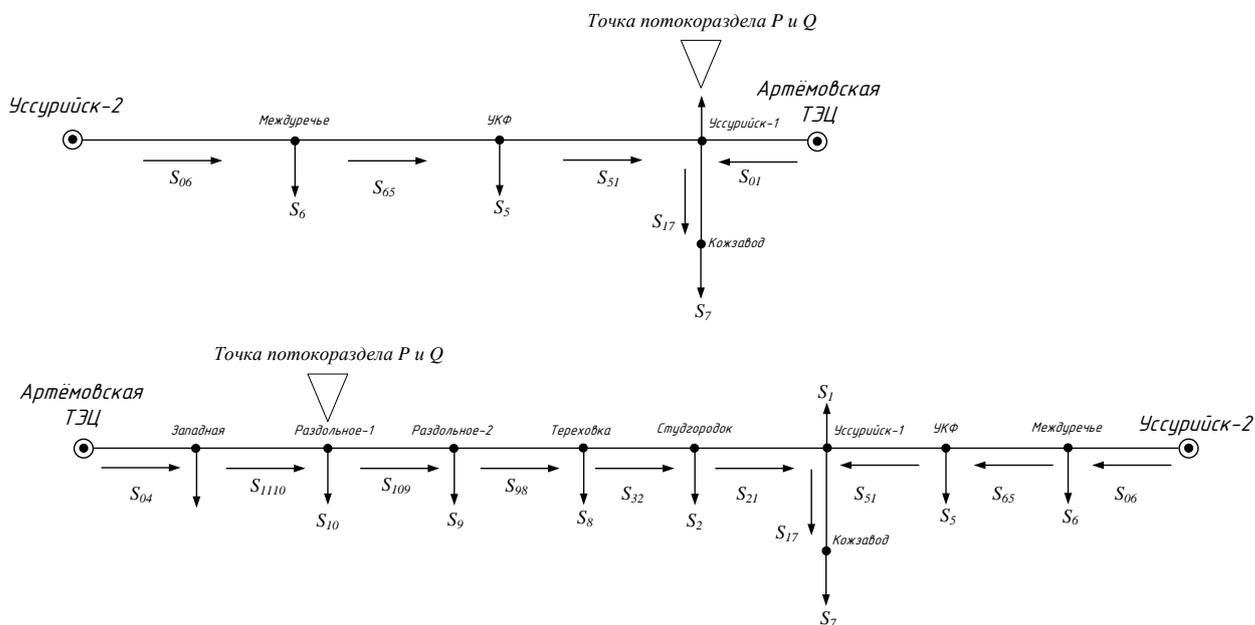


Рисунок 14– Распределение потоков мощности по варианту 2

Сопротивление участка 0-11 выполненном проводом АС-150 с удельным сопротивлением 19,8 Ом/100 км:

$$R_{\text{ВЛ}} = \frac{R_{\text{уд}} \cdot l}{n_{\text{л}} \cdot 100}; \quad (28)$$

$$R_{\text{ВЛ}} = \frac{19,8 \cdot 37,4}{2 \cdot 100} = 7,4 \text{ Ом.}$$

Потери электроэнергии участка 0-11 варианта 1, МВт·ч:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \frac{65,27^2 + 21,07^2}{110^2} \cdot 7,4 \cdot 6000 + 0,00014 \cdot 37,4 = 7192.$$

Таблица 15 – Потери энергии в линиях

Участок сети	$P_{\text{эф}}$, МВт	$Q_{\text{эф}} \text{ неск}$, МВАр	U, кВ	Nц	$R_{\text{уд}}$ Ом/100 км	L, км	R, Ом	$\Delta W_{\text{вл}}$, МВт·ч	$\Delta W_{\text{кор}}$, МВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вариант 1									
атэц-западная	65,27	21,07	110	2	19,8	37,4	7,40	7192,0	0,010
западная-раздольное 1	13,27	3,98	110	1	24,2	29,2	7,07	560,8	0,004
раздольное 1-раздольное 2	7,77	2,49	110	1	24,2	0,8	0,19	5,3	0,000
раздольное 2-тереховка	6,77	2,21	110	1	24,2	19,6	4,74	99,4	0,003
тереховка-уссурийск 1	5,53	1,83	110	1	24,2	19,1	4,62	64,8	0,003
атэц-уссурийск 1	51,79	16,60	110	1	16,2	59,3	9,61	11742,1	0,008
уссурийск 2-гранит	54,31	17,28	110	1	24,2	15,0	3,63	4873,0	0,002
гранит-3	41,87	12,98	110	1	30,6	1,9	0,58	461,7	0,000
3-студгородок	36,40	10,99	110	1	24,2	3,6	0,87	520,6	0,001
уссурийск1-студгородок	23,77	7,61	110	1	24,2	2,9	0,70	180,6	0,000
уссурийск1-кожзавод	7,98	2,62	110	1	24,2	4,8	1,16	33,9	0,001
уссурийск1-УКФ	33,56	10,81	110	1	12	7,6	0,91	469,7	0,001
УКФ-междуречье	44,43	13,77	110	1	12	5,6	0,67	599,8	0,001
междуречье-уссурийск2	53,99	17,04	110	1	12	10,9	1,31	1737,3	0,002
Всего								28541,1	
Вариант 2									
уссурийск 2-междуречье	57,77	18,31	110	1	12	10,9	1,31	1990,4	0,002
УКФ-междуречье	48,21	15,04	110	1	12	5,6	0,67	706,9	0,001
уссурийск1-УКФ	37,33	12,08	110	1	12	7,6	0,91	581,8	0,001
атэц-уссурийск 1	19,99	6,34	110	1	16,2	59,3	9,61	1746,0	0,008
атэц-западная	56,23	17,99	110	2	19,8	37,4	7,40	5328,6	0,010
западная-раздольное 1	4,23	0,90	110	1	24,2	29,2	7,07	54,7	0,004
раздольное 1-раздольное 2	1,27	0,59	110	1	24,2	0,8	0,19	0,2	0,000
раздольное 2-тереховка	2,27	0,87	110	1	24,2	19,6	4,74	11,6	0,003

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
тереховка-студгородок	3,51	1,25	110	1	24,2	21,3	5,15	29,6	0,003
студгородок-уссурийск1	16,15	4,63	110	1	24,2	2,9	0,70	81,8	0,000
уссурийск1-УКФ	73,47	23,06	110	1	12	7,6	0,91	2240,5	0,001
УКФ-междуречье	84,35	26,01	110	1	12	5,6	0,67	2159,5	0,001
междуречье-уссурийск2	93,90	29,29	110	1	12	10,9	1,31	5244,1	0,002
уссурийск1-кожзавод	7,98	2,62	110	1	24,2	4,8	1,16	33,9	0,001
уссурийск 2-междуречье	57,77	18,31	110	1	12	10,9	1,31	1990,4	0,002
УКФ-междуречье	48,21	15,04	110	1	12	5,6	0,67	706,9	0,001
уссурийск1-УКФ	37,33	12,08	110	1	12	7,6	0,91	581,8	0,001
Всего								20209,6	

7.6.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Издержки варианта 1, млн.руб:

$$I_{\text{СУМ}}=48,1+45,1+28541,1 \cdot 1553,43/1000=137,6.$$

Капиталовложения варианта 1, млн.руб:

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{ПС}} + K_{\text{проч}} ; \quad (29)$$

$$K=792,3+55,6+54,8=902,6.$$

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат, [33]:

$$Z_{\text{ПР}} = E_H \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} \quad (30)$$

где E_H – норматив дисконтирования, составляет 0,1;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I_{Σ} – суммарные издержки при сооружении и эксплуатации сети.

$$Z_{вар1}=0,1 \cdot 902,6 + 137,6 = 227,9 \text{ млн.руб.}$$

Сравнительные результаты расчеты приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Затраты для вариантов сети

№ варианта	1	2
Издержки на эксплуатацию линий, млн.руб	1,4	16,7
Издержки на эксплуатацию подстанций, млн.руб	46,7	43,1
Издержки на амортизацию, млн.руб	45,1	76,4
Потери электроэнергии в сети 110 кВ, МВт·ч	28541,1	20209,6
Ставка на оплату потерь электроэнергии в сети 110 кВ, руб/МВт·ч	1553,43	1553,43
Издержки потерь электроэнергии, млн.руб	44,3	31,4
Издержки, млн.руб	137,6	167,7

Приведенные затраты для вариантов 1 и 2 по формуле (32) показаны в таблице 17.

Таблица 17 – Приведенные затраты для вариантов сети

№ варианта	1	2
Капиталовложения, млн.руб	902,6	1528,8
Издержки, млн.руб	137,6	167,7
Ставка рефинансирования	10,00%	10,00%
Приведенные затраты, млн.руб	227,9	320,5

По таблице 17 видно, затраты для варианта 1 и 2 различаются на 29%, при этом вариант 2 существенно дороже за счёт сооружения 2,4 км КЛ-110 кВ. Поэтому по критерию минимума приведенных затрат выбран вариант 1.

7.7 Конструктивное исполнение системы внешнего электроснабжения

«В условиях городской застройки новые линии 110 кВ выполняются кабелями. Для проектирования применены кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) призваны заменить устаревшие маслонаполненные кабели (МНСК)».

«Срок службы кабелей - не менее 30 лет при соблюдении заказчиком (потребителем) условий транспортирования, хранения, прокладки (монтажа) и эксплуатации. Срок службы исчисляются с даты ввода кабелей в строй», [9].

Трасса кабеля показана на рисунке 15 и на листе графической части штрихпунктирной линией.

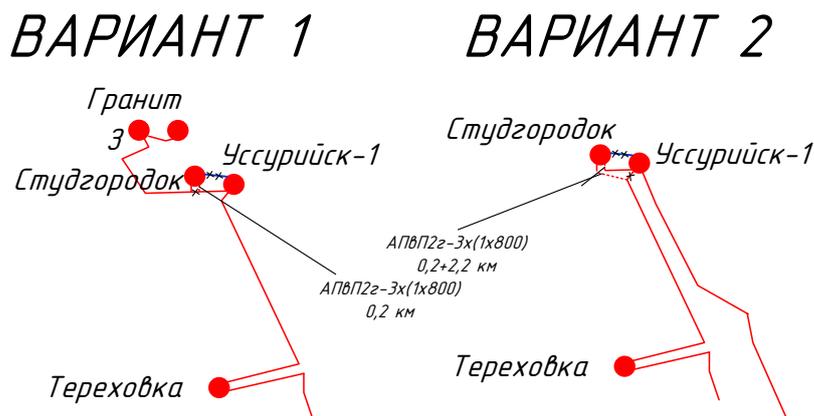


Рисунок 15 – Трасса проектируемой кабельной линии

Выбор сечения КЛ проведён ранее в п 7.5. Глубина прокладки принимается равной 1,5 м согласно ПУЭ [20]. Выбрана схема прокладки КЛ 110 кВ ужатым треугольником, что позволит в стесненных городских условиях сэкономить место под кабельный коллектор, рисунок 16.

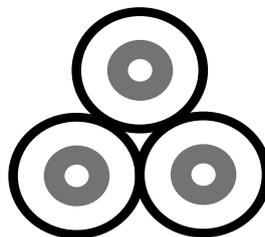


Рисунок 16 – Схема прокладки КЛ 110 кВ.

«Расшифровка маркировки выбранных кабелей АПВП2г следующая:

- алюминиевая токопроводящая жила;
- экран по жиле из электропроводящей пероксидносшиваемой полиэтиленовой композиции;
- изоляция из пероксидносшиваемого полиэтилена;
- экран по изоляции из электропроводящей пероксидносшиваемой полиэтиленовой композиции;
- разделительный слой из водоблокирующей ленты;
- оболочка из полиэтилена».

Принимается сечение жилы АПвП2Г 3х(1х800) мм² с длительно допустимым током 773 А.

«Прокладка кабеля должна выполняться специализированной монтажной организацией, имеющей лицензию, соответствующее оборудование, приспособления, инструменты, материалы и квалифицированных специалистов, имеющих опыт работ по прокладке кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 110-220 кВ».

«При прокладке кабелей с ПЭ оболочкой на воздухе, в кабельных сооружениях и производственных помещениях проектом должно быть предусмотрено нанесение огнезащитных покрытий на оболочку».

«Кабели прокладываются без ограничения разности уровней».

«После прокладки и монтажа кабельной линии перед вводом в эксплуатацию каждая фаза должна выдержать испытание переменным двухкратным напряжением для кабелей на напряжение 110 кВ одной из частот в диапазоне от 20 до 300 Гц в течение 1 часа или номинальным напряжением в течение 24 часов, приложенным между жилой и металлическим экраном».

«Оболочка кабеля после прокладки должна быть испытана постоянным напряжением 10 кВ в течение 1 минуты, приложенным между металлическим экраном и заземлителем».

«Эксплуатация кабельных линий должна осуществляться с соблюдением действующих правил эксплуатации электроустановок».

8 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ УССУРИЙСК -1

8.1 Разработка однолинейной схемы и конструктивное исполнение ПС Уссурийск 1

Однолинейная схема ПС Уссурийск 1 на напряжении 110 кВ выполнена по типовой схеме 110-13 «Две рабочие системы шин» [30]. К секции шин 110 кВ №1 подключены Т-1 и 3 линии 110 кВ, к секции шин 110 кВ №2 подключены Т-2 и 2 линии 110 кВ.

Однолинейная схема ПС Уссурийск 1 на напряжении 35-6 кВ выполнена по нетиповой схеме «две рабочие системы шин» [10]. К секции шин 35 кВ №1 подключены Т-1 и 2 линии 35 кВ, к секции шин 35 кВ №2 подключены Т-2 и 2 линии 35 кВ. К секции шин 6 кВ №1 подключены Т-1 и 7 линий 6 кВ, к секции шин 6 кВ №2 подключены Т-2 и 1 линия 6 кВ.

В данной ВКР однолинейная схема ПС Уссурийск 1 не меняется, но производится замена масляных выключателей МКП-110 и МКП-35 на элегазовые баковые выключатели ВЭБ 110 и 35 кВ со встроенными трансформаторами тока для экономии места на ОРУ. Однолинейная схема ПС Уссурийск 1 приведена на листе графической части №4, план и разрезы ПС Уссурийск 1 приведены на листе графической части №5,6.

8.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ПС Уссурийск 1

В п 7.1 указана дополнительная нагрузка стороне 6 кВ ПС Уссурийск 1 $P_{дон}=10,748$ МВт, $Q_{дон}=3,117$ МВар. Также в п 7.1 указывается нагрузка на вводах 110 кВ Т1 и Т2 ПС Уссурийск 1, по которой видно, что в послеаварийном режиме для Т1 имеет место недопустимая перегрузка на 7%.

Требуется оценить загрузку трансформаторов ПС Уссурийск 1 при замене Т1 на 31,5 МВА трансформатором 40 МВА при распределении новой нагрузки между силовыми трансформаторами 50%/50%, то есть равномерно пополам:

$$K_{норм} = \frac{\sqrt{(P_{срТ1} + P_{дон})^2 + (Q_{срТ1} + Q_{дон})^2}}{S_{номТ1}},$$

$$K_{\text{послеав}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{срТ1}} + P_{\text{срТ2}} + P_{\text{дон}})^2 + (Q_{\text{срТ1}} + Q_{\text{срТ2}} + Q_{\text{дон}})^2}}{S_{\text{номТ1/Т2}}},$$

$$K_{\text{нормТ1}} = \frac{\sqrt{(10,14 + 10,748 \cdot 0,5)^2 + (3,33 + 3,117 \cdot 0,5)^2}}{40} = 0,41,$$

$$K_{\text{послеавТ1}} = \frac{\sqrt{(10,14 + 23,17 + 10,748)^2 + (3,33 + 7,62 + 3,117)^2}}{40} = 1,16,$$

В результате расчётов видно, что при замене Т1 в послеаварийном режиме работы Т1 не будет недопустимо перегружен, в нормальном режиме загрузка составит 41%. Во избежание недопустимой перегрузки Т1 ПС Уссурийск 1 замена силового трансформатора Т1 на более мощный 40 МВА обоснована.

8.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет ведём в относительных единицах с приближённым приведением, поэтому выбираем базисную мощность и базисное напряжение. Перед расчетом зададимся базисным напряжением и мощностью. Для упрощения расчета зададимся следующими данными: базисная мощность $S_B = 100$ МВА, базисное напряжение первой ступени $U_{B1} = 115$ кВ, базисное напряжение второй ступени $U_{B2} = 37$ кВ, базисное напряжение третьей ступени $U_{B3} = 6,3$ кВ, [21].

Базисный ток находится по формуле для каждой ступени напряжения, кА:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (31)$$

$$I_{B1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5,$$

$$I_{B2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56,$$

$$I_{B3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,2.$$

На рисунке 17 показана исходная схема сети 110 кВ в районе ПС Уссурийск 1.

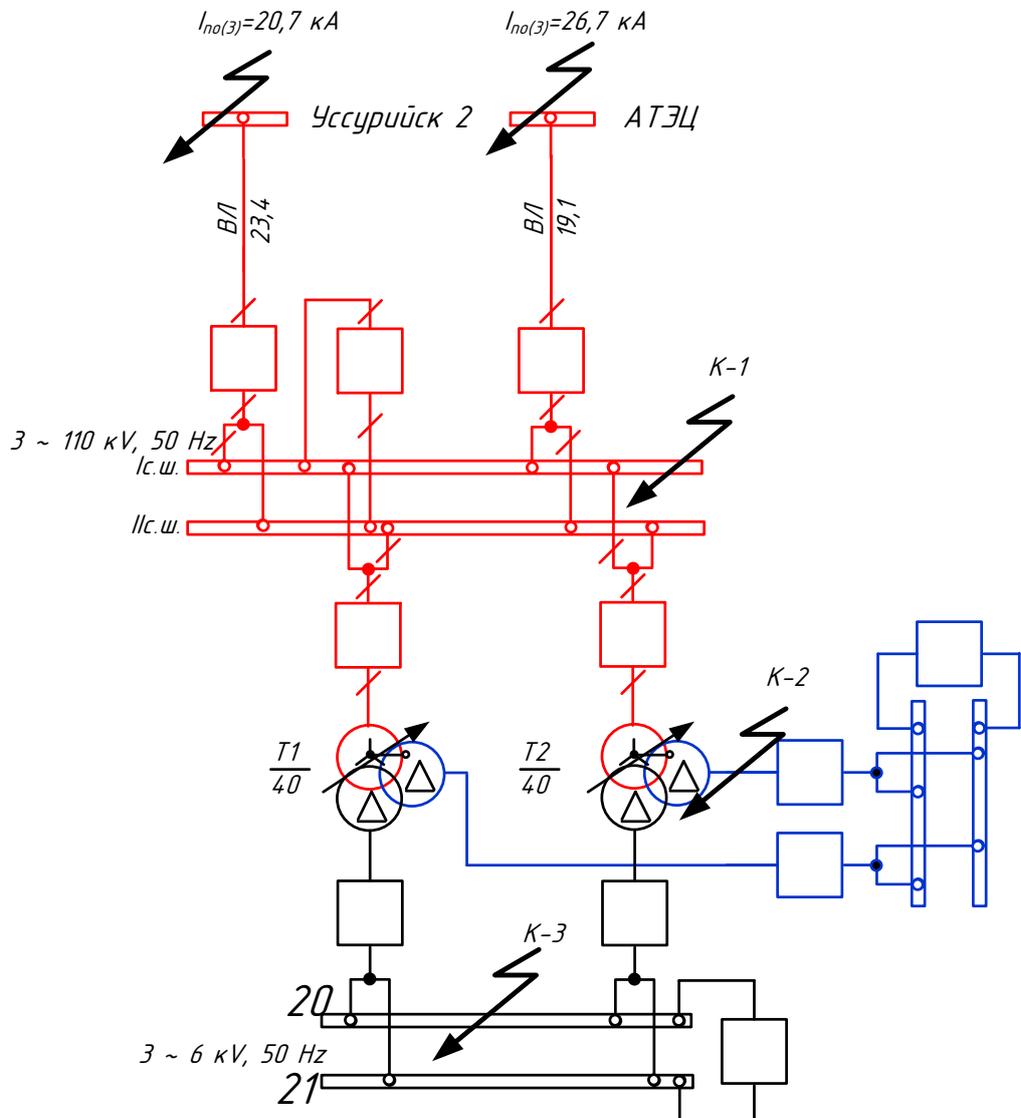


Рисунок 17 – Исходная схема сети 110 кВ в районе ПС Уссурийск 1

Рассчитывается сопротивление элементов схемы замещения и ЭДС в относительных единицах:

Исходные данные для расчёта сопротивления системы:

$$I_{C1} = 20,7 \text{ кА},$$

$$I_{C2} = 26,7 \text{ кА.}$$

Сопротивление системы находится по формуле для ступени 110 кВ:

$$X^*_{C} = \frac{I_B}{I_K}, \quad (32)$$

$$X^*_{C1} = \frac{0,5}{20,7} = 0,024,$$

$$X^*_{C2} = \frac{0,5}{26,7} = 0,019.$$

ЭДС системы принимаем по [3]:

$$E^*_{C1} = E^*_{C2} = 1. \quad (33)$$

Справочные данные трансформаторов на ПС Уссурийск 1 ТДТН-40000/110/35/6 [2]:

$$S_{НОМТР} = 40 \text{ МВА}, U_{ВН} = 115 \text{ кВ}, U_{КВ-Н\%ТР} = 17, U_{КВ-С\%ТР} = 10,5, U_{КС-Н\%ТР} = 6.$$

Сопротивления трансформатора высчитываются по формулам:

$$X^*_{Тн} = \frac{0,5 \cdot (U_{КВ-Н\%ТР} + U_{КС-Н\%ТР} + U_{КВ-С\%ТР}) \cdot S_B}{100 \cdot S_{НОМТР}}, \quad (34)$$

$$X^*_{Тн} = \frac{0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,156,$$

$$X_{Tc}^* = \frac{0.5 \cdot (U_{KB-C\%TP} + U_{KC-H\%TP} + U_{KB-H\%TP}) \cdot S_B}{100 \cdot S_{НОМТР}}, \quad (35)$$

$$X_{Tc}^* = \frac{0.5 \cdot (10,5 + 6 - 17) \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,$$

$$X_{T6}^* = \frac{0.5 \cdot (U_{KB-C\%TP} + U_{KB-H\%TP} + U_{KC-H\%TP}) \cdot S_B}{100 \cdot S_{НОМТР}}, \quad (36)$$

$$X_{T6}^* = \frac{0.5 \cdot (10,5 + 17 - 6) \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,269,$$

где $U_{KB-H\%TP}$, $U_{KB-C\%TP}$, $U_{KC-H\%TP}$, $S_{НОМТР}$ - исходные данные по трансформатору для расчета по подстанции.

Воздушные линии имеют протяженность:

$$L_1 = 23,4 \text{ км}, \quad L_2 = 19,1 \text{ км}.$$

Сопротивления линий определяются по формуле:

$$X_{Л}^* = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_B^2} \quad (37)$$

$$X_{Л1}^* = 0,43 \cdot 23,4 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,076$$

$$X_{Л2}^* = 0,4 \cdot 19,1 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,058$$

где L - длина линии 1 – 23,4 км, линии 2 – 19,1 км;

$X_{уд}$ - удельное сопротивление линии, принимаем $X_{уд1} = 0,43$, $X_{уд2} = 0,4$ Ом/км.

Используя формулы [3] проводим преобразование схемы замещения, рисунок 18.

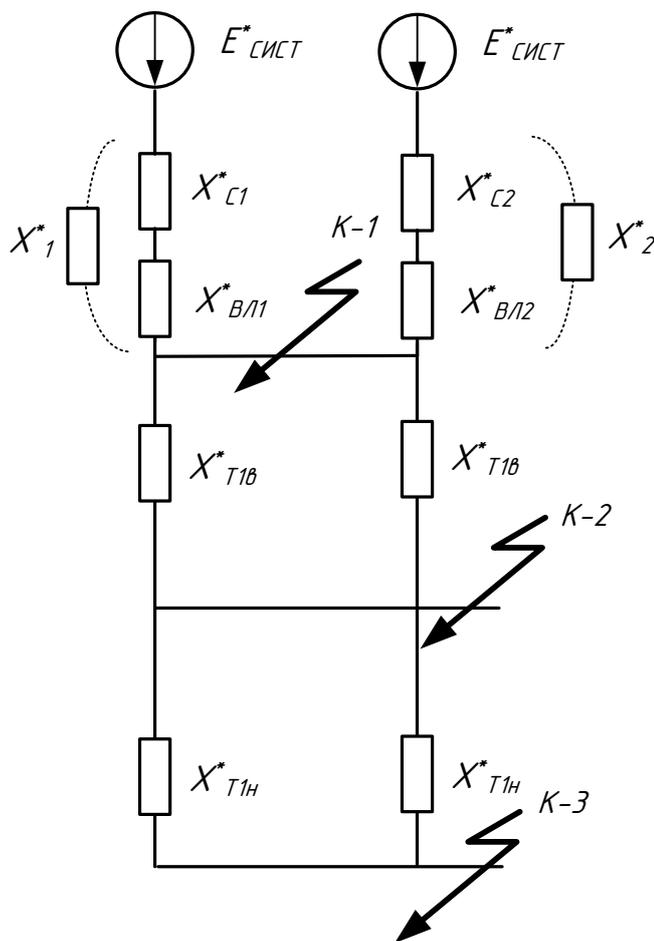


Рисунок 18 - Схема замещения сети 110 кВ в районе ПС Уссурийск 1

Сворачивание начинаем с объединения сопротивлений X_{C1} , $X_{ВЛ1}$, и X_{C2} , $X_{ВЛ2}$, рисунок 4. В итоге получим для точки К-1:

$$X_1 = X_{C1}^* + X_{Л1}^*, \quad (38)$$

$$X_1 = 0,024 + 0,076 = 0,1,$$

$$X_2 = X_{C2}^* + X_{Л2}^*, \quad (39)$$

$$X_2 = 0,019 + 0,058 = 0,077,$$

Сопротивления X_1 и X_2 преобразуем по рисунку 4. В итоге получим:

$$X_{\text{сумм}} = \frac{X_1^* \cdot X_2^*}{X_1^* + X_2^*}, \quad (40)$$

$$X_{\text{сумм}} = \frac{0,1 \cdot 0,077}{0,1 + 0,077} = 0,043.$$

E_{c1} , E_{c2} преобразуем по рисунку 4:

$$E_1 = \frac{\frac{E_{c1}^*}{X_1} + \frac{E_{c2}^*}{X_2}}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2}}, \quad (41)$$

$$E_1 = \frac{\frac{1}{0,1} + \frac{1}{0,077}}{\frac{1}{0,1} + \frac{1}{0,077}} = 1,$$

Ток КЗ в общем случае находится по формуле:

$$I = \frac{E^*}{X^*} \cdot I_B, \quad (42)$$

$$I_{\text{по К-1}} = \frac{1}{0,043} \cdot 0,5 = 11,56 \text{ кА}.$$

где E^* и X^* - ЭДС и сопротивление ветвей в относительных единицах.

Ударный ток КЗ вычисляется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}\right), \quad (43)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 11,56 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,01}}\right) = 22,1 \text{ кА.}$$

где T_a - время от момента возникновения до отключения КЗ, 0,01 с;

Апериодическая составляющая тока трёхфазного КЗ в начальный момент времени:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{I0}, \quad (44)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 11,56 = 16,3 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока трёхфазного КЗ в произвольный момент времени:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{I0} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}}, \quad (45)$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 11,56 \cdot e^{\frac{-0,015}{0,01}} = 3,4 \text{ кА,}$$

где T_a - время от момента возникновения до отключения КЗ, 0,01 с;

t - по заданию 0,015 с.

Аналогично проводятся расчёты для точек К-2 и К-3, для К-2 к результирующим сопротивлениям добавляется сопротивление $X_{Тв}$, для К-3 к результирующим сопротивлениям добавляется сопротивление $X_{Тв}$, $X_{Тн}$. Результаты расчётов показываются в таблице 18.

Таблица 18 – Токи КЗ на ПС Уссурийск 1

Точка КЗ	$X_{\text{сумм}}$, о.е.	I_{I0} , кА	i_y , кА	i_{a0} , кА	i_{at} , кА
К1	0,043	11,56	22,1	16,3	3,4
К2	0,178	8,7	16,7	12,4	2,6
К3	0,257	35,7	68,2	50,5	10,5

8.4 Выбор и проверка выключателей ПС

На ОРУ ПС Уссурийск 1 установлены масляные выключатели 35-110 кВ типа МКП. Данные выключатели характеризуются низкими эксплуатационными свойствами благодаря применяемому маслу для гашения дуги. Все сопутствующие издержки эксплуатации маслонаполненных выключателей вынуждают использовать более современные и технологичные элегазовые выключатели, для ОРУ 10 кВ – ВЭБ элегазовые баковые, для ОРУ 35 кВ - ВГБ элегазовые баковые.

Вводные выключатели в ЗРУ-6 кВ типа МГ – масляные горшковые, также подлежат замене на вакуумные.

Принимаемый тип выключателей 110 кВ – ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1, оборудован пружинным приводом типа ППрК-2000СМ и встроенными трансформаторами тока ТВГ-110.

Порядок выбора выключателей 110 кВ требует соблюдения условий не превышения паспортных характеристик выключателя расчётными (установочными):

$$U_{уст} \leq U_{ном}; 110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

$$I_{P_{\max \text{ тр}}} = \frac{1.4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}};$$

$$I_{P_{\max \text{ тр}}} = \frac{1.4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ А.}$$

$$I_{P_{\max \text{ ВЛ}}} = 273 \text{ А.}$$

$$I_{\max} \leq I_{ном}; 281 \text{ А} \leq 2500 \text{ А};$$

$$I_{ПО} \leq I_{откл \text{ ном}}; 11,56 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА.}$$

Проверка выключателя ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1:

По термической стойкости выключателя:

$$B_K = I_{\text{ПОКЛ}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a); \quad (46)$$

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{соб}} + t_{\text{рз}},$$

$$t_{\text{отк}} = 1,0 + 0,07 = 1,07 \text{ с},$$

$$B_K = 11,56^2 \cdot (1,07 + 0,01) = 144 \text{ кА}^2\text{с},$$

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

$t_{\text{соб}}$ – собственное время отключения выключения, 0,07 с;

$t_{\text{рз}}$ – время срабатывания релейной защиты линии, трансформатора 1,0 с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей, принимается 0,01 с для 110 кВ.

$$B_{K \text{ терм}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}, \quad (47)$$

$$B_{K \text{ терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $I_{\text{терм}}$ – ток термической стойкости, 40 кА;

$t_{\text{терм}}$ – время протекания КЗ, 3 с.

Номинальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в отключаемом токе, допустимое значение:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{откл ном}},$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0.45 \cdot 40 = 25,4 \text{ кА},$$

где β_H – содержание аperiodической составляющей, $\beta_H=45\%$;

$I_{откл. ном}$ – номинальный ток отключения, 40 кА [11]

По отключающей способности:

а) на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{п.о} \leq I_{откл. ном}, \quad (48)$$

$$11,56 \leq 40 \text{ кА}.$$

б) на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{но.к1}^{(3)} + i_{atk1} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (49)$$

$$\sqrt{2} \cdot 11,56 + 3,4 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{0.45}{100}\right);$$

$$19,7 \leq 81,8 \text{ кА}.$$

По динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{вкл}. \quad (50)$$

$$22,1 \leq 102 \text{ кА}.$$

Для проверки выключателей 110 кВ используются величины токов короткого замыкания в точке К-1. Результаты выбора и проверки выключателей 110 кВ показаны в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ на вводах, в секционной ячейке, в линейной ячейке

Паспортные данные оборудования	Расчётные (установочные) данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$ $I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$ $i_{\text{вкл}} = 102 \text{ кА}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$ $i_{\text{а.ном}} = 25,4 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{рТ}} = 281 \text{ А}$ $I_{\text{рлин}} = 273 \text{ А}$ $I_{\text{по}} = 11,56 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 22,1 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 144 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 11,56 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 3,4 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Для выключателей 110 кВ все условия выбора и проверки выполнены.

Принимаемый тип выключателей 35 кВ – ВГБ-35-12,5/1000 УХЛ1, оборудован электромагнитным приводом типа ПЭМ-220 и встроенными трансформаторами тока ТВГ-35. Порядок выбора и проверки выключателей 35 кВ ВГБ-35-12,5/1000 УХЛ1 аналогичный. Для проверки выключателей 35 кВ используются величины токов короткого замыкания в точке К-2. Результаты выбора и проверки выключателей 35 кВ показаны в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ на вводах, в секционной ячейке, в линейной ячейке

Паспортные данные оборудования	Расчётные (установочные) данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 40,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $I_{\text{вкл}} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{\text{вкл}} = 35 \text{ кА}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 469 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{\text{а.ном}} = 5,6 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{рТ}} = 841 \text{ А}$ $I_{\text{рлин}} = 162 \text{ А}$ $I_{\text{по}} = 8,7 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 16,7 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 84 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 8,7 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 2,6 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Для выключателей 35 кВ все условия выбора и проверки выполнены.

Порядок выбора выключателей 6 кВ ВВУ-СЭЩ-10-50/6000 [14] аналогичный. Для проверки выключателей 6 кВ используются величины токов короткого замыкания в точке К-3. Результаты выбора и проверки выключателей 6 кВ показаны в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ на вводах, в секционной ячейке

Паспортные данные оборудования	Расчётные (установочные) данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$ $I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$ $i_{\text{вкл}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{откл}} = 50 \text{ кА}$ $i_{\text{а.ном}} = 28,2 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{рТ}} = 4904 \text{ А}$ $I_{\text{по}} = 35,7 \text{ кА}$ $i_{\text{yo}} = 68,2 \text{ кА}$ $V_{\text{к}} = 1325 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 35,7 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 10,5 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{yo}}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq V_{\text{к}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Для выключателей 6 кВ все условия выбора и проверки выполнены.

8.5 Выбор и проверка разъединителей

На ПУ Уссурийск 1 устанавливаются разъединители РЛНД-1(2)-110/600, привод ручной наружной установки ПРН-220М.

Порядок выбора разъединителей 110 кВ требует соблюдения условий не превышения паспортных характеристик разъединителя расчётными (установочными) по аналогии с выключателями. Проверка разъединителя РЛНД-1(2)-110/600 выполняется по аналогии с выключателями 110 кВ. Для проверки разъединителей 110 кВ используются величины токов короткого замыкания в точке К-1. Результаты выбора и проверки разъединителей 110 кВ показаны в таблице 22.

Таблица 22 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ на вводах, в секционной ячейке, в линейной ячейке

Паспортные данные оборудования	Расчётные (установочные) данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$ $i_{\text{вкл}} = 102 \text{ кА}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{рТ}} = 281 \text{ А}$ $i_{\text{yo}} = 22,1 \text{ кА}$ $V_{\text{к}} = 144 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{yo}}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq V_{\text{к}}$

Для разъединителей 110 кВ все условия выбора и проверки выполнены.

Принимаемый тип разъединителей 35 кВ – РЛНД-1(2)-35/1000, оборудован приводом типа ПРН-35 БГ. Порядок выбора разъединителей 35 кВ аналогич-

ный. Для проверки разъединителей 35 кВ используются величины токов короткого замыкания в точке К-2. Результаты выбора и проверки разъединителей 35 кВ показаны в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ на вводах, в секционной ячейке, в линейной ячейке

Паспортные данные оборудования	Расчётные (установочные) данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 40,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ $i_{\text{вкл}} = 35 \text{ кА}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 469 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{рТ}} = 841 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 16,7 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 84 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$

Для разъединителей 35 кВ все условия выбора и проверки выполнены.

8.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

Для выбранных выключателей на ПС Уссурйск 1 используются встроенные трансформаторы тока ТРГ-110 и ТРГ-35. На вводах 6 кВ устанавливаются трансформаторы тока с литой изоляцией ТОЛ-СЭЩ-10.

Порядок выбора трансформаторов тока ТРГ-110-УХЛ1:

по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; 110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

по длительному току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}; 281 \text{ А} \leq 600 \text{ А};$$

Класс точности $K_{\text{T}}=0,5$ выбран для возможности использования в системах автоматизированного сбора данных.

Проверка трансформаторов тока ТРГ-110-УХЛ1.

По термической стойкости трансформаторов тока:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}},$$

$22,1 \leq 102$ кА.

По термической стойкости трансформатора тока:

$$B_K = I_{\text{ПОК1}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a);$$

$$B_K = 11,56^2 \cdot (1,07 + 0,01) = 144 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{K \text{ терм}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}},$$

$$B_{K \text{ терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с},$$

По нагрузке на вторичные цепи трансформаторов тока:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (51)$$

где Z_2 – сопротивление вторичной нагрузки;

$Z_{2\text{НОМ}}$ – сопротивление номинальное вторичных цепей трансформатора тока, или класс точности Кт=0,5.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}}, \quad (52)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, мощность вторичной нагрузки показана в таблице 23;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов;

$r_{\text{конт.}}$ – сопротивление контактов, 0,05 Ом.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблице 24-25.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ на вводах, в секционной ячейке

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Ц33-М1	1	1	1
Ваттметр	Д352	5		5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230АТ	0,1	0,1	0,1
всего		6,1	1,1	6,1

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ в линейной ячейке

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Ц33-М1		1	
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230АТ	0,1	0,1	0,1
всего		0,1	1,1	0,1

Мощность вторичной обмотки для ТРГ-110 $S_{2Н}=40$ ВА при $Kт=0,5$.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2}, \quad (53)$$

$$Z_{2Н} = \frac{40}{5^2} = 1,6 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (54)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,1}{5^2} = 0,24 \text{ Ом,}$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ КРВГ с медными жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=80 \text{ м}$ для ОРУ 110-35 кВ и 20 м для ЗРУ-6 кВ.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (55)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{4} = 0,57 \text{ Ом},$$

$$z_2 = 0,24 + 0,05 + 0,57 = 0,86 \text{ Ом}.$$

Результат выбора и проверки трансформаторов тока 110 кВ показан в таблице 26.

Таблица 26– Выбор трансформаторов тока 110 кВ на вводах, в секционной ячейке, в линейной ячейке

Паспортные данные оборудования	Расчётные (установочные) данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$ $i_{\text{вкл}} = 102 \text{ кА}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2\text{H}} = 1,6 \text{ Ом}$ $K_{\text{T}} = 0,5$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{рТ}} = 281 \text{ А}$ $I_{\text{рлин}} = 273 \text{ А}$ $i_{\text{yд}} = 22,1 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 144 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{\text{Нр}} = 0,86 \text{ Ом}$ $K_{\text{T}} = 0,5$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{yд}}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$ $Z_{2\text{H}} \geq Z_{\text{Нр}}$ $K_{\text{T}} \geq 0,5$

Для трансформаторов тока 110 кВ все условия выбора и проверки выполнены.

Таблица 27– Выбор трансформаторов тока 35 кВ на вводах, в секционной ячейке, в линейной ячейке

Паспортные данные оборудования	Расчётные (установочные) данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$ $i_{\text{вкл}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 469 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2\text{H}} = 1,6 \text{ Ом}$ $K_{\text{T}} = 0,5$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{рТ}} = 841 \text{ А}$ $I_{\text{рлин}} = 162 \text{ А}$ $i_{\text{yд}} = 16,7 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 84 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{\text{Нр}} = 0,86 \text{ Ом}$ $K_{\text{T}} = 0,5$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{yд}}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$ $Z_{2\text{H}} \geq Z_{\text{Нр}}$ $K_{\text{T}} \geq 0,5$

Трансформаторы тока 35 кВ выбираются и проверяются аналогично. Результат выбора и проверки трансформаторов тока 35 кВ показан в таблице 27.

Для трансформаторов тока 35кВ все условия выбора и проверки выполнены. Трансформаторы тока 6 кВ выбираются и проверяются аналогично, для ТОЛ-СЭЩ-10 $S_{2Н}=20$ ВА при $K_T=0,5S$. Результат выбора и проверки трансформаторов тока 6 кВ показан в таблице 28.

Таблица 28– Выбор трансформаторов тока 6 кВ на вводах, в секционной ячейке

Паспортные данные оборудования	Расчётные (установочные) данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10$ кВ $I_{ном} = 6000$ А $i_{вкл}=80$ кА $I_T^2 \cdot t_T = 7500$ кА ² с $Z_{2Н} = 0,8$ Ом $K_T=0,5S$	$U_{уст} = 6$ кВ $I_{рТ} = 4904$ А $i_{уд} = 68,2$ кА $B_k = 1325$ кА ² с $Z_{Нр} = 0.236$ Ом $K_T=0,5S$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{вкл} \geq i_{уд}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$ $Z_{2Н} \geq Z_{Нр}$ $K_T \geq 0,5$

Для трансформаторов тока 6 кВ все условия выбора и проверки выполнены.

8.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Предусматривается использование для ОРУ 110 кВ трансформаторов напряжения НКФ-110-У1.

Порядок выбора трансформаторов напряжения НКФ-110-У1.

по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; 110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

Принимается класс точности $K_T=0,5$,

Проверка выполняется по вторичной нагрузке:

$$S_{2У} \leq S_{ном} ,$$

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

$S_{2У}$ - нагрузка всех измерительных приборов, присоединенных к трансформатору напряжения.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ приведена в таблице 29.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ

Прибор	Тип	$S_{\text{потр.}}$ В*А/Вт	Число приборов	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Ц33-М1	1	1	0,98	0,2	0,98	0,2
Вольтметр с переключением регистрирующий	Н3220	10	1	0,98	0,2	9,80	2,0
Ваттметр	Д352	5	1	1	0	5,00	0,0
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART	3	8	1	0	24,00	0,0
		3	8	1	0	24,00	0,0
Итого	-	-	-			63,78	2,19

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$S_{2\Sigma} = 63,78^2 + 2,19^2 = 63,8 \text{ ВА.}$$

В таблице 30 приведены результаты выбора ТН-110 кВ.

Таблица 30 – Выбор трансформатора напряжения 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$ $S_P = 63,8 \text{ ВА}$	$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$ $S_H = 100 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$

Для трансформаторов напряжения 110 кВ все условия выбора и проверки выполнены. Предусматривается использование для ОРУ 35 кВ трансформаторов напряжения НАМИ-35У1. Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 35 кВ приведена в таблице 31.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 35 кВ

Прибор	Тип	S _{потр.} В*А/Вт	Число приборов	cos(φ)	sin(φ)	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Ц33-М1	1	1	0,98	0,2	0,98	0,2
Вольтметр с переключением регистрирующий	Н3220	10	1	0,98	0,2	9,80	2,0
Ваттметр	Д352	5	1	1	0	5,00	0,0
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART	3	7	1	0	21	0,0
		3	7	1	0	21	0,0
Итого	-	-	-			57,78	2,19

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$S_{2\Sigma} = 57,78^2 + 2,19^2 = 57,8 \text{ ВА.}$$

В таблице 32 приведены результаты выбора ТН-35 кВ.

Таблица 32 – Выбор трансформатора напряжения 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
U _Н = 110 кВ S _Р = 57,8 ВА	U _{НТ} = 110 кВ S _Н = 100 ВА (для класса точности 0,5)	U _{НТ} ≥ U _Н S _Н ≥ S _Р

Для трансформаторов напряжения 35 кВ все условия выбора и проверки выполнены. Предусматривается использование для ЗРУ 6 кВ трансформаторов напряжения НАМИ-6У1. Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 6 кВ приведена в таблице 33.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 6 кВ

Прибор	Тип	S _{потр.} В*А/Вт	Число приборов	cos(φ)	sin(φ)	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Ц33-М1	1	1	0,98	0,2	0,98	0,2
Вольтметр с переключением регистрирующий	Н3220	10	1	0,98	0,2	9,80	2,0
Ваттметр	Д352	5	1	1	0	5,00	0,0
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART	3	17	1	0	51	0,0
		3	17	1	0	51	0,0
Итого	-	-	-			117,78	2,19

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$S_{2\Sigma} = 117,78^2 + 2,19^2 = 117,8 \text{ ВА.}$$

В таблице 34 приведены результаты выбора ТН-6 кВ.

Таблица 34 – Выбор трансформатора напряжения 6 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$ $S_P = 117,8 \text{ ВА}$	$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$ $S_H = 300 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5S)	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$

Для трансформаторов напряжения 6 кВ все условия выбора и проверки выполнены.

8.8 Выбор и проверка ошиновки на стороне ВН

Гибкая ошиновка 110 кВ на ПС Уссурийск 1 выполнена проводом АС-240.

Провод АС-240 проверяется на нагрев:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}};$$

$$281 \text{ А} \leq 610 \text{ А}$$

Проверка на соприкосновение проводов при замыканиях ошиновки проводится с учётом усилия от длительного протекания тока КЗ:

$$f = \frac{1,5 \cdot I_{K1}^2}{D} \cdot 10^{-7};$$

$$f = \frac{1,5 \cdot 11560^2}{2,5} \cdot 10^{-7} = 8 \text{ Н/м.}$$

Сила тяжести 1 м токопровода (масса 1 м провода АС-240/32 0,921 кг) определяется:

$$g = 9.8 \cdot 1.1 \cdot 0.921 = 9.9 \text{ Н/м}.$$

Принимая время действия защиты шин $t_3=0.1\text{с}$, находим:

$$t_{\text{эк}} = 0.1 \text{ с};$$

$$\frac{f}{g} = \frac{8}{9.9} = 0.8;$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}} = \frac{\sqrt{2.5}}{0.1} = 15.8,$$

где h - допустимая стрела провеса по габаритно-монтажным условиям.

Далее по диаграмме [методичка] определяем $\frac{b}{h} = 0.12$, откуда

$$b = 0.12 \cdot h = 0.12 \cdot 2.5 = 0.3.$$

Допустимое отклонение фазы, м:

$$b_{\text{дон}} = \frac{D - d - a_{\text{дон}}}{2};$$

$$b_{\text{дон}} = \frac{2.5 - 0.022 - 0.75}{2} = 0.86,$$

где $a_{\text{дон}}$ - для напряжения 110 кВ наименьшее допустимое расстояние между фазами при их сближении принимается 0,75 м.

Условие проверки:

$$b \leq b_{\text{дон}};$$

$$0,3 \leq 0,86.$$

На ПС Уссурийск 1 существующая ошиновка ОРУ-110 кВ проверку проходит, в замене не нуждается.

8.9 Выбор и проверка сборных шин

Ошиновка в ЗРУ-6 кВ ПС Уссурийск 1 выполнена однополосными шинами прямоугольного сечения в виде тройных пакетов, марка М1 3x100x10 мм.

Максимальный ток вводов 6 кВ ПС Уссурийск 1 – 4904 А определен в п 8.4, в таком случае шины проверку по длительно допустимому току проходят:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}};$$

$$4904 \text{ А} \leq 5385 \text{ А}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C_T} \quad (56)$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{1325 \cdot 10^6}}{91} = 400 \text{ мм}^2.$$

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (57)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{68200^2 \cdot 0,9^2}{1,67 \cdot 0,4} = 98 \text{ МПа},$$

где W - момент сопротивления шины (пакетов шин), толщиной $b=1$ см, шириной $h=10$ см, см^3 ,

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6},$$

$$W = \frac{10 \cdot 1^2}{6} = 1,67 \text{ см}^3,$$

a - расстояние между фазами, для КРУ 2-15Р равно 0,4 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, 0,9 м.

Условие механической прочности сборных шин:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}};$$

$$98 < 140 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{доп}} \leq 0,7 \cdot \sigma_{\text{РАЗР}};$$

$$98 \leq 0,7 \cdot 250 = 175.$$

Результаты выбора и проверки сборных шин ПС Уссурийск 1 приведены в таблице 35.

Таблица 35– Проверка сборных шин 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\text{max}} = 4904 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 98 \text{ МПа}$ $F_{\text{min}} = 400 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 5385 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 140 \text{ МПа}$ $F = 3000 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\text{min}}$

Для шин ЗРУ-6 кВ ПС Уссурийск 1 проверка выполняется.

8.10 Выбор и проверка изоляторов

В ЗРУ-6 кВ ПС Уссурийск 1 выбираются полимерные опорные изоляторы марки ИОСК-6-10-80-1 УХЛ1, предел прочности при изгибе 6 кН, [10].

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{68200^2 \cdot 0.9}{0.8} \cdot 10^{-7} = 1208 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр},$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 6000 = 3600 \text{ Н.}$$

Таблица 36 – Выбор опорных изоляторов 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$F_{расч} = 1208 \text{ Н}$	$F_{доп} = 3600 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Для опорных изоляторов 6 кВ все условия выбора и проверки выполнены.

8.11 Выбор трансформаторов собственных нужд

Нагрузки собственных нужд приведены в таблице 37 для ПС Уссурийск 1.

Таблица 37 – Нагрузка собственных нужд подстанции Уссурийск 1

Вид потребителя	Количество	Установленная мощность, кВт	cosφ	tgφ	Нагрузка	
					$P_{уст}, \text{ кВт}$	$Q_{уст}, \text{ кВАр}$
Охлаждение трансформатора ТДТН-40000/110/35/6	2	20,0	0,85	0,62	40	24,8
Подогрев выключателя 110-35 кВ	15	1,5	1	0	22,5	0
Подогрев выключателя 6 кВ	16	1,0	1	0	16	0
Подогрев ЗРУ	-	40,0	1	0	40	0
Зарядно-подзарядное устройство	-	50,0	0,98	0,2	50	10
Отопление и освещение ОПУ	-	20,0	0,98	0,2	20	4
Освещение ОРУ 110-35 кВ	-	15,0	0,98	0,2	15	3
Освещение и вентиляция ЗРУ	-	20,0	0,98	0,2	20	4
Итого	-	-	-	-	223,5	45,8

Расчетную нагрузку на каждую секцию шин определяем по формуле:

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} \quad (59)$$

где k_c – коэффициент одновременности.

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot \sqrt{(223,5)^2 + (45,8)^2} = 182 \text{ кВА}$$

По [4] выбираем два трансформатора ТМ–250/6.

8.12 Выбор и проверка ячеек КРУ

Комплектное распределительное устройство 6 кВ марки КРУ-2-15Р производства Челябинского завода электрооборудования [10] используется в ЗРУ-6 кВ ПС Уссурийск 1.

Порядок выбора КРУ 6 кВ аналогичен выключателям 6 кВ: Для проверки КРУ 6 кВ используются величины токов короткого замыкания в точке К-3. Результаты выбора и проверки КРУ 6 кВ показаны в таблице 38.

Таблица 38 – Выбор и проверка КРУ 6 кВ на вводах, в секционной ячейке

Паспортные данные оборудования	Расчётные (установочные) данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$ $i_{\text{вкл}} = 80 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{рТ}} = 4904 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 68,2 \text{ кА}$ $V_{\text{к}} = 1325 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq V_{\text{к}}$

Для КРУ 6 кВ все условия выбора и проверки выполнены.

9 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПС УССУРИЙСК 1

9.1 Заземление ПС

Для расчёта стационарного и импульсного сопротивления заземлителя ПС Уссурийск 1 необходимо собрать исходные данные:

- размеры ОРУ, вычисляются по спутниковым картам с точностью до 0,1 м, с учётом средней чёткости контуров оборудования размер ОРУ составляет 96,3х72 м;

- сопротивление грунта по двухслойной модели, для района ПС Уссурийск 1 составляет $\rho_{э\kappa\beta}=50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;

- величина тока короткого замыкания на ПС Уссурийск 1, наибольшее значение, 35,7 кА.

Площадь для размещения сетки заземления с учётом выхода границ заземлителя за границы ОРУ ПС Уссурийск 1 на 1,5 м с каждой стороны:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5), \quad (60)$$

$$S = (96,3 + 2 \cdot 1.5) \cdot (72 + 2 \cdot 1.5) = 7447,5 \text{ м}^2$$

Диаметр вертикальных электродов принимается 25 мм.

Сечение по условиям механической прочности составляет:

$$F_{\text{мн}} = \pi \cdot r^2; \quad (61)$$

$$F_{\text{мн}} = 3,14 \cdot 12,5^2 = 490 \text{ мм}^2;$$

Сечение по условиям термической стойкости составляет:

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{I_{\text{КЗ}}^2 \cdot t_{\text{ОТК}}}{400 \cdot \beta}}, \quad (62)$$

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{35700^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 123 \text{ мм}^2,$$

где $t_{откл} = 0.1$ с – время срабатывания устройств релейной защиты замыкания на землю;

$\beta = 21$ - коэффициент термической стойкости вертикальных электродов из стали;

$I_{КЗ}$ - значение тока КЗ ПС «Уссурийск 1», 35,7 кА.

Сечение по условиям коррозионной стойкости составляет:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad (63)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k,$$

где $T = 240$ мес – время использования заземлителя, в месяцах за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты аппроксимации, зависящие от грунта, для средней коррозионной активности принимаем равными:

$$a_k = 0,0026; b_k = 0,00915; c_k = 0,0104; \alpha_k = 0,0224;$$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 2,024 \text{ мм}^2;$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 2,024 \cdot (25 + 2,024) = 172 \text{ мм}^2.$$

По приведенным выше условиям сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{\text{мн}} \geq F_{\text{min}} \geq F_{КОР} + F_{T.C.}, \quad (64)$$

$$490 \geq 123 + 171,$$

$$490 \geq 295 \text{ мм}^2.$$

Заземление выполняется в виде сетки, расстояние между параллельными полосами сети принято 4 м.

Для дальнейших расчётов вычислим общую длину горизонтальных полос:

$$L_{\Gamma} = \frac{96,3 + 2 \cdot 1,5}{4} \cdot (72 + 2 \cdot 1,5) + \frac{72 + 2 \cdot 1,5}{4} \cdot (96,3 + 2 \cdot 1,5) = 3724 \text{ м.} \quad (65)$$

$$\text{Количество горизонтальных полос: } \frac{96,3 + 2 \cdot 1,5}{5} + \frac{72 + 2 \cdot 1,5}{5} = 44.$$

Полученное значение количества горизонтальных полос чётное, округление не требуется.

Необходимо задаться расстоянием между вертикальными электродами для определения их количества, удобнее это сделать если принять расстояние между вертикальными электродами двойному расстоянию между горизонтальными полосами:

$$a = 2 \cdot l_{\text{п-п}} = 8 \text{ м.}$$

Определяется количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (66)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{7447}}{8} = 43.$$

На плане ОРУ ПС Уссурийск 1 размещаем 43 вертикальных электрода, выбирая основное место их расположения вблизи молниеотводом для лучшего отвода тока молнии в землю.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_s = \rho_{\text{эКВ}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right),$$

$$R_s = 60 \cdot \left(\frac{0,3}{\sqrt{7447}} + \frac{1}{3724 + 43 \cdot 4} \right) = 0,22 \text{ Ом.}$$

где A – вспомогательный коэффициент, принят от соотношения $l_B / \sqrt{S} = 4 / \sqrt{7447} = 0,05$, $A = 0,3$ [34];

l_B - длина электродов принимается 4 м.

Импульсный коэффициент для импульсного сопротивления:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{эКВ}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (67)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{7447}}{(60 + 320) \cdot (35,7 + 45)}} = 2,05;$$

Величина импульсного сопротивления сетки заземления ПС Уссурийск 1 для отвода тока молнии в землю, Ом:

$$R_u = R_s \cdot \alpha_u, \quad (68)$$

$$R_u = 0,22 \cdot 2,05 = 0,46,$$

По ПУЭ должно выполняться условие:

$$R_u \leq 0,5;$$

$0,46 \leq 0,5$, условие выполняется.

На ПС Уссурийск 1 получены параметры горизонтального заземлителя с импульсным сопротивлением 0,46 Ом, состоящем из 44 горизонтальных и 43 вертикальных электродов.

9.2 Защита ПС от прямых ударов молнии

ОРУ 110-35 кВ ПС Уссурийск 1 защищается от ударов молний с помощью систем парных молниеотводов. Система включает в себя 2 отдельностоящих молниеотвода, 2 на порталах 110 кВ и 2 на порталах 35 кВ. Высота каждого молниеотвода принята 25 м.

Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода имеют следующие габариты [23]:

при $L > h$

$$h_0 = 0.85 \cdot h , \quad (69)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h , \quad (70)$$

$$h_c = h_0 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} h) \cdot (L - h); \quad (71)$$

$$r_x = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_0} \right) , \quad (72)$$

где h_0 – высота зоны защиты единичного молниеотвода, м ;

h – фактическая высота молниеотвода, м;

r_0 – радиус зоны защиты на уровне земли, м;

h_c - высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м;

L -расстояние между молниеотводами, м;

r_x —радиус зоны защиты на высоте h_x ;

h_x – высота защищаемого объекта от уровня земли, м.

Расчет по формулам (65-68) производится для защиты объектов подстанции Уссурийск 1. Высота объектов, находящиеся на высоте h_x от уровня земли принята 11 м, так как самый высокий от уровня земли объект на ОРУ-110 кВ это порталы ОРУ 110 кВ.

Рассчитывается система молниеотводов 1-2, высота 25 м каждого, расстояние по плану подстанции между молниеотводами 29 м:

$$h_0 = 0.85 \cdot 25 = 21,3 \text{ м}$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,3 \text{ м}$$

$$h_{cx} = 20,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25)(29 - 25) = 20,5 \text{ м}$$

Определяется r_x для зоны защиты на высоте $h_x - 11$ м:

$$r_x = 26,3 \left(1 - \frac{11}{21,3} \right) = 12,7$$

Половина ширины зоны защиты r_{cx} на соответствующих уровнях над уровнем земли для молниеотводов 1-2 определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{co} \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} ; \quad (73)$$

$$r_{cx} = 26,3 \cdot (20,5 - 11) / 20,5 = 12,2 \text{ м}$$

Аналогично производится расчет для остальных парных молниеотводов. Результаты расчета парных молниеотводов сведены в таблицу 39.

Таблица 39– Габариты зоны защиты парных молниеотводов ПС Уссурийск 1

Система МО	H, м	h _{эф} , м	r ₀ , м	h _i , м	r _x , м	L, м	r _{C0} , м	h _{CX} , м	r _{CX} , м
1-2	25,0	21,3	26,3	11,0	12,7	29,0	26,3	20,5	12,2
2-3,4-5	25,0	21,3	26,3	11,0	12,7	62,0	26,3	14,7	6,6
2-4	25,0	21,3	26,3	11,0	12,7	72,0	26,3	12,9	3,9
5-6	25,0	21,3	26,3	11,0	12,7	30,0	26,3	20,4	12,1
1-6	25,0	21,3	26,3	11,0	12,7	40,0	26,3	18,6	10,7

Зоны защиты молниеотводов указаны на листе графической части 5. На плане и разрезе ПС Уссурийск 1 видно, что всё оборудование высотой менее 11 м защищено молниеотводами и с вероятностью 99,5% исключает прорыв разрядов молнии на оборудование ОРУ ПС Уссурийск 1.

9.3 Защита ПС от набегающих волн перенапряжений

Для защиты наиболее капиталоемкого оборудования на ПС Уссурийск 1 – силовых трансформаторов на ОРУ 110 – 35 кВ устанавливаются ограничители перенапряжения нелинейные с полимерной изоляцией производства ЗАО «ЗЭТО» [11].

Со стороны вводов 110 кВ силовых трансформаторов устанавливаются ОПН–П1–110/83/20/2УХЛ1.

Со стороны вводов 35 кВ силовых трансформаторов устанавливаются ОПН–П1–3/3,0/40/2.

Со стороны вводов 6 кВ силовых трансформаторов устанавливаются ОПН–2–6/7,2.

Выбор ОПН 110 кВ:

- по длительно допустимому рабочему напряжению:

$$U_{HPO} \geq \frac{1,1 \cdot U_{HPC}}{\sqrt{3}}, \quad (74)$$

$$U_{HPO} \geq \frac{1,1 \cdot 126}{\sqrt{3}} = 80,1,$$

$$83 \geq 80,1 \text{ кВ},$$

где U_{HPO} - длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ;

U_{HPC} - наибольшее рабочее фазное напряжение сети, 126 кВ.

Выбираем ОПН-110 кВ с $U_{HPO} = 83$ кВ.

- по условию обеспечения взрывобезопасности:

$$I_{BB} \geq (1,15-1,2) \cdot I_{K3}, \quad (75)$$

$$I_{BB} \geq 1,2 \cdot 11,56 \text{ кА},$$

$20 \geq 13,9$ кА – условие выполняется.

где I_{BB} – ток взрывобезопасности ОПН, $I_{BB} = 20$ кА, [11];

I_{K3} – ток КЗ на стороне 110 кВ, $I_{K3} = 11,56$ кА.

Для ОПН-110 кВ условие взрывобезопасности выполняется.

- по уровню ограничения коммутационных перенапряжений

$$U_{OCT} \leq U_{КИ} / (1,15-1,20),$$

где U_{OCT} – остающееся напряжение ОПН при волнах тока амплитудой 0,5 кА, формой 30/60 мкс, $U_{OCT} = 206$ кВ [11];

$U_{КИ}$ – испытательное напряжение коммутационного импульса для защищаемого оборудования, кВ, [6];

$$U_{КИ} = K_{И} \cdot K_{К} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{ИСП},$$

где $U_{ИСП}$ – испытательное напряжение внутренней изоляции силовых трансформаторов, $U_{ИСП} = 200$ кВ;

K_I – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса по сравнению с испытательным одноминутным воздействием, $K_I = 1,35$;

K_K – коэффициент куммулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений, $K_K = 0,9$.

$$U_{КИ} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 343 \text{ кВ};$$

206 кВ < 343/1,15=298 кВ – условие выполняется

- по длине пути утечки внешней изоляции ОПН

Длина пути утечки внешней изоляции ОПН должна быть не менее указанной в ГОСТ 9920-89. Для номинального напряжения сети 110 кВ и степени загрязнения III длина пути утечки внешней изоляции составляет 2,5 см/кВ.

Для ОПН-110 кВ длина пути утечки $L_y=315$ см, тогда соотношение примет вид:

$$L_y/U_{НОМ} = 315/110 = 2,9 \text{ см/кВ},$$

2,9 ≥ 2,5 – условие выполняется

На стороне ВН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН–П1–110/83/20/2УХЛ1.

На стороне 35 кВ и 6 кВ силового трансформатора ОПН выбираются аналогично, результаты показаны в таблице 40.

Таблица 40 – Выбор ограничителей перенапряжения на ПС Уссурийск 1

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
110 кВ		
$U_H = 110 \text{ кВ}$ $\frac{1,1 \cdot U_{HPC}}{\sqrt{3}} = 80,1 \text{ кВ}$ $1,2 \cdot I_{K3} = 13,9 \text{ кА}$ $U_{KH} / 1,15 = 298 \text{ кВ}$	$U_{уст\text{Топн}} = 110 \text{ кВ}$ $U_{HPO} = 83 \text{ кВ}$ $I_{BB} = 20 \text{ кА}$ $U_{OCT} = 206 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст\text{Топн}}$ $U_{HPO} \geq \frac{1,1 \cdot U_{HPC}}{\sqrt{3}},$ $I_{BB} \geq (1,15-1,2) \cdot I_{K3}$ $U_{OCT} \leq U_{KH} / (1,15-1,20)$ $L_y / U_{НОМ} = 2,9 \geq 2,5$ $\Theta = 5 \text{ кДж/кВ}$
35 кВ		
$U_H = 35 \text{ кВ}$ $\frac{1,1 \cdot U_{HPC}}{\sqrt{3}} = 25,8 \text{ кВ}$ $1,2 \cdot I_{K3} = 10,4 \text{ кА}$ $U_{KH} / 1,2 = 127 \text{ кВ}$	$U_{уст\text{Топн}} = 35 \text{ кВ}$ $U_{HPO} = 40 \text{ кВ}$ $I_{BB} = 20 \text{ кА}$ $U_{OCT} = 107 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст\text{Топн}}$ $U_{HPO} \geq \frac{1,1 \cdot U_{HPC}}{\sqrt{3}},$ $I_{BB} \geq (1,15-1,2) \cdot I_{K3}$ $U_{OCT} \leq U_{KH} / (1,15-1,20)$ $L_y / U_{НОМ} = 4 \geq 2,5$ $\Theta = 2,8 \text{ кДж/кВ}$
10 кВ		
$U_H = 6 \text{ кВ}$ $\frac{1,1 \cdot U_{HPC}}{\sqrt{3}} = 4,6 \text{ кВ}$ $1,2 \cdot I_{K3} = 42,8 \text{ кА}$ $U_{KH} / 1,2 = 37 \text{ кВ}$	$U_{уст\text{Топн}} = 6 \text{ кВ}$ $U_{HPO} = 7,2 \text{ кВ}$ $I_{BB} = 50 \text{ кА}$ $U_{OCT} = 16,9 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст\text{Топн}}$ $U_{HPO} \geq \frac{1,1 \cdot U_{HPC}}{\sqrt{3}},$ $I_{BB} \geq (1,15-1,2) \cdot I_{K3}$ $U_{OCT} \leq U_{KH} / (1,15-1,20)$ $L_y / U_{НОМ} = 3,1 \geq 2,5$ $\Theta = 2,8 \text{ кДж/кВ}$

На ПС Уссурийск 1 все ОПН выбраны и проверены.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ

10.1 Релейная защита силовых трансформаторов ПС Уссурийск 1

Для защиты Т-1 и Т-2 на ПС Уссурийск 1 выбираются микропроцессорные терминалы «Сириус – Т» [13].

Для Т-1 и Т-2 на ПС Уссурийск 1 необходимо выбрать уставки срабатывания и проверить чувствительность защит:

- дифференциальной токовой защиты;
- максимальной токовой защиты;
- защиту от перегрузки;
- газовую защиту.

Расчет дифференциальной токовой защиты.

Определяются номинальные токи обмоток трансформатора, соответствующие его проходной мощности, [3].

Номинальный ток обмотки ВН трансформатора определяется по формуле:

$$I_{ном\ 220} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (76)$$

$$I_{ном\ 110} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А},$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора;

U_B - номинальное напряжение обмотки ВН

Номинальный ток обмотки НН трансформатора определяется по формуле:

$$I_{ном,6} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 3503 \text{ А},$$

где U_H - номинальное напряжение обмотки НН

Вторичный ток в плечах защиты определяется по формуле:

$$I_{ном.в} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}, \quad (77)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, равный 1 при соединении ТТ в звезду, и $\sqrt{3}$ при соединении в треугольник;

K_I – коэффициент трансформации ТТ, на стороне НН трансформатора $4000/5 = 800$, на стороне ВН трансформатора $300/5 = 60$.

Вторичные токи в плечах защиты определенные по формуле:

$$I_{ном.в.110} = \frac{201 \cdot \sqrt{3}}{60} = 5,8 \text{ А},$$

$$I_{ном.в.6} = \frac{3503 \cdot 1}{800} = 4,4 \text{ А},$$

Определяются токи небаланса.

$$I_{нб \Sigma} = I_{нб \text{ ТТ max}} + I_{нб \text{ рег max}}, \quad (78)$$

где $I_{нб \text{ ТТ}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью ТТ;

$I_{нб \text{ рег}}$ – то небаланса РПН, 12%;

$$I_{нб \text{ ТТ max}} = K_a \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{кз \text{ НН max}}, \quad (79)$$

$$I_{нб \text{ ТТ max}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 35700 = 3570 \text{ А},$$

где $K_{одн}$ – коэффициент однотипности ТТ $K_{одн}=1$;

K_a – коэффициент апериодической составляющей ($K_a=1$);

$\varepsilon=0,1$ – допустимая погрешность трансформаторов тока;

$I_{\text{КЗ НН max}}$ – величина тока КЗ на стороне 6 кВ $I_{\text{КЗ НН max}} = I_{\text{но}}^{(3)} = 35,7 \text{ кА}$.

$$I_{\text{нб рег max}} = \frac{\Delta U_{\text{рег\%}}}{100} \cdot I_{\text{но}}^{(3)}, \quad (80)$$

$$I_{\text{нб рег max}} = \frac{12}{100} \cdot 35,7 = 4284 \text{ А},$$

где $\Delta U_{\text{рег\%}}$ – максимальное значение изменения коэффициента трансформации силового трансформатора при регулировании (с РПН $\Delta U_{\text{рег\%}} = 12$).

Ток срабатывания защиты выбирается из двух условий, [3]:

- отстройки от максимального тока небаланса:

$$I_{\text{с.з.}} \geq K_{\text{зан}} \cdot I_{\text{нб } \Sigma}, \quad (81)$$

$$I_{\text{с.з.}} \geq 1,3 \cdot (4284 + 3570) \geq 10210 \text{ А},$$

где $K_{\text{зан}} = 1,3$.

- отстройки от номинального тока (обрыв провода во вторичной цепи):

$$I_{\text{с.з.}} \geq 3 \cdot I_{\text{ном}}, \quad (82)$$

$$I_{\text{с.з.}} \geq 3 \cdot 201 = 603 \text{ А},$$

где $I_{\text{ном}}$ - первичный номинальный ток.

Принимаем большее значение тока срабатывания защиты $I_{\text{с.з.}} = 10210 \text{ А}$.

Чувствительность защиты проверяем по предварительной формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (83)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{35700 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{10210} = 3 \geq 2.$$

Проверка по чувствительности выполняется.

Определяем ток срабатывания защиты (ВН):

$$I_{\text{с.р.}} = K_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{ТА}}}, \quad (84)$$

$$I_{\text{с.р.}} = \sqrt{3} \cdot \frac{10210}{300/5} = 5,8 \text{ A.}$$

Расчёт МТЗ трансформатора:

1) Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сам}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (85)$$

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 3503 = 8539 \text{ A,}$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ - первичный номинальный ток;

$K_{\text{н}}$ - коэффициент надежности, принимается из диапазона (1.2 - 1.3);

$K_{\text{сам}}$ - коэффициент самозапуска, принимается из диапазона (1.5 - 2);

$K_{\text{в}}$ - коэффициент возврата, принимается из диапазона (0.8 - 0.85);

2) Коэффициент чувствительности:

$$K_u = \frac{I_{K3}^{(3)} \cdot \sqrt{3}}{I_{c.з.}}, \quad (86)$$

$$K_u = \frac{35700 \cdot \sqrt{3}}{8539} = 3,6 \geq 1,5.$$

3) Ток срабатывания:

$$I_{c.п.} = K_{cx} \cdot \frac{I_{c.з.}}{n_{TA}}. \quad (87)$$

$$I_{c.п.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 8539}{4000/5} = 1,8 A.$$

Расчёт защиты трансформатора от перегрузок:

1) Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом:

$$I_{c.з.} = \frac{k_H}{k_G} \cdot I_{НОМ}, \quad (88)$$

$$I_{c.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 201 = 264 A$$

где k_H - коэффициент надежности, принимается равным 1.05.

2) Ток срабатывания защиты по формуле:

$$I_{c.п.} = \frac{I_{c.з.} \cdot k_{cx}}{n_T},$$

$$I_{c.p.} = \frac{264 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 7,6 \text{ A} .$$

Для реализации газовой защиты трансформатора ТДТН-40000/110/35/6 кВ применяются реле РГТ-80. Принцип действия реле заключается в срабатывании пусковых органов реле на изменение давления в баке трансформатора при различном повреждении изоляции, приводящем к образованию паров масла. Скорость срабатывания реле определяется интенсивностью газообразования, в зависимости от которого проводится настройка реле на выработку сигнала или команды на отключение трансформатора.

10.2 Автоматика

В качестве автоматики на ПС Уссурийск 1 проводится выбор устройств автоматического ввода резерва при пропадании питания на одной из секций 6 кВ ПС Уссурийск 1. В случае пропадания питания секционный выключатель получает команду от пускового терминала защиты на включение, что позволяет подать питания на обесточенную секцию шин. Уставка срабатывания по напряжению при это определяется по выражению:

$$U_{c.p.} = 0,25 \cdot U_{ном} ,$$

$$U_{c.p.} = 0,25 \cdot 6000 = 1500 \text{ В} .$$

10.3 Сигнализация

Для организации цепей центральной сигнализации на ПС Уссурийск 1 в помещении ОПУ устанавливается панель центральной сигнализации.

В объём сигнализации входит:

- световая сигнализация положения выключателей ОРУ-110-35 кВ, положения вводных и секционных выключателей 6 кВ на шкафах управления;
- световая сигнализация положения разъединителей и заземляющих ножей 110-35 кВ на на шкафах управления;

- индивидуальная визуальная сигнализация срабатывания/неисправности в составе шкафов и терминалов, обеспечивающая предварительный анализ ситуации;

- индивидуальная визуальная сигнализация в составе шкафа центральной сигнализации;

- предупредительная и аварийная сигнализация.

«Шкаф центральной сигнализации питается от двух секций СОПТ на напряжение =220В, также с ЩПТ заводится основная шинка мигания. Резервная шинка мигания организовывается непосредственно в шкафу центральной сигнализации. Питание световой и звуковой аппаратуры шкафа осуществляется непосредственно с первой секции питания и предусматривает функцию АВР с переключением на вторую секцию».

На ПС Уссурийск 1 предусмотрена организация центральной с 5 участками сигнализации:

1 участок – монтажные единицы, устанавливаемые в помещении ОПУ;

2 участок – сигнализация КРУ-6 кВ (1 и 2 секции);

3 участок – сигнализация РУ-35 кВ (1 и 2 секции);

4 участок – сигнализация РУ-110 кВ (1 и 2 секции);

5 участок – общеподстанционные сигналы из различных помещений подстанции.

«В шкафу предусмотрены лампы неисправности, лампы срабатывания аварийной и предупредительной сигнализации, кнопки опробования аварийной и предупредительной сигнализации участков, контроля шинок каждого участка, а также переключатели ввода тёмных шинок и контроля исправности ламп участков».

11 ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТЕЛЕ- МЕХАНИЗАЦИЯ ПС

В качестве автоматизированной информационно-измерительной система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) на ПС Уссурийск 1 используется система «Метроскоп».

«В соответствии с «Положением об организации коммерческого учета электроэнергии и мощности на оптовом рынке», утвержденным РАО «ЕЭС России» 12.10.2000 г. средства коммерческого учета оптового рынка потребителей, независимо от их формы собственности и балансовой принадлежности устанавливаются на всех границах их балансовой принадлежности с других собственниками».

На сторонах 110, 35 и 6 кВ организуется система коммерческого учета электроэнергии.

Система состоит из устройств:

- цифровые счетчики;
- устройство сбора и передачи данных;
- каналы связи.

Данные учета поступают по каналам ВОЛС на сервер АО «ДРСК», резервный канал – GSM шлюз.

На сторонах 110, 35 и 6 кВ предусмотрено измерение электрических параметров:

- токи в цепях трансформаторов;
- активная и реактивная мощность в цепях трансформаторов.

Схема организации автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ПС Уссурийск 1 приведена на рисунке 19.

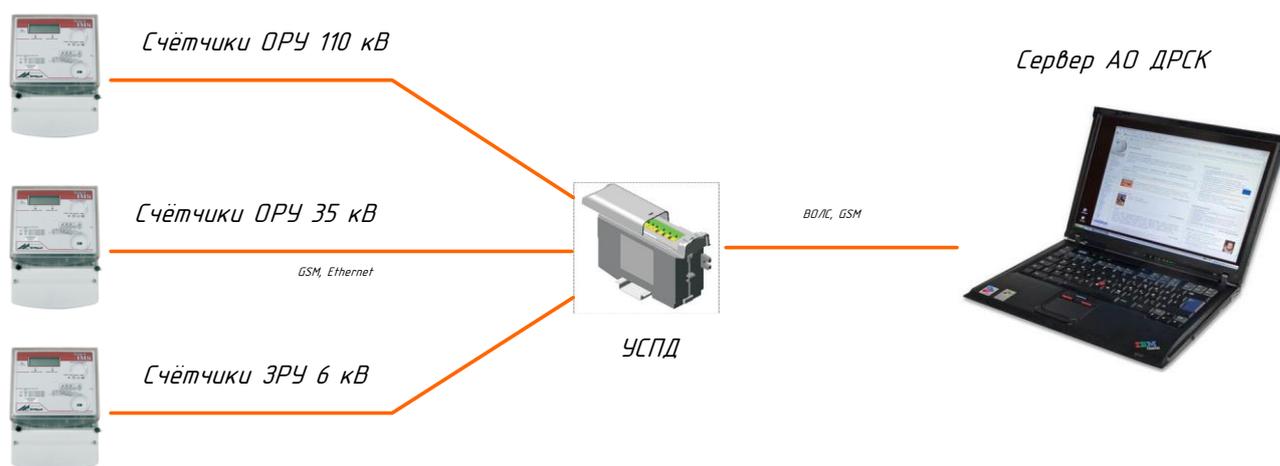


Рисунок 19 – Организация системы АИИС КУЭ на ПС Уссурийск 1

«Предусматривается круглосуточное функционирование АИИС КУЭ, в автоматическом режиме осуществляющей измерение заданных параметров, сбор, обработку, хранение и передачу данных».

«Телемеханизация на ПС Уссурийск 1 предусматривается со шкафов управления, установленных в оперативном пункте управления (ОПУ) подстанции, из диспетчерского пункта средствами телеуправления, а также со шкафов привода выключателя на ОРУ (местное)».

«Для реализации функций автоматизации управления выключателями 110-35 кВ предусматривается комплект автоматизации на базе микропроцессорных терминалов. Использование микропроцессорных терминалов для управления выключателями позволяет осуществлять включение и отключение выключателей с лицевой панели терминала. В случае неисправности терминала схемы управления предусматривают возможность непосредственного отключения выключателей от защит и ключа управления, помимо терминала. Любое действие на выключатель (включение или отключение) должно авторизованно фиксироваться либо автоматикой выключателя, либо защитой с расшифровкой времени отключения и с возможностью считывания этой информации в систему телемеханики».

«Организация цепей управления выключателями предусматривает блокировку управления выключателей при неготовности привода, при аварийном снижении давления элегаза, а также при неисправностях выключателей».

«Управление выключателями 6 кВ осуществляется средствами телеуправления и с релейного шкафа ячеек, устанавливаемых в помещении КРУ 6 кВ. Дополнительно для вводных и секционных выключателей предусматривается управление со шкафов управления, установленных в оперативном пункте управления (ОПУ) подстанции».

«При этом шкафы, на которых располагаются органы местного управления, предусматривают мнемосхему и сигнализацию положения выключателей».

«Функцию автоматки управления выключателями ячеек КРУ 6 кВ несет на себе микропроцессорный терминал защиты присоединения, устанавливаемый в ячейках. Кроме того, терминалом осуществляется приём и фиксация с визуальной расшифровкой и трансляция в систему телемеханики сигналов неисправности и работы защиты присоединения с возможностью выдачи сигналов в блок звуковой сигнализации».

«Функции телеизмерения, телеуправления, телесигнализации осуществляются с помощью многофункциональных измерительных преобразователей фирмы SATEC, установленных в ячейках присоединений».

110 кВ. В частности, обесточивание секции шин 110 кВ №1 возможно при отключении ВЛ Уссурийск 1 – Кожзавод, Уссурийск 1 – Студгородок, Уссурийск 1 – Артемовская ТЭЦ, при этом происходит отключение Т-1, обесточивание секции шин 110 кВ №2 возможно при отключении ВЛ Уссурийск 1 – УКФ, Уссурийск 1 – Тереховка при этом происходит отключение Т-2.

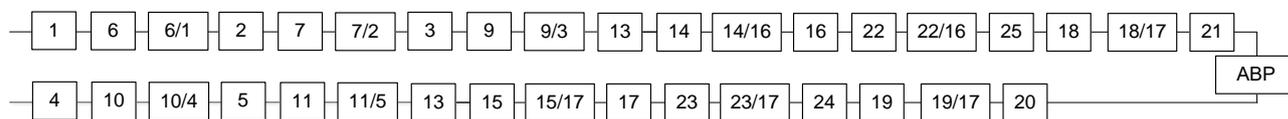


Рисунок 21 – Схема замещения вероятностей отказа ПС Уссурийск 1

Справочные данные для определения вероятностей отказа каждого элемента схемы замещения взяты из [8] и структурированы в таблице 41.

Таблица 41 – Показатели надежности элементов

Наименование элемента (номер в схеме)	ω , 1/год	t_B , ч	μ , 1/год	t_P , ч	акз	аоп
ВЛ 110 кВ – 4,5,6,7	1,7/100	7	3,8	15		
Выкл-ли 110 - 1,2,3,4,11,12	0,003	20	0,2	45	0,004	0,004
Выкл-ли 10 – 17,18,20	0,015	20	0,2	40	0,015	0,02
Трансформаторы 110/10 15,16	0,014	70	0,166	28	-	-
Шины 110-35-6 кВ - 1,2,3,19,21	0,016	5	0,166	4	-	-
Разъединители 110 кВ	0,01	11	0,166	5	-	-

Вероятность отказа каждого элемента в стационарном состоянии определяется по формуле [24]:

$$q = \omega \cdot t_B / 8760;$$

$$q_{Л1} = 0,017 \cdot 4,8 / 8760 = 0,00007;$$

$$q_{Л2} = 0,017 \cdot 2,7 / 8760 = 0,00004;$$

$$q_{Л3} = 0,017 \cdot 59,3 / 8760 = 0,00081;$$

$$q_{Л4} = 0,017 \cdot 7,62 / 8760 = 0,0001;$$

$$q_{Л5} = 0,017 \cdot 19,1 / 8760 = 0,00026;$$

$$q_T = 0,014 \cdot 70 / 8760 = 0,00011;$$

$$q_{В110} = 0,003 \cdot 20 / 8760 = 0,00001;$$

$$q_{В6} = 0,015 \cdot 20 / 8760 = 0,00003;$$

$$q_{СШ} = 0,016 \cdot 5 / 8760 = 0,00001;$$

$$q_{Р110} = 0,01 \cdot 11 / 8760 = 0,00001.$$

Вероятность отказа выключателей определяется по формуле полной вероятности с учётом смежных элементов, повреждение которых приводит к срабатыванию выключателя:

$$q_{В6} = 2 \cdot \omega_{\text{раз}} \cdot t_{\text{Враз}} + \omega_{\text{см}} \cdot t_{\text{с}} + a_{\text{Вав}} \cdot (\omega_{\text{Л1}} \cdot t_{\text{сЛ1}}) + a_{\text{Вон}} \cdot N_{\text{он}} \cdot T_{\text{он}};$$

$$q_{В6} = 2 \cdot 0,01 \cdot 11 + 0,003 \cdot 20 + 0,004 \cdot (0,017 \cdot 7 \cdot 4,8) + 0,004 \cdot 1 \cdot 1 / 8760 = 0,000033;$$

$$q_{В7} = 2 \cdot \omega_{\text{раз}} \cdot t_{\text{Враз}} + \omega_{\text{см}} \cdot t_{\text{с}} + a_{\text{Вав}} \cdot (\omega_{\text{Л2}} \cdot t_{\text{сЛ2}}) + a_{\text{Вон}} \cdot N_{\text{он}} \cdot T_{\text{он}};$$

$$q_{В7} = 2 \cdot 0,01 \cdot 11 + 0,003 \cdot 20 + 0,004 \cdot (0,017 \cdot 7 \cdot 2,7) + 0,004 \cdot 1 \cdot 1 / 8760 = 0,000032;$$

$$q_{В8} = 2 \cdot \omega_{\text{раз}} \cdot t_{\text{Враз}} + \omega_{\text{см}} \cdot t_{\text{с}} + a_{\text{Вав}} \cdot (\omega_{\text{СШ}} \cdot t_{\text{сСШ}} + \omega_{\text{СШ}} \cdot t_{\text{сСШ}}) + a_{\text{Вон}} \cdot N_{\text{он}} \cdot T_{\text{он}};$$

$$q_{В8} = 2 \cdot 0,01 \cdot 11 + 0,003 \cdot 20 + 0,004 \cdot (0,016 \cdot 5 + 0,016 \cdot 5) + 0,004 \cdot 1 \cdot 1 / 8760 = 0,000032;$$

$$q_{B9} = 2 \cdot \omega_{pas} \cdot t_{Bpas} + \omega_{cm} \cdot t_{\theta} + a_{Bas} \cdot (\omega_{Л3} \cdot t_{\theta Л3}) + a_{Bon} \cdot N_{on} \cdot T_{on};$$

$$q_{B9} = 2 \cdot 0,01 \cdot 11 + 0,003 \cdot 20 + 0,004 \cdot (0,017 \cdot 7 \cdot 59,3) + 0,004 \cdot 1 \cdot 1/8760 = 0,000036;$$

$$q_{B10} = 2 \cdot \omega_{pas} \cdot t_{Bpas} + \omega_{cm} \cdot t_{\theta} + a_{Bas} \cdot (\omega_{Л4} \cdot t_{\theta Л4}) + a_{Bon} \cdot N_{on} \cdot T_{on};$$

$$q_{B10} = 2 \cdot 0,01 \cdot 11 + 0,003 \cdot 20 + 0,004 \cdot (0,017 \cdot 7 \cdot 7,62) + 0,004 \cdot 1 \cdot 1/8760 = 0,000033;$$

$$q_{B11} = 2 \cdot \omega_{pas} \cdot t_{Bpas} + \omega_{cm} \cdot t_{\theta} + a_{Bas} \cdot (\omega_{Л5} \cdot t_{\theta Л5}) + a_{Bon} \cdot N_{on} \cdot T_{on};$$

$$q_{B11} = 2 \cdot 0,01 \cdot 11 + 0,003 \cdot 20 + 0,004 \cdot (0,017 \cdot 7 \cdot 19,1) + 0,004 \cdot 1 \cdot 1/8760 = 0,000033;$$

$$q_{B14} = q_{B15} = 2 \cdot \omega_{pas} \cdot t_{Bpas} + \omega_{cm} \cdot t_{\theta} + a_{Bas} \cdot (\omega_{TP} \cdot t_{\theta TP}) + a_{Bon} \cdot N_{on} \cdot T_{on};$$

$$q_{B14} = 2 \cdot 0,01 \cdot 11 + 0,003 \cdot 20 + 0,004 \cdot (0,014 \cdot 70) + 0,004 \cdot 1 \cdot 1/8760 = 0,000033;$$

$$q_{B18} = q_{B19} = q_{B22} = q_{B23} = \omega_{cm} \cdot t_{\theta} + a_{Bas} \cdot (\omega_{TP} \cdot t_{\theta TP}) + a_{Bon} \cdot N_{on} \cdot T_{on};$$

$$q_{B14} = 0,015 \cdot 20 + 0,004 \cdot (0,014 \cdot 70) + 0,004 \cdot 1 \cdot 1/8760 = 0,000035;$$

Вероятность отказа цепочек:

$$q_1 = q_1 + q_6 + q_2 + q_7 + q_3 + q_9 + q_{13} + q_{14} + q_{16} + q_{22} + q_{25} + q_{18} + q_{21};$$

$$q_1 = 0,00007 + 0,00004 + 0,00081 + 0,000033 + 0,000032 + 0,000036 + 0,00001 + \\ + 0,000033 + 0,00011 + 0,000035 + 0,00001 + 0,000035 + 0,00001 = 0,00123;$$

$$q_{11} = q_4 + q_{10} + q_5 + q_{11} + q_{13} + q_{15} + q_{17} + q_{23} + q_{24} + q_{19} + q_{20};$$

$$q_{11}=0,0001+0,00026+0,000033+0,000033+0,000033+ \\ +0,00011+0,000035+0,00001+0,000035+0,00001=0,00065.$$

Параметр потока отказов цепочек:

$$\omega_1 = \omega_1 + \omega_6 + \omega_2 + \omega_7 + \omega_3 + \omega_9 + \omega_{13} + \omega_{14} + \omega_{16} + \omega_{22} + \omega_{25} + \omega_{18} + \omega_{21} + \omega_{np3};$$

$$\omega_1 = 0,0816 + 0,0459 + 1,0081 + 0,014 + 0,003 + 0,003 + 0,003 + 0,003 + 0,016 + 0,016 + 0,015 + 0,015 + 1,0081 = 2,22;$$

$$\omega_2 = \omega_4 + \omega_{10} + \omega_5 + \omega_{11} + \omega_{13} + \omega_{15} + \omega_{17} + \omega_{23} + \omega_{24} + \omega_{19} + \omega_{20} + \omega_{np5};$$

$$\omega_2 = 0,13 + 0,32 + 0,014 + 0,003 + 0,003 + 0,016 + 0,016 + 0,015 + 0,015 + 0,32 = 0,84.$$

Время восстановления цепочек:

$$t_{в1} = q_1 / (\omega_1 - \omega_{1нб}) \cdot 8760;$$

$$t_{в1} = 0,00123 / (2,22 - 1,008) \cdot 8760 = 8,9 \text{ ч};$$

$$t_{в2} = q_2 / (\omega_2 - \omega_{2нб}) \cdot 8760;$$

$$t_{в2} = 0,000278 / (0,84 - 0,32) \cdot 8760 = 11 \text{ ч}.$$

Коэффициенты преднамеренных отключений:

$$K_{npI} = 1 - e^{-(t_{npI}/t_{вI})};$$

$$K_{npI} = 1 - e^{-(28/8,9)} = 0,95;$$

$$K_{npII} = 1 - e^{-(t_{np2}/t_{\theta 2})};$$

$$K_{npII} = 1 - e^{-(28/11)} = 0,92.$$

Параметр потока отказов системы:

$$\omega_c = \omega_1 \cdot q_2 + q_1 \cdot \omega_{II} + q_{np2} \cdot \omega \cdot 1 + q_{np1} \cdot \omega \cdot 2;$$

$$\omega_c = 2,22 \cdot 0,00065 + 0,84 \cdot 0,00132 + ((2,22 - 1,008) \cdot 1,008 \cdot 50/8760 + (0,84 - 0,32) \cdot 0,32 \cdot 50/8760) = 0,0164.$$

Вероятность отказа системы:

$$q_c = q_1 \cdot q_2 + q_2 \cdot K_{np1} \cdot \omega_{np5} \cdot t_{np1} + q_1 \cdot K_{np2} \cdot \omega_{np6} \cdot t_{np2};$$

$$q_c = 0,00123 \cdot 0,00065 + 0,00065 \cdot 0,96 \cdot 28 \cdot 1,008/8760 + 0,00123 \cdot 0,922 \cdot 28 \cdot 0,32/8760 = 0,00000511.$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c};$$

$$T_c = 1/0,0164 = 61 \text{ год.}$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c};$$

$$T_p = 0,105 \cdot 1/0,0164 = 6,4 \text{ лет; .}$$

Среднее время восстановления системы найдем из формулы:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c} \cdot 8760;$$

$$t_{BC} = 0,000005111/0,0164 \cdot 8760 = 2,7 \text{ с};$$

Недоотпуск электроэнергии:

$$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_c \cdot 8760;$$

$$W_{нед} = 49340 \cdot 0,000005111 \cdot 8760 = 2209 \text{ кВтч};$$

где $P_{деф}$ – нагрузка ПС Уссурийск 1, 49,34 МВт.

Основной ущерб от недоотпуска электроэнергии:

$$Y_{осн} = Y_{уд осн} \cdot W_{нед} \cdot K_{долл};$$

$$Y_{осн} = 2209 \cdot 99 = 218,7 \text{ тыс. руб};$$

где $Y_{уд осн}$ – удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии для распределительных сетей 99 р/кВтч по [31].

Ущерб от внезапного прекращения электроснабжения:

$$Y_{внез} = Y_{уд внез} \cdot P_{деф} \cdot K_{долл};$$

$$Y_{внез} = 3,5 \cdot 49,34 \cdot 69,5 = 12 \text{ тыс. руб};$$

где $K_{долл}$ – курс доллара США по курсу ЦБРФ на текущий момент, 69,5 р/доллар [35];

$Y_{уд\ внез}$ – ущерб от внезапного отключения электроснабжения, [8], 3,5 у.е./МВт.

Общий ущерб:

$$Y = Y_{осн} + Y_{внез};$$

$$Y = 12 + 218,7 = 230,7 \text{ тыс. руб.}$$

При существующей нагрузке ПС Уссурийск 1 ущерб незначительный.

13 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Капитальные затраты и издержки для каждого варианта реконструкции сетей 110 кВ города Уссурийск в районе ПС Уссурийск 1 рассчитаны в п 7.6 при технико-экономическом сравнении вариантов сети 110 кВ. Дальнейшее обоснование затрат на реконструкцию ПС Уссурийск 1 и сетей 110 кВ выполняется по показателям рентабельности и окупаемости с учётом дисконта. Рентабельность более 8% считается приемлемой с точки зрения обоснованности возврата денежных средств в течении периода окупаемости. Срок службы оборудования при этом не должен быть меньше периода окупаемости, [33].

13.1 Расчёт чистого дохода

Расчёт чистого дохода предполагает оценку возможного эффекта от реконструкции ПС Уссурийск 1 для обеспечения электроснабжения потребителей. В таком случае используется формула:

$$Q_{pt} = P_{ПС} \cdot T \cdot T_{\max}; \quad (89)$$

$$Q_{pt} = 49,34 \cdot 1,96 \cdot 6000 = 580,3 \text{ млн.руб.}$$

где T – одноставочный тариф на транспорт электроэнергии по сетям АО «ДРСК», 1,96 тыс.руб./МВтч [18];

$P_{ПС}$ – учтённая мощность ПС Уссурийск 1 с учётом новой нагрузки, 49,34 МВт

T_{\max} – число часов максимума нагрузок, в городе Уссурийск 6000 ч

$$\text{ЧД} = \sum_m \Phi_m, \quad (90)$$

где Φ_m - результирующие затраты, млн.руб.;

m - шаг расчётного периода, лет.

Инвестиции в реконструкцию ПС Уссурийск 1 распределяются на 3 года равными частями, по 301 млн.руб. в год, таким образом повышается эффективность освоения вложений и воявляется возможность провети корректировку закупочных процедур. Для первого года реализации проекта:

$$\Phi_m = \Delta t - (Kt + It) = 0 - 301 = -301 \text{ млн.руб.} \quad (91)$$

13.2 Расчёт чистого дисконтированного дохода

Формула для определения дисконтированного дохода:

$$\text{ЧДД} = \sum_m \Phi_m (1 + E_{\text{н.п.}})^{T_0 - \tau}, \quad (92)$$

где T_0 – год, к которому приводятся разновременные затраты;

τ – текущий год строительства и эксплуатации.

$E_{\text{нп}}$ - ставка дисконтирования, % (определяется исходя из данных Центрального Банка Российской Федерации, 8%, [35]);

Для первого года реконструкции ПС Уссурийск 1:

$$\text{ЧДД} = -301 \cdot (1 + 8/100)^{0-1} = -279 \text{ млн.руб.}$$

Последующие года рассчитываются аналогично

13.3 Расчёт дисконтированного срока окупаемости

Срок окупаемости, учитывающий дисконт определяется по графику ЧДД нарастающим итогом, для этого табличные данные представляются в виде графика на рисунке 42.

Таблица 42 – Экономические показатели проекта

год	К, млн. руб	И, млн. руб	Q_{pr} , млн. руб.	Фм, млн. руб.	Фм, накопи- тельный, млн. руб.	ЧД, млн.руб.	ЧДД, млн.руб.	ЧДД нако- пительный, млн. руб..
1	-301			-300,9	-300,9	-1398,5	-278,6	-278,6
2	-301			-300,9	-601,7	-2796,9	-515,9	-794,5
3	-301			-300,9	-902,6	-4195,4	-716,5	-1511,0
4		-138	580	442,7	-459,9	-3260,2	-338,0	-1849,0
5		-138	580	442,7	-17,2	-2325,1	-11,7	-1860,7
6		-138	580	442,7	425,5	-1389,9	268,1	-1592,6
7		-138	580	442,7	868,1	-454,7	506,6	-1086,1
8		-138	580	442,7	1310,8	480,5	708,2	-377,9
9		-138	580	442,7	1753,5	1415,6	877,2	499,3
10		-138	580	442,7	2196,2	2350,8	1017,3	1516,6
11		-138	580	442,7	2638,9	3286,0	1131,8	2648,4
12		-138	580	442,7	3081,6	4221,1	1223,7	3872,1
13		-138	580	442,7	3524,3	5156,3	1295,9	5168,0
14		-138	580	442,7	3966,9	6091,5	1350,6	6518,6
15		-138	580	442,7	4409,6	7026,7	1390,1	7908,7
16		-138	580	442,7	4852,3	7961,8	1416,3	9325,0
17		-138	580	442,7	5295,0	8897,0	1431,1	10756,1
18		-138	580	442,7	5737,7	9832,2	1435,8	12191,9
19		-138	580	442,7	6180,4	10767,4	1432,1	13624,0
20		-138	580	442,7	6623,0	11702,5	1421,0	15044,9
21		-138	580	442,7	7065,7	12637,7	1403,6	16448,6
22		-138	580	442,7	7508,4	13572,9	1381,1	17829,7
23		-138	580	442,7	7951,1	14508,1	1354,2	19183,9
24		-138	580	442,7	8393,8	15443,2	1323,7	20507,6
25		-138	580	442,7	8836,5	16378,4	1290,3	21797,9
26		-138	580	442,7	9279,2	17313,6	1254,6	23052,4
27		-138	580	442,7	9721,8	18248,8	1217,0	24269,5
28		-138	580	442,7	10164,5	19183,9	1178,2	25447,7
29		-138	580	442,7	10607,2	20119,1	1138,4	26586,1
30		-138	580	442,7	11049,9	21054,3	1098,1	27684,2
всего				11049,9	141159,6	231828,6	27684,2	302530,7

Согласно рисунку 22, положительное значение дисконтированного дохода начинает образовываться после 9 года эксплуатации, поэтому дисконтированный срок окупаемости составляет 9 лет.

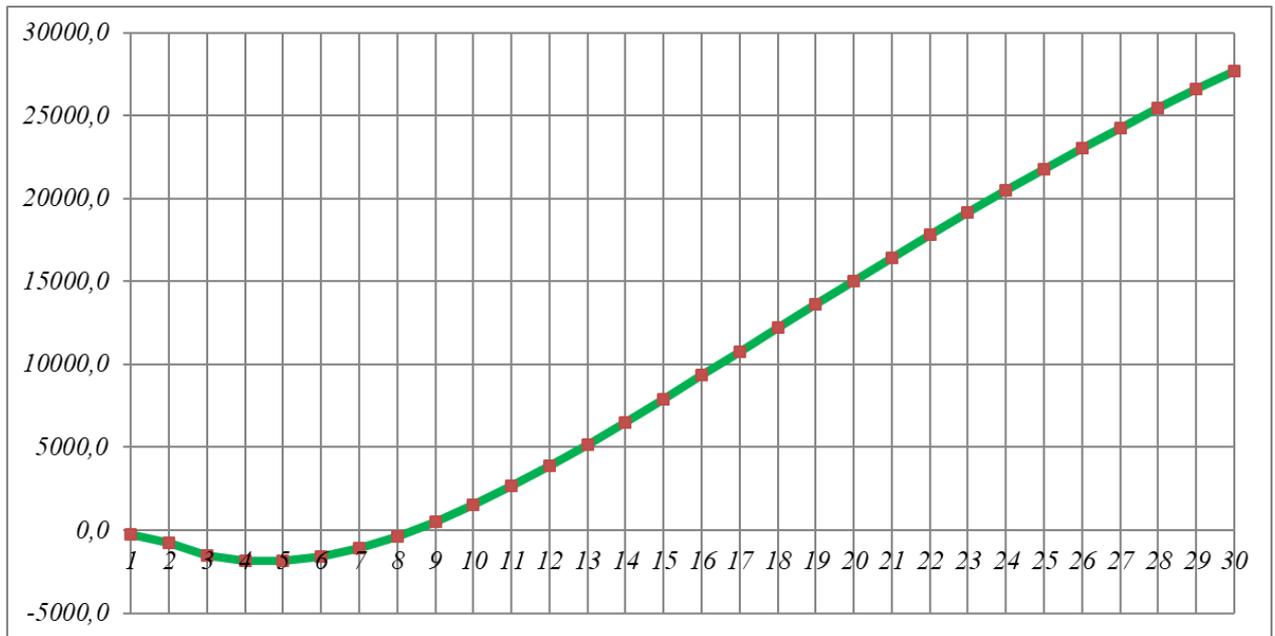


Рисунок 22– Срок окупаемости с учётом дисконта

13.4 Расчёт коэффициента рентабельности инвестиций

Проект считается рентабельным, если значение рентабельности больше нормы дисконтирования. Рентабельность инвестиций оценивается по формуле:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K} \quad (93)$$

$$R_t = \frac{580,3 - 137,6 - 0,2 \cdot 580,3}{902,6} \cdot 100\% = 36\% \geq 8\%$$

где \mathcal{E}_t - системный эффект, обусловленный вводом рассматриваемого объекта в год t;

H_t - налог на прибыль (устанавливается через процент балансовой прибыли, принимается 20% от эффекта).

I_t - общие годовые эксплуатационные расходы по электросетевому объекту без учета затрат на амортизацию;

K - капитальные затраты (инвестиции).

Затраты на реконструкцию ПС Уссурийск 1 считаются рентабельными.

13.5 Расчёт себестоимости передачи электроэнергии

Себестоимость передачи электроэнергии находится по выражению, руб/кВтч:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\Sigma}} \quad (94)$$

Электроэнергия, полученная потребителем за год, кВтч:

$$W_{\Sigma} = P_{\text{макс}} \cdot T_{\text{макс}}, \quad (95)$$

$$W_{\Sigma} = 49,34 \cdot 6000 = 296063000 \text{ кВтч},$$

где $T_{\text{макс}}$ - число часов максимума нагрузки, для Приморского края 6000 ч;

$P_{\text{макс}}$ - нагрузка ПС Уссурийск 1, 49,34 МВт.

Издержки $I_{\Sigma} = 137,6$ млн. руб.

Определим себестоимость, руб/кВтч:

$$C = \frac{137,6}{30960000} = 0,46.$$

Инвестиционная привлекательность проекта обоснована низкой себестоимостью кВтч отпущенной электроэнергии потребителям города Уссурийск – 0,46 р/кВтч при отпускной цене на электроэнергию более 3 р/кВтч. Проект с положительной рентабельностью – 36%, проект окупается за 9 лет.

14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

При реконструкции ПС Уссурийск 1 в части замены силового трансформатора более мощным необходимо соблюдать меры безопасности, которые будут перечислены п 11.1, а также, в связи с тем, что ПС Уссурийск 1 расположена на территории города Уссурийск, необходимо оценить шумовое воздействие силовых трансформаторов ПС Уссурийск 1 на окружающие жилые дома, п 11.2. Так как в ВКР предусматривается подключение новых жилых районов к РУ-6 кВ ПС Уссурийск 1, то в п 11.3 приводятся меры пожарной безопасности при работах в РУ-6 кВ ПС Уссурийск 1.

14.1 Безопасность

На территории открытого распределительного устройства 35-110 кВ ПС Уссурийск 1 расположено различное оборудование разного класса напряжения. Конструктивные особенности, расположение и исполнение каждого вида оборудования на ОРУ 110/35 кВ ПС Уссурийск 1 в эксплуатации обязывает оперативно-технический персонал иметь соответствующие знания и навыки, которые являются итогом как организационных (обучение, повышение квалификации), так и технических (тренировки, смотры мастерства, межведомственные соревнования) мероприятий по закреплению знаний в области безопасности в электроустановках.

Высота забора ОРУ ПС Уссурийск 1 составляет более 2 м, что позволяет исключить опасное приближение к токоведущим частям ОРУ. Входы на территорию ОРУ ПС Уссурийск 1 оборудованы механизмами само закрывания для предотвращения случайного попадания на территорию ОРУ ПС Уссурийск 1 людей и животных. Опасность приближения к оборудованию под напряжением исключается путём монтажа соответствующего оборудования как на конструкциях из железобетона, так и на металлических пространственных конструкциях. Транспортировка оборудования ОРУ ПС Уссурийск 1, аппаратов и устройств для работы с данным оборудованием осуществляется по проезду в габаритах 4 метра

по ширине и высоте. Согласно [1], на ОРУ ПС Уссурийск 1 выдержано минимальное расстояние от токоведущих частей до земли величиной 3,6 м, ПУЭ [20]. Безопасность ОРУ ПС Уссурийск 1 для персонала обеспечивается высотой подвеса ошиновки 6 м, что позволяет персоналу, обслуживающему ПС Уссурийск 1 работать в безопасных условиях.

Кроме обеспечения безопасных расстояний от токоведущих частей до обслуживающего персонала на ПС Уссурийск 1 предусмотрены блокировки безопасности, которые исключают как подачу питания через выключатель на включенные заземляющие ножи разъединителя или короткозамыкателя, так и включения заземленных секций шин через секционные разъединители на секции, оставшиеся в работе и под напряжением.

Механическая оперативная и электромагнитная блокировка оборудования применяется в РУ ПС Уссурийск 1 на всех уровнях напряжения 110-35-6 кВ. На ПС Уссурийск 1 установлены панели питания блокировки с устройствами контроля изоляции, которые подают выпрямленное напряжение на цепи электромагнитной блокировки ОРУ ПС Уссурийск 1. Заземляющие разъединители выполняются с ручными приводами, привод разъединителей электромагнитный, что учтено в схемах питания электромагнитной блокировки ПС Уссурийск 1. От ошибочных операций персонал ПС Уссурийск 1 защищен посредством прекращения питания цепей управления привода в случаях ошибочных операций. На ПС Уссурийск 1 использованы схемы электромагнитной блокировки одинакового типа с взаимозаменяемым электромагнитным ключом. Для трансформаторов напряжения ПС Уссурийск 1 реализована механическая блокировка между заземляющими ножами и разъединителем в виде дисков с вырезами, имеющих общий приводной вал для разъединителя и заземляющих ножей, что исключает включение заземления при включенном разъединителе и наоборот.

На территории ОРУ ПС Уссурийск 1 в достаточном количестве для наглядности и ясности нанесена маркировка электрооборудования, совпадающая с оперативными и однолинейными схемами ПС Уссурийск 1. Применяются знаки безопасности, которые выполнены в виде желтого фона с нанесением на фон черной

или красной ломанной стрелы, стороны знаков при этом черные или красные. Данные знаки применяются на ОРУ ПС Уссурийск 1 при работах на порталах, ячейках ЗРУ 6 кВ, различном оборудовании. Токоведущие части ОРУ ПС Уссурийск 1 окрашены в соответствии с требованиями ПУЭ, фаза А – желтый цвет, В – зеленый, С – красный. В ЗРУ-6 кВ используется световая индикация и сигнализация состояния оборудования ПС Уссурийск 1.

На ПС Уссурийск 1 применяются следующие защитные средства от поражения электрическим током при работах на ОРУ 110-35 кВ, таблица 43.

Таблица 43 – Защитные средства от поражения электрическим током при работах на ОРУ 110-35 кВ ПС Уссурийск 1

ОРУ	Наименование средств защиты	Количество
110 кВ	Основные	
	штанга измерительная универсальная ШИУ – 110	2 шт.
	Дополнительные	
	диэлектрические боты	4 пары
	диэлектрические перчатки	4 пары
	защитные очки	4 шт.
	переносные заземления	4 шт.
	плакаты безопасности	4 компл.
	предохранительные монтерские пояса	2 компл.
35 кВ	Основные	
	штанга измерительная универсальная ШИУ – 110	2 шт.
	Дополнительные	
	диэлектрические боты	4 пары
	диэлектрические перчатки	4 пары
	защитные очки	4 шт.
	переносные заземления	4 шт.
	плакаты безопасности	4 компл.
	предохранительные монтерские пояса	2 компл.

Снижение травматизма на ПС Уссурийск 1 достигается использованием в темное время суток осветительных установок искусственного освещения территории ОРУ 35-10 кВ ПС Уссурийск 1. По ПУЭ для наружного освещения ПС Уссурийск 1 применяются лампы ДРЛ (газоразрядные). Два независимых источника предусмотрены на ПС Уссурийск 1 для питания рабочего и аварийного освещения. На ПС Уссурийск 1 реализовано переключение между источниками

питания освещения, на случай пропадания питания рабочего освещения задействуется аварийное от резервного источника.

14.2 Экологичность

Для оценки шумового воздействия на прилегающую территорию жилой застройки используется суммарный скорректированный уровень звуковой мощности для трансформаторов ТДТН-40000/110/35.

Используя [4] определяем скорректированный уровень звуковой мощности трансформаторов ПС Уссурийск 1, ТДТН-40000/110/35 – 91 дБА.

Так как на ПС Уссурийск 1 используется в работе два силовых трансформатора ТДТН-40000/110/35, то их суммарный скорректированный уровень звуковой мощности вычисляется по формуле, дБА:

$$L_{A\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot L_{PAi}}, \quad (96)$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0.1 \cdot 91} = 94,$$

где L_{PAi} - 91 дБА согласно [25].

Так как ближайшими жилыми объектами к территории ПС Уссурийск 1 являются жилой дом по адресу улица Заречная 2а, и гостиница «Лада» адресу улица Заречная 2в, то для этих объектов по требованиям [25] имеем максимальные уровни проникающего шума в ночное время:

- для жилых домов с 23 – х часов до 7 – $L_A=45$ дБА;

- для гостиниц с 23 – х часов до 7 – $L_A=50$ дБА.

Вычисляем минимальное расстояние R от подстанции Уссурийск 1 до жилого дома и гостиницы, на котором будут выполняться требования [25] по шуму по формуле:

$$R = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{A\Sigma} - L_A}{10}}}{2\pi}}, \quad (97)$$

$$R_{\text{гостиница}} = \sqrt{\frac{10^{\frac{94-50}{10}}}{2 \cdot 3.14}} = 63 \text{ м.}$$

$$R_{\text{жилое дома}} = \sqrt{\frac{10^{\frac{94-45}{10}}}{2 \cdot 3.14}} = 113 \text{ м.}$$

В результате расчётов определены расстояния от геометрического центра источников шума, то есть силовых трансформаторов Т1 и Т2 на ПС Уссурийск 1 до ближайших объектов, где должны соблюдаться требования по допустимым уровням шума с поправкой на более жёсткие уровни, характерные для ночного времени суток. На основе данных ресурса Google-maps, было вычислено фактическое расстояние от силовых трансформаторов Т1 и Т2 на ПС Уссурийск 1 до жилого дома по адресу улица Заречная 2а (161 м) и гостиница «Лада» адресу улица Заречная 2в (135 м). В обоих случаях фактические расстояния от силовых трансформаторов Т1 и Т2 на ПС Уссурийск 1 превышают расстояния, где требования по шуму соблюдены:

- для жилого дома $161 - 113 = 48$ м,
- для гостиницы $135 - 63 = 72$ м.

Таким образом на ПС Уссурийск 1 не требуется установка защитных шумовых барьеров при её реконструкции в части увеличения мощности силового трансформатора, рисунок 23.

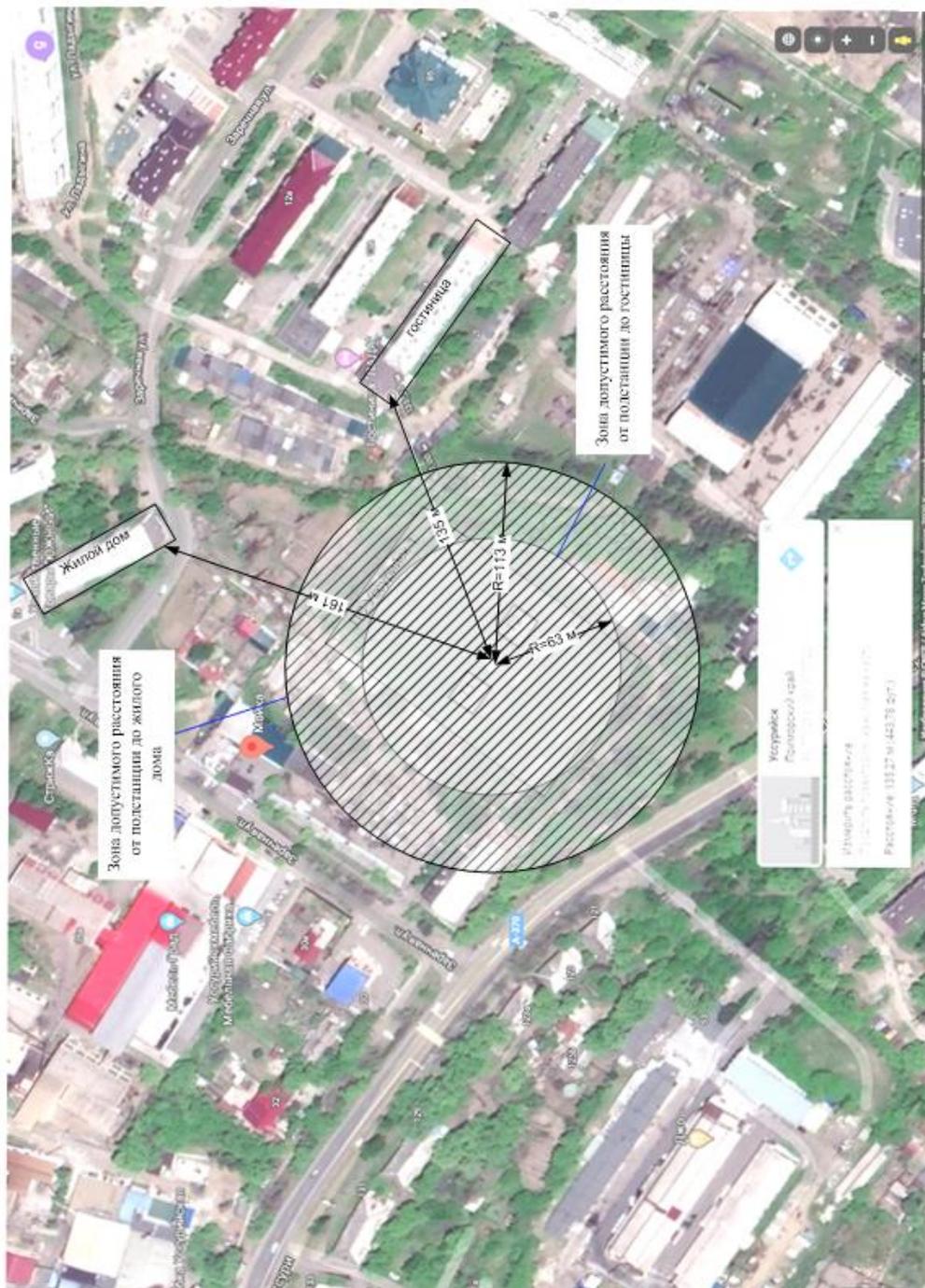


Рисунок 23 – Зоны допустимого уровня шума для ПС Уссурийск 1

Вывод по расчёту: после реконструкции ПС Уссурийск 1 в части увеличения номинальной мощности силового трансформатора Т-1 с 31,5 МВА до 40 МВА близлежащие объекты попадают в зону, где санитарно-гигиенические требования по шуму выполняются.

14.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайные происшествия случаются на техногенных объектах, к которым относится ПС Уссурийск 1. Аварийные ситуации в результате чрезвычайных происшествий могут иметь различный масштаб.

Меры для предупреждения возникновения чрезвычайных ситуаций при реконструкции ПС Уссурийск 1 и последующей её эксплуатации [4]:

- разработка и использование обучающих и тренировочных систем работающих в различных режимах, в том числе и в реальном масштабе времени для персонала ПС Уссурийск 1;

- использование информационных сред и способов дублирования информации ПС Уссурийск 1;

- запрет на несанкционированные действия на ПС Уссурийск 1 за счёт использования автоматических систем защиты от таких действий;

- разноуровневая автоматизация процесса управления ПС Уссурийск 1;

- повышение эффективности средств безопасности ПС Уссурийск 1;

В качестве чрезвычайной ситуации в данной ВКР рассматривается пожар в ЗРУ 6 кВ ПС Уссурийск 1. Пожар в здании РУ-6 кВ ПС Уссурийск 1 относится к техногенным чрезвычайным происшествиям.

В электроустановках РУ-6 кВ ПС Уссурийск 1, которые находятся или могут оказаться под напряжением тушение пожара ведётся в соответствии с требованиями [19]. Использование следующих огнетушителей с огнетушащим средством допускается:

- водных огнетушителей;
- пенных огнетушителей;
- газовых огнетушителей;
- порошковых огнетушителей.

РУ-6 кВ ПС Уссурийск 1 оборудовано двумя ручными углекислотными огнетушителями ОУ-5 с соответствующим сроком проверки, емкостью 25 литров. В РУ-6 кВ ПС Уссурийск 1 корпуса огнетушителей ОУ-5 помещены на специальные тележки. Инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их

хранения в РУ-6 кВ ПС Уссурийск 1 находятся на видном месте и окрашены в красный цвет масляной краской. РУ-6 кВ ПС Уссурийск 1 имеет два эвакуационных выхода, которые можно открыть по направлению эвакуации.

Средства телемеханизации установлены и функционируют в РУ-6 кВ ПС Уссурийск 1, за счёт чего выполняется управление РУ-6 кВ ПС Уссурийск 1. В РУ-6 кВ ПС Уссурийск 1 установлены автоматическая пожарная сигнализация для оповещения о пожаре и средства связи. Оперативный персонал ПС Уссурийск 1 информируется о пожаре на территории ПС посредством включенных установок обнаружения пожара, которые представляют собой системы пожарных извещателей, датчиков дыма, приёмных станций, блоков питания, а также посредством средств релейных защит электрооборудования ПС Уссурийск 1, которые связаны с системой автоматического пуска систем пожаротушения. Все системы пожаротушения и релейной защиты ПС Уссурийск 1 находятся в исправном состоянии.

Сигнала о возгорании в РУ-6 кВ ПС Уссурийск 1 передаётся на пульт диспетчерского управления Приморского края, при этом автоматика пожаротушения в РУ-6 кВ ПС Уссурийск 1 выполняет корректное обнаружение зоны горения, проводит отключение того электрооборудования, которое способствует развитию пожара, либо которое может способствовать прекращению горения.

Пожар в РУ-6 кВ ПС Уссурийск 1 относится к местной чрезвычайной ситуации. Однако в случаях, когда выполнить локализацию аварии или возгорания на ПС Уссурийск 1 затруднительно или невозможно чрезвычайная ситуация из разряда местной переходит в территориальную, так как ПС Уссурийск 1 является узловой подстанцией, поэтому имеет большое количество отходящих присоединений, отключение которых спровоцирует перебои в электроснабжении различных населенных пунктов.

Тушение пожара на силовых трансформаторах ПС Уссурийск 1 марки ТДТН-40000/110/35 с массой трансформаторного масла 23 т предусмотрено с использованием противопожарного водопровода, подключенного к коммунальным сетям водоснабжения города Уссурийск.

Трансформаторы ПС Уссурийск 1 установлены открыто на территории подстанции, между трансформаторами устанавливается огнестойкая разделительная перегородка, способная в течении полутора часов не терять огнестойких свойств. Перегородка устанавливается за пределами маслоприёмника, ширина перегородки больше ширины маслоприемника, по высоте перегородка превышает ввода высокого напряжения трансформаторов ПС Уссурийск 1, от трансформаторов до разделительной перегородки выдерживается минимальное расстояние 1,5 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключительной части работы подводятся итоги в соответствии с целями и задачами работы, приводятся краткие выводы по каждому разделу работы:

- проведён анализ состояния системы внешнего электроснабжения 110 кВ ПС Уссурийск 1;

- выполнено обоснование величины подключаемой нагрузки новых жилых районов города Уссурийск к ПС Уссурийск 1;

- предложены и обоснованы варианты выполнения системы внешнего электроснабжения ПС Уссурийск 1, в результате выбран вариант с реконструкцией ПС Студгородок и переводом её на напряжение 110 кВ и включением ПС Студгородок в транзит;

- выполнена реконструкция П Уссурийск 1 в части установки элегазовых выключателей 110-35 кВ без изменения схем РУ 110-35 кВ и замены силового трансформатора 31,5 МВА на 40 мВА;

- рассчитана микропроцессорная защита для трансформаторов ПС Уссурийск 1;

- в соответствии с объёмом реконструкции ПС Уссурийск 1 составлены планы молниезащиты оборудования ОРУ ПС Уссурийск 1, рассчитано заземление, выбраны ОПН, предложен вариант организации системы учёта электроэнергии на ПС;

- выполнен расчёт надёжности предлагаемой схемы внешнего электроснабжения, ущерб от недоотпуска 230,7 тыс.руб.;

- инвестиционная привлекательность проекта характеризуется показателями: себестоимостью – 0,46 р/кВтч; рентабельность – 36%; окупаемость затрат 9 лет;

- приведены меры безопасности при реконструкции ПС Уссурийск 1, рассчитано шумовое воздействие после замены силового трансформатора на ПС Уссурийск 1, показатели экологичности не превышены.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Методы анализа и расчета замкнутых электрических сетей / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, [Электронный ресурс]. URL: https://fondsmena.ru/media/publicationfiles/Metody_analiza_i_rascheta_zamknutykh_elektricheskikh_setei_2012.pdf (дата обращения 27.06.2020)
- 2 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005. – 52 с.
- 3 Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматка электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.
- 4 ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные
- 5 ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. [Электронный ресурс]. URL: <http://gostrf.com/normadata/1/4294837/4294837241.htm>
- 6 ГОСТ 1516.1-76 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.
- 7 Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.385-94.
- 8 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем Новосибирск: Изд-во НГТУ. - 2003. - 256с.
- 9 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118-2003.
- 10 Официальный сайт Администрации Уссурийского городского округа [Электронный ресурс]. – URL: https://adm-ussuriisk.ru/ob_okruge/generalnyy_plan/ – 27.06.2020 г.
- 11 Официальный сайт ЗАО «ЗЭТО» [Электронный ресурс]. URL: https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/ogranichiteli-

perenapryajeniy-nelineynye/s-polimernoy-vneshney-izolyatsiey-ot-3-do-35-kv (дата обращения 27.06.2020)

12 Официальный сайт Коммунар Уссурийская газета [Электронный ресурс]. – URL: <http://kommunar.info/gorod/3121-ussurijsk-prirastaet-strojkami.html> – 27.06.2020 г.

13 Официальный сайт Радиус-автоматика [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rza.ru/catalog/zashita-i-avtomatika-silovih-transformatorov-i-atotransfomatorov/sirius-t.php> – 27.06.2020 г.

14 Официальный сайт Самаэлектрошит [Электронный ресурс]. URL: <https://www.electroshield.ru/upload/iblock/a5a/Katalog-transformatory-izmeritelnye.pdf> (дата обращения 27.06.2020)

15 Официальный сайт Челябинского завода электрооборудования [Электронный ресурс]. URL: <https://www.chelzeo.ru/catalog/> (дата обращения 27.06.2020)

16 Письмо заместителя министра Минстроя России №17207-ИФ/09 от 06.05.2020. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.i-tat.ru/base/205.html>

17 Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.

18 Постановление №67/1 от 26 декабря 2019г. Департамента по тарифам Приморского края «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям территориальных сетевых организаций, оказывающих указанные услуги, на территории Приморского края на 2020 год». [Электронный ресурс]. URL: http://drsk.ru/source/files/content/2019/92_s.pdf

19 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий : Руководящий документ РД-153.-34.0-03.301-00. - М. : ЗАО Энергетические технологии, 2000. - 116 с.

20 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 8-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2012. – 488 с.

- 21 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». – Введ. 23.03.1998 г. – М.: Московский энергетический институт. – 131 с.
- 22 Рожкова, Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций/ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. - М.: Энергоатомиздат, 2003. - 648 с.
- 23 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.
- 24 Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.
- 25 Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
- 26 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций
- 27 СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1, 2)
- 28 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
- 29 Справочные данные измерительных трансформаторов [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/spravka/spravka/transformatory-toka-tol10-1.html> (дата обращения 27.06.2020)
- 30 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс]. URL: https://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (дата обращения 27.06.2020)
- 31 СТО 56947007-29.240.01.271-2019. Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований [Электронный ресурс]. URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.01.271-2019.pdf (дата обращения 27.06.2020)

32 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2018 – 2022 годы, 7.06.2020 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.primorsky.ru/upload/iblock/2fd/2fddd144dfd04f741f8520de2b16918c.pdf> (дата обращения 27.06.2020)

33 Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2009. Ополева Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения Москва, 2006 г.

34 Электротехнический справочник: В 4 т. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2007. — 964 с.

35 Сайт центробанка РФ [Электронный ресурс]. URL https://cbr.ru/currency_base/daily/ (дата обращения 27.06.2020)

36 Практические аспекты оценки фактического срока службы силовых трансформаторов [Электронный ресурс]. URL <http://www.uraldiag.ru/UPLOAD/user/novosti/09122016/15-osotov-vn-prakticheskie-aspekty-otsenki-sroka-sluzhby-transformatorov.pdf> (дата обращения 27.06.2020)