


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

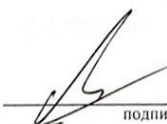
И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 21 » 06 2019 г.


БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ города
Хабаровск в связи с подключением подстанции Связная (АО РЖД)


Исполнитель
студент группы 542-об1

 21.06 Г.М. Гамидов
подпись, дата


Руководитель
доцент, канд. техн. наук

 20.06 А.А. Казакул
подпись, дата

Консультант:
безопасность и
экологичность
доцент, канд. техн. наук

 11.06.2019 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 21.06.2019 Н.С. Бодруг
подпись, дата

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Томшидова Талида
Мазакирабига

1. Тема бакалаврской работы: Реконструкция электрической сети
напряжением 110 кВ города Таваровки в связи с ростом нагрузки
созданной с 10 5 км/д (утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 07.06.2019.

3. Исходные данные к бакалаврской работе: Исходная схема электрической сети,
ГОСТы, ПУЭ и другая нормативная - справочная литература.

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Характеристика района проектирования, выбор схемы реконструируемой подстанции.
Выбор схемы трансформаторов. Расчет токов короткого замыкания.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов
электрической части.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к
ним разделов) Безопасность и экологичность - Бумажков А.Б.

7. Дата выдачи задания 05.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Алексей
(фамилия, имя, отчество (должность, ученая степень, ученое звание))

Александрович, доцент, канд. тех. наук
Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 109 с, 19 рисунков, 41 таблицу, 79 формул, 18 источников.

ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной ВКР разработана схема включения в существующую сеть подстанции 110 кВ «Связная» в Хабаровском крае. Были выполнены расчеты и проанализированы нормальные и послеаварийные режимы работы системы, рассчитаны токи короткого замыкания для выбора и проверки оборудования, выбраны сечения КЛ, силовые трансформаторы и другое высоковольтное оборудование для проектируемой подстанции, выбраны устройства релейной защиты и автоматики для проектируемой ПС. Произведен расчет заземления и молниезащиты подстанции. Приведены правила пожарной безопасности на подстанции. Проведена оценка экономической эффективности предложенного варианта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Общая характеристика Хабаровского края	8
1.1 Географическое положение	8
1.2 Характеристика существующей сети в районе проектирования	10
1.3 Описание источников питания рассматриваемого района проектирования	11
1.4 Характеристика потребителей	11
1.5 Прогнозирование электрических нагрузок	11
1.6 Расчет режимов работы сети	14
1.6.1 Составление графа электрической сети и выбор начальных данных для расчета режимов на ПВК	14
1.6.2 Исходные данные для анализа сети	14
1.6.3 Анализ расчета режима	19
2 Разработка вариантов реконструкции сети	23
2.1 Вариант реконструкции участка сети	23
2.2 Компенсация реактивной мощности	26
2.3 Выбор мощности трансформаторов	42
2.4 Выбор сечения проводов	45
2.5 Анализ режима сети после реконструкции	46
3 Техникоэкономическое сравнение вариантов	48
3.1 Расчет капитальных вложений	48
3.2 Расчет потерь электрической энергии	49
3.3 Расчет эксплуатационных издержек	51
3.4 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат	52
4 Проектирование ПС	55
4.1 Расчёт токов короткого замыкания	55
4.2 Выбор схемы ОРУ 110 кВ	55
4.3 Выбор РУ 10 кВ	56

4.4	Выбор выключателей	57
4.5	Выбор разъединителей	63
4.6	Выбор трансформаторов тока	66
4.7	Выбор трансформаторов напряжения	71
4.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	74
4.9	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	76
5	Выбор устройств релейной защиты	78
5.1	Сведения о микропроцессорном устройстве	78
5.2	Расчет дифференциальной защиты трехобмоточного трансформатора	80
5.2.1	Выбор общих параметров дифференциальной защиты	81
5.2.2	Выбор уставок дифференциальной отсечки	82
5.2.3	Выбор уставок чувствительности дифференциальной защиты	83
5.3	Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора	83
5.4	Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора	86
5.5	Газовая защита трансформатора	87
6	Заземление и молниезащита	90
6.1	Расчёт заземлителя	90
6.2	Молниезащита проектируемых подстанций	93
7	Безопасность и экологичность	96
7.1	Безопасность	96
7.2	Экологичность	98
7.3	Чрезвычайная ситуация	99
	Заключение	107
	Библиографический список	108

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия

ВН – высокое напряжение

ВЗС – водозаборное сооружение

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

КЗ – короткое замыкание

ЛЭП – линия электропередачи

НН – низкое напряжение

ОП – обратная последовательность

ОПН – ограничитель перенапряжения

ПП – прямая последовательность

ПС – подстанция

РЗиА – релейная защита и автоматика

СН – собственные нужды

ТП – трансформаторная подстанция

ТТ – трансформатор тока

ТН – трансформатор напряжения

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время разработана схема и программа развития ЕЭС России на ближайшие годы. Значимое место в этой программе занимают вопросы, связанные с развитием электроэнергетики Дальнего Востока. Необходимость развития обусловлена непрерывным ростом нагрузок, появлением новых потребителей, повышением степени электрификации быта, увеличением требований к уровню жизни населения, развитием научно-технического прогресса.

Для выполнения этого требуется развитие и переоснащение действующих электроэнергетических систем, внедрение новых технологий и современного оборудования. Этот процесс сопровождается строительством и реконструкцией линий электропередач и подстанций.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция электрической сети напряжением 110 кВ для ввода в эксплуатацию ПС 110 кВ «Связная».

Целью выпускной квалификационной работы является разработка оптимального варианта подключения ПС «Связная» к существующей электрической сети Хабаровской энергосистемы.

В ходе выпускной квалификационной работы решаются следующие задачи: разработки вариантов подключения подстанции к существующей электрической сети, расчет токов короткого замыкания, выбор энергетического оборудования, выбор устройств молниезащиты и заземления подстанций, определение сечений проектируемых КЛ, выбор устройств релейной защиты и автоматики, проектирование ОРУ 110 кВ и РУ НН, выбор схемы распределительных устройства ВН, СН и НН для вводимой ПС «Связная».

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ХАБАРОВСКОГО КРАЯ

1.1 Географическое положение

Хабаровский край расположен в восточной части Российской Федерации, в Дальневосточном федеральном округе. На севере граничит с Магаданской Областью и Республикой Саха (Якутия), на западе с Еврейской автономной областью, Амурской областью, а также Китаем, на юге с Приморским краем, с севера-востока и востока омывается Охотским морем, с юго-востока – Японским морем. От острова Сахалин отделяется проливами Татарский и Невельского. Помимо основной, континентальной части, в состав края входят несколько островов, среди них самые крупные – Шантарские. Общая протяженность береговой линии – около 2500 км, включая острова – 3390 км.

Территория края простирается с юга на север на 1800 км, с запада на восток – на 125-750 км. Общая площадь территории края составляет 787 633 км², это 4,5 % всей территории страны (4-е место среди субъектов Российской Федерации). Основные горные хребты – Сихоте-Алинь, Сунтар-Хаята, Джугджур, Буреинский, Дуссе-Алинь, Ям-Алинь. Высочайшая точка – гора Берилл (2933 м), самая низкая соответствует уровню моря. От Москвы до Хабаровска по железной дороге – 8533 км, по воздуху – 6075 км.

Около трех четвертей площади края занимают горы и плоскогорья, которые образуют обширные системы и хребты Сихотэ-Алинь, Джугджур, Баджал, Хинган и другие. Максимальная высота гор – 2933 м. Самое большое равнинное пространство – Среднеамурская равнина, расположенная в бассейне Амура между городами Хабаровск и Комсомольск-на-Амуре. Равнинные пространства сильно заболочены. В целом по краю болота занимают 10,6 % земельного фонда.

Климатические условия меняются при движении с севера на юг, зависят также от близости к морю и от формы и характера рельефа. Средняя

температура января от -22 °С на юге и до -40 °С на севере, на побережье от -18 °С до -24 °С. Средняя температура июля на юге +20 °С, на севере около +15 °С. Годовая сумма осадков колеблется от 400 – 600 мм на севере и до 600 – 800 мм на равнинах и 16 восточных склонах хребтов. На юге края до 90 % осадков выпадает с апреля по октябрь, особенно много их в июле и августе.

Весь Хабаровский край находится в 8-й часовой зоне (MSK+7). Относительно Московского времени часовая зона имеет постоянное смещение +7 часов. Смещение относительно UTC составляет +11:00.

Каждый район отличается своим климатом и исходящими из этого условиями, показателями. В таблице 1 представлены все необходимые характеристики района.

Таблица 1 – Климатические условия района

№ п/п	Климатические условия	Справочная величина
1	Район по ветру	III
2	Нормативная скорость ветра, м/сек	8
3	Максимальная скорость ветра, (м/с)	20
4	Район по гололеду	III
5	Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см), (мм)	14
6	Средняя температура воздуха высшая, (град С)	20
7	Средняя температура воздуха низшая, (град С)	-22
8	Температура воздуха среднегодовая, (град С)	1.7
9	Число грозных часов	30
10	Степень загрязнения атмосферы	I
11	Сейсмичность района, (бал.)	4

1.2 Характеристика существующей схемы электроснабжения в районе проектирования

На рисунке 1 приведена рассматриваемая часть существующей схемы электроснабжения потребителей Хабаровского края.

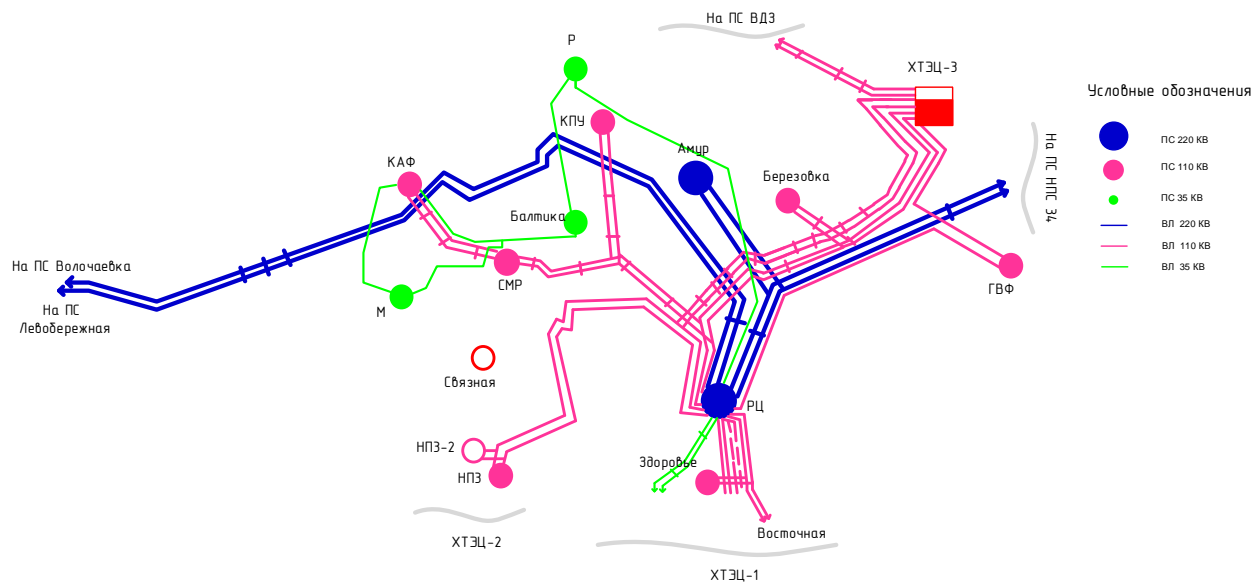


Рисунок 1 – Существующая схема электроснабжения в районе проектирования подстанции

Энергосистема Хабаровского края входит в состав ОЭС Востока. В состав системы входит Объединенный энергорайон (далее – ОЭР) и изолировано работающий Николаевский энергорайон.

В состав ОЭС Востока, кроме энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, входят энергосистемы Амурской области, Приморского края и Республики Саха (Якутия) (Южно-Якутский энергорайон). В таблице 2 представлены основные показатели работы ОЭС Востока, а также энергосистемы Хабаровского края (Объединенного энергорайона) и Еврейской автономной области за 2016 год.

Таблица 2 – Основные показатели работы ОЭС Восток, а также энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области за 2017 год.

Показатель	ОЭС Востока	Энергосистема Хабаровского края и ЕАО	Доля энергосистемы Хабаровского края и ЕАО, процентов
Максимум нагрузки энергосистемы, МВт	5387,9	1648	30,6
Установленная мощность электростанций, МВт	9186,5	2105,7	22,9
Потребление электроэнергии, млн кВт ч	33177,3	9785	29,5
Выработка электроэнергии, млн кВт ч	36801,4	8073,1	21,9

1.3 Описание источников питания рассматриваемого района проектирования

В рассматриваемом районе строительства имеется Хабаровская ТЭЦ - 3 выступающая в роли источника питания.

1.4 Характеристика потребителей

К основным типам потребителей данного района строительства относятся: промышленное производство, быт и сфера услуг, прочие виды экономической деятельности.

1.5 Прогнозирование электрических нагрузок

При подключении новых подстанции и сетей необходимо учитывать ежегодный рост нагрузки с целью предотвращения перегрузки трансформаторов и других электрических аппаратов.

Данный раздел посвящен расчету электрических нагрузок на ПС рассматриваемого района проектирования с учетом на перспективу до 2023 года, с целью дальнейшего выбора сечения КЛ 110 кВ.

Формула сложных процентов, используемая для прогнозирования электрической нагрузки, выглядит следующим образом [4]:

$$S = S_T \cdot (1 + K)^{T_{II}} \quad (1)$$

где S – прогнозируемая мощность;

S_T – текущее значение мощности;

K – коэффициент увеличения параметра в единицу времени (о.е./год);

T_{II} – период времени, на который производится прогнозирование (лет);

0,032 – относительное увеличение нагрузки за год для Хабаровского края согласно среднестатистическим данным СИПР [16];

$T_{ПРОГ}$ – год на который прогнозируется нагрузка;

$T_{ТЕК}$ – текущий год

В данном случае на примере ПС «Левобережная» прогноз максимальной активной нагрузки составит:

$$P_M = 13,7 \cdot (1 + 0,032)^{2022-2018} = 15,06 \text{ (МВт)}$$

Прогноз максимальной реактивной нагрузки составит:

$$Q_M = 2,92 \cdot (1 + 0,032)^{2022-2018} = 3,21 \text{ (МВар)}$$

В таблице 3 представлены результаты прогнозирования нагрузки.

Таблица 3 – Результаты прогнозирования нагрузки

Наименование ПС	Р _{макс} (МВт)	Q _{макс} (МВар)
РЦ	16	5,6
Восточная	15,3	4,9
НПЗ	16,4	5,1
НПЗ 2	18,1	5,2
ГВФ	19,8	6,1
Березовка	17,2	4,2
КПУ	12,6	3,6
СМР	20,2	6,5
КАФ	19,1	6,6
Левобережная	15	4,9

Расчет по формуле сложных процентов показывает, что в период с 2019 года по 2024 рост нагрузки составит порядка 9,6 %, при ежегодном приросте нагрузки 3,2%.

Расчет вероятностных характеристик нагрузки позволяет определить по максимальной активной мощности нагрузки и ее типу такие параметры как: средняя активная мощность, максимальная и средняя реактивная мощности нагрузки.

Результаты расчета остальных вероятностных характеристик необходимые для выбора сечения КЛ, а также определения мощности компенсирующих устройств, устанавливаемых на ПС приведены в таблице 4:

Таблица 4 – Результаты расчета вероятностных характеристик нагрузки

Наименование ПС	Р _{макс} (МВт)	Р _{ср} (МВт)	Q _{макс} (МВар)	Q _{ср} (МВар)
РЦ	16,6	13,59	7,32	6,89
Восточная	8,24	5,76	2,53	2,1
НПЗ	15,06	10,56	3,21	2,75
НПЗ 2	9,45	6,58	3,41	2,98
ГВФ	4,57	3,22	0,76	0,67

Березовка	1,55	1,08	0,42	0,37
КПУ	1,58	1,1	0,46	0,4
СМР	99,14	69,4	62,87	54,86
КАФ	19,1	52,1	18,14	15,56
Левобережная	1,56	1,11	0,45	0,41

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при выборе мощности силовых трансформаторов на ПС которые подлежат реконструкции и модернизации.

1.6 Расчет режимов работы сети

1.6.1 Составление графа электрической сети и выбор начальных данных для расчета режимов на ПВК

Расчет режимов работы сети проводится для определения всех параметров, в процессе эксплуатации существующей и реконструированной сети, включающих такие как: потери напряжения, потери мощности токовые нагрузки в сечениях и т.д.

Расчет проводится в программном комплексе RastrWin3.

Исходными данными для расчета режимов принимаем характеристики потребителей, параметры элементов схемы, а также ее конфигурация.

1.6.2 Исходные данные для анализа сети

Режим сети – это такое состояние системы, которое определено значениями мощностей электростанций, токов, напряжений, а также других величин, которые характеризуют процесс производства, передачи и распределения электроэнергии. Для выполнения данного анализа необходимо подготовить исходную информацию. Данными для выполнения анализа являются параметры схемы замещения сети. Расчёт режима сети позволит максимально приблизится к реальной ситуации в данном районе и

получить необходимые характеристики: перетоки активной и реактивной мощности, уровни напряжения, потери в элементах сети и т.д.

Таблица 5 – Параметры схемы замещения линий

Название линии	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	G, мкСм
РЦ СН - ВН ПС Восточная	0,53	1,52	-6,9	0,5
РЦ СН - Отпайка НПЗ 1	1,05	2,68	-17,9	0,2
Отпайка НПЗ 1 - ВН НПЗ	0,57	1,44	-9,6	0,1
Отпайка НПЗ 1 - ВН НПЗ 2	1,26	3,22	-21,4	0,3
РЦ СН - ВН ПС ГВФ	1,34	2,84	-18,2	0,2
ХТЭЦ 3 - ВН ПС ГВФ	3,38	7,24	-51,6	1,2
РЦ СН - Отпайка 1 ПС Березовка	0,96	1,37	-8,2	0,1
Отпайка 1 ПС Березовка - ВН Березовка	0,96	1,37	-8,2	0,1
Отпайка 2 ПС Березовка - ВН ПС КПУ	2,56	3,64	-21,7	0,3
РЦ СН - ВН ПС СМР	1,43	3,04	-19,5	0,3
ВН ПС СМР - ВН ПС КАФ	1,02	1,7	-10,9	0,2
РЦ ВН 220 кВ - ВН ПС	1,45	6,34	-39	2,1
ВН ПС Левобережная - ПС Хабаровская	2,36	9,88	-50,7	3,4

Для расчёта установившегося режима необходимы рассчитать параметры составляющих элементов сети. Данными параметрами являются: активное и индуктивное сопротивление, ёмкостная проводимость линии,

активное и индуктивное сопротивление трансформаторов, генерируемая активная и реактивная мощность источника питания и т.д. Параметры линий представлены выше в таблице 5.

Активное сопротивление линии:

$$R_{\text{вл}} = r_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (2)$$

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

$l_{\text{вл}}$ – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{\text{вл}} = x_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (3)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

Реактивная проводимость воздушной линии:

$$B_{\text{вл}} = b_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (4)$$

где b_0 – удельное ёмкостная проводимость линии на 1 км длины, мкСм/км.

Активная проводимость воздушной линии:

$$G_{\text{вл}} = g_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (5)$$

где g_0 – удельная активная проводимость линии на 1 км длины, мкСм/км.

Силовые трансформаторы в ПВК RastrWin3 вводятся сопротивлением каждой ступени трансформатора, а также активной и реактивной проводимостью. Помимо этого, необходимо указать коэффициенты

трансформации идеализированных трансформаторов, которые не имеют сопротивления.

Коэффициент трансформации двухобмоточного трансформатора рассчитываются по формуле:

$$K_{ТН} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}, \quad (6)$$

где $U_{ВН}$, $U_{НН}$ – соответственно напряжение высокой и низкой стороны силового трансформатора.

Для двухобмоточного трансформатора необходимо рассчитать три коэффициента трансформации по формулам:

$$K_{ТВ} = \frac{U_{ВН}}{U_{ВН}}, \quad (7)$$

$$K_{ТС} = \frac{U_{СН}}{U_{ВН}}, \quad (8)$$

где $U_{СН}$ –напряжение средней стороны силового трансформатора.

Третий коэффициент трансформации определяется аналогичным образом, как и для двухобмоточного трансформатора по формуле 4.

Схема замещения двухобмоточного силового трансформатора изображена на рисунке 2.

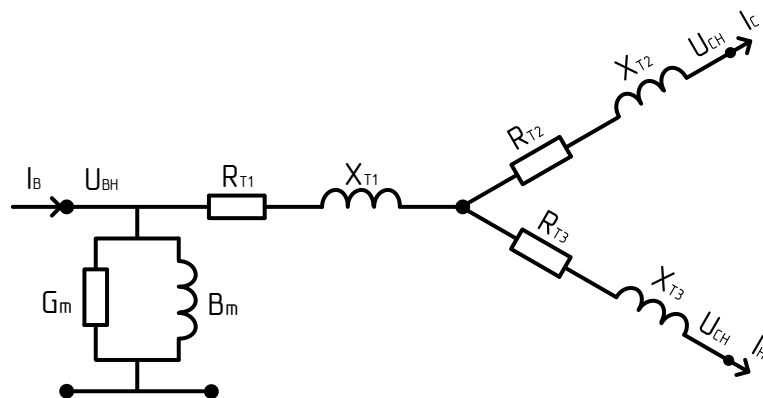


Рисунок 2 – Схема замещения двухобмоточного трансформатора

В таблице 6 отображены исходные данные для расчёта режима электрической сети. Нагрузки в узлах сети были взяты из ведомости контрольных замеров конца 2017 года.

Таблица 6 – Параметры узлов схемы замещения в нормальном режиме

№ узла	Название узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	$P_{\text{н}}$, МВт	$Q_{\text{н}}$, Мвар
1	НН 2 НПЗ 2	10	3,2	0,8
2	НН ПС Восточная	10	4,7	1,9
3	НН ПС СМР	10	4,9	1,6
4	НН НПЗ	10	5,1	2
5	НН ГВФ	10	5,2	1,7
6	НН ПС КАФ	10	5,3	2,1
7	НН Левобережная	10	5,3	1,5
8	НН 1 КПУ	10	6,3	1,8
9	НН 2 КПУ	10	6,3	1,8
10	НН Березовка 1	10	8,6	2,1
11	НН Березовка 2	10	8,6	2,1
12	СН ПС Восточная	35	10,6	3
13	СН НПЗ	35	11,3	3,1
14	СН Левобережная	35	13,7	3,4
15	СН ПС КАФ	35	13,8	4,5
16	СН ГВФ	35	14,6	4,4
17	НН 1 НПЗ 2	10	14,9	4,4
18	СН ПС СМР	35	15,3	4,9
19	РЦ НН	10	16	5,6

Подстанция, находящаяся в районе проектирования, имеет коэффициенты загрузки и не более 0,5, что меньше, чем нормальные коэффициенты загрузки силовых трансформаторов ($K_3=0,65 - 0,7$)[8].

1.6.3 Анализ расчета режима

При расчете нормального режима отклонения напряжений на шинах ПС не выходят за пределы нормально-допустимых значений. Величины токов так же находятся в пределах нормы. Исходная однолинейная схема изображена на рисунке 3.

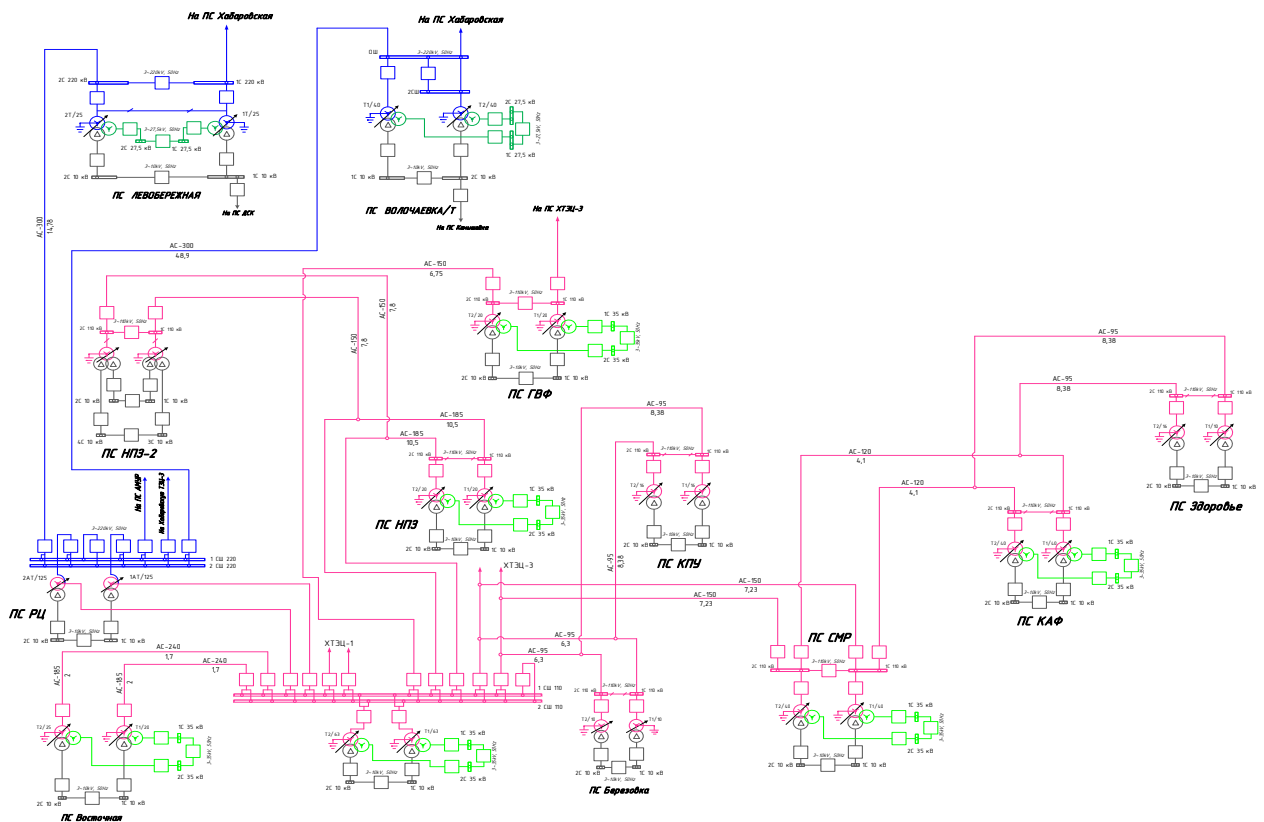


Рисунок 3 – Исходная схема в районе проектирования

На рисунке 4 представлена схема потокораспределения мощностей, полученная из ПВК RastrWin3 для нормального максимального режима.

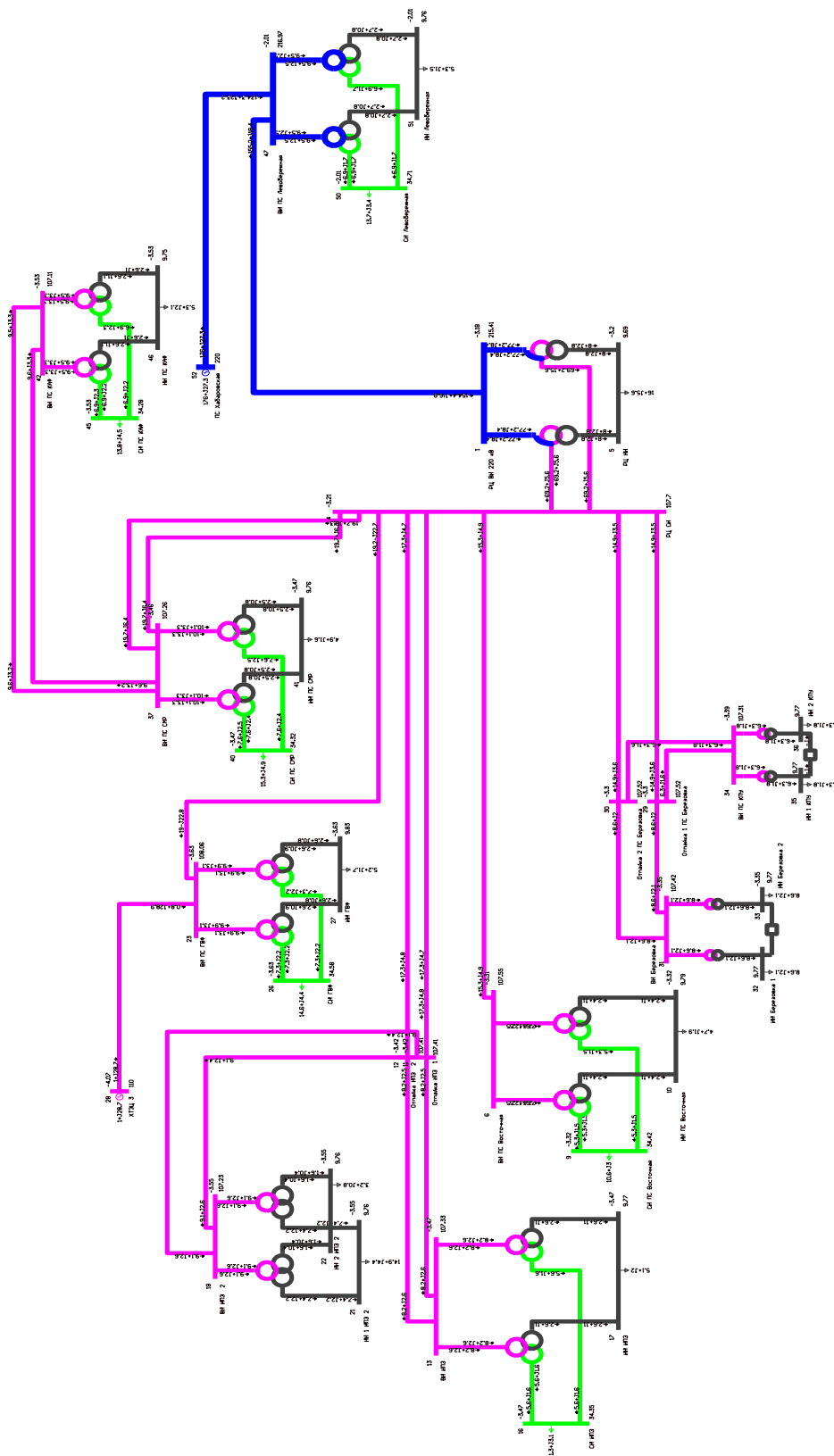


Рисунок 4 – Схема потокораспределения мощностей для нормального максимального режима

Значение токов, протекающих в линиях на рассматриваемом участке сети, в послеаварийном режиме типа: отключение линии 110 кВ «РЦ» – «НПЗ» указаны в таблице 7.

Таблица 7 - Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

N_нач	N_кон	Название	I_max; А	I/I_доп;%
4	6	РЦ СН - ВН ПС Восточная	86	17,2
4	12	РЦ СН - Отпайка НПЗ 2	193	38,7
11	13	Отпайка НПЗ 1 - ВН НПЗ	21	4,1
12	13	Отпайка НПЗ 2 - ВН НПЗ	113	22,6
11	18	Отпайка НПЗ 1 - ВН НПЗ 2	21	4,2
12	18	Отпайка НПЗ 2 - ВН НПЗ 2	80	16,2
4	23	РЦ СН - ВН ПС ГВФ	160	32
28	23	ХТЭЦ 3 - ВН ПС ГВФ	152	31
4	29	РЦ СН - Отпайка 1 ПС Березовка	82	16,5
4	30	РЦ СН - Отпайка 2 ПС Березовка	82	16,5
29	31	Отпайка 1 ПС Березовка - ВН Березовка	47	9,5
30	31	Отпайка 2 ПС Березовка - ВН Березовка	47	9,5
29	34	Отпайка 1 ПС Березовка - ВН ПС КПУ	35	7
30	34	Отпайка 2 ПС Березовка - ВН ПС КПУ	35	7,1
4	37	РЦ СН - ВН ПС СМР	111	22,3
4	37	РЦ СН - ВН ПС СМР	111	22,3
37	42	ВН ПС СМР - ВН ПС КАФ	54	10,9
37	42	ВН ПС СМР - ВН ПС КАФ	54	10,9
1	47	РЦ ВН 220 кВ - ВН ПС Левобережная	417	55,5

В рассматриваемом районе проектирования ЛЭП Хабаровской энергосистемы недогружены, что дает возможность увеличить передаваемые мощности по имеющимся линиям.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПС

2.1 Разработка подключения проектируемых ПС

Проанализировав существующую схему в ее текущем состоянии, можно предложить три варианта включения проектируемых ПС в Хабаровскую энергосистему:

1. Присоединение разрабатываемой ПС к ПС 220 кВ Амур;
2. Присоединение разрабатываемой ПС к ПС 220 кВ РЦ;
3. Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ с включением проектируемой ПС отпайкой от линии РЦ – НПЗ.

Приведём таблицу с расчётными данными для всех вариантов подключения ПС «Связная».

Таблица 8 – Длины линий и количество выключателей для всех вариантов

Номер варианта	Количество выключателей	Длины линий, км
1	4	19,3
2	4	16,8
3	2	4,8

Схемы и варианты подключения ПС 110 кВ «Связная» приведены на рисунках 5, 6 и 7.

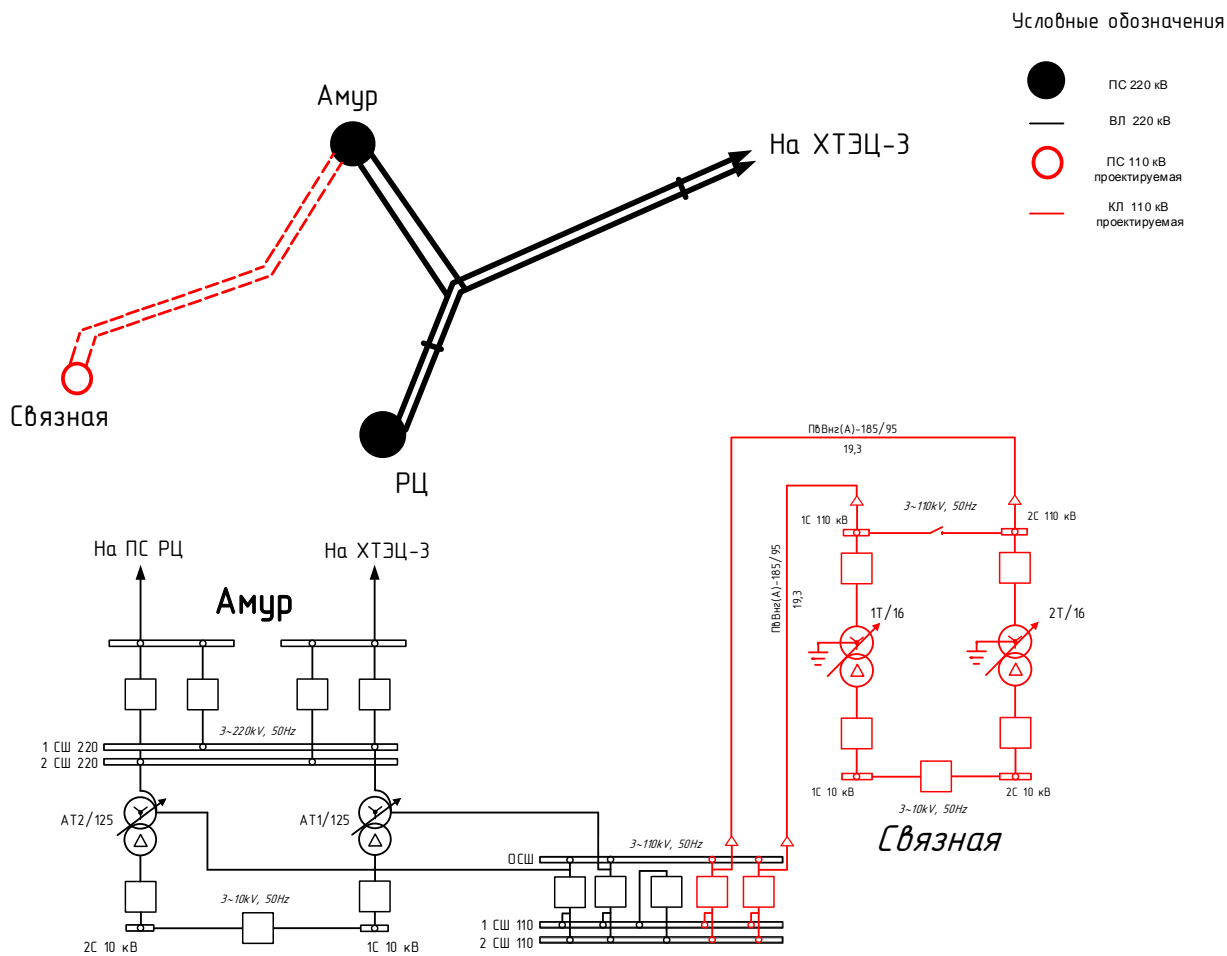


Рисунок 5 – Вариант №1

Проектируемая подстанция 110 кВ «Связная» подключается к распределительному устройству 110 кВ ПС «Амур» с добавлением двух выключателей. Длина кабельной линии в одноцепном исполнении 19,3 км.

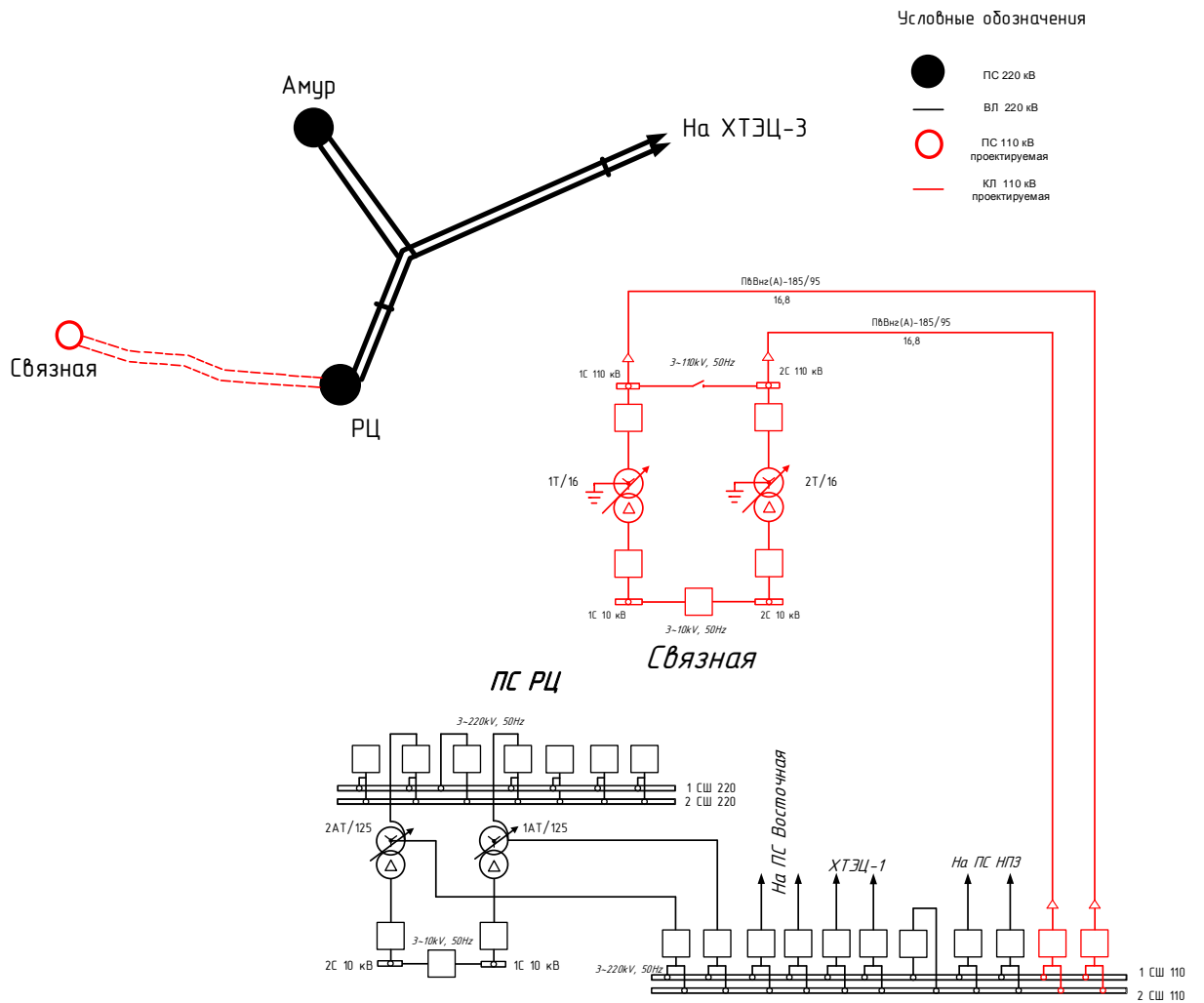


Рисунок 6 – Вариант №2

Проектируемая подстанция 110 кВ «Связная» подключается к распределительному устройству 110 кВ ПС «РЦ» с добавлением двух выключателей. Длина кабельной линии в одноцепном исполнении 16,8 км.

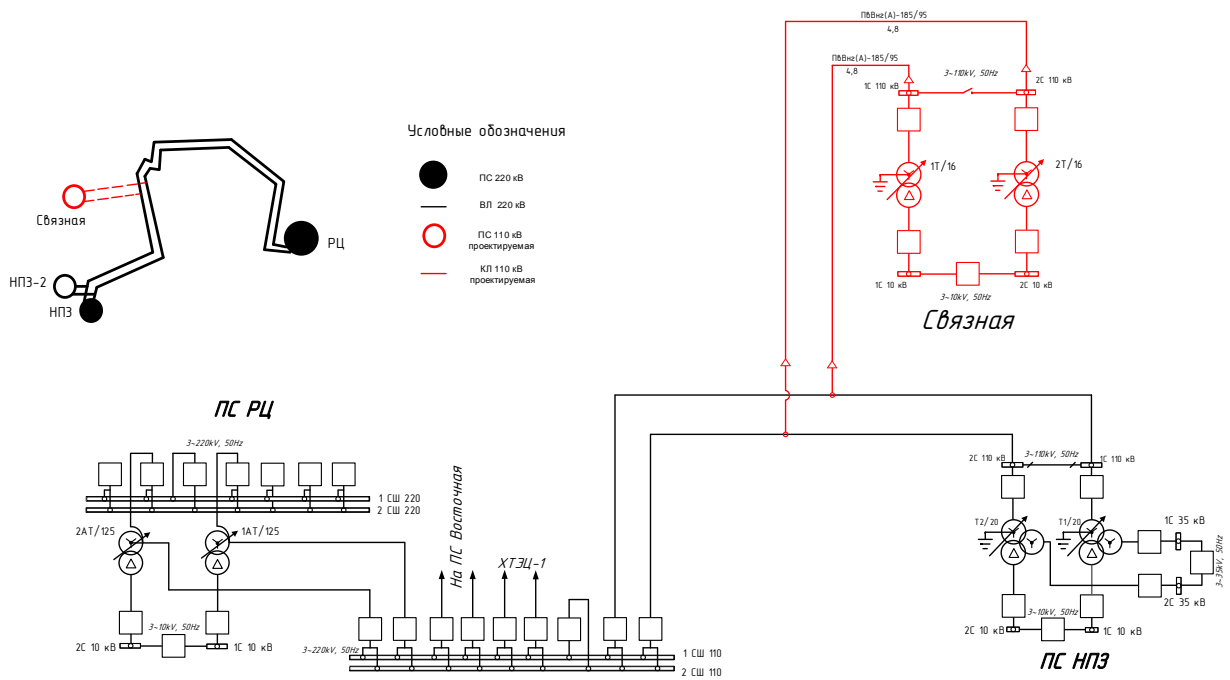


Рисунок 7 – Вариант №3

Проектируемая подстанция 110 кВ «Связная» подключается к линии 100 кВ ПС «РЦ» - ПС «НПЗ».

Для всех трех проектируемых вариантов будет оценена возможность реализации в ПВК RastrWin3 и наиболее выгодный по экономическим показателям из реализуемых возьмем для дальнейшего проектирования.

2.2 Анализ режимов сетей после подключения проектируемых ПС

Для того, чтобы доказать целесообразность предлагаемых вариантов проектирования, проведем расчет новых режимов с включением проектируемых ПС в сеть Хабаровского края в программном комплексе RastrWin3 для сети с измененными параметрами ВЛ.

После расчёта послеаварийных режимов составим таблицы токовых загрузок линий электропередач и таблицы отклонений напряжений в узлах сетей. Полученные при помощи ПВК RastrWin3 расчётные данные для варианта №1 представлены в таблицах 11, 12, 13 и 14. Схема послеаварийного режима сети с указанными перетоками мощностей изображена на рисунке 8. Т.к. все линии в районе проектирования все ВЛ

выполнены проводом АС-300, то длительно допустимый ток для проверки токовой загрузки ВЛ вне помещений принимаем 710А [2]. Для анализа послеаварийных режимов будем отключать самую нагруженную линию.

Таблица 9 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме с подключенной ПС 110 кВ «Связная» по варианту №1

N_нач	N_кон	Название	I_max; А	I/I_доп;%
4	6	РЦ СН - ВН ПС Восточная	86	17,3
4	11	РЦ СН - Отпайка НПЗ 1	96	19,3
4	12	РЦ СН - Отпайка НПЗ 2	96	19,3
11	13	Отпайка НПЗ 1 - ВН НПЗ	46	9,3
12	13	Отпайка НПЗ 2 - ВН НПЗ	46	9,3
11	18	Отпайка НПЗ 1 - ВН НПЗ 2	51	10,2
12	18	Отпайка НПЗ 2 - ВН НПЗ 2	51	10,2
4	23	РЦ СН - ВН ПС ГВФ	168	33,5
28	23	ХТЭЦ 3 - ВН ПС ГВФ	161	32,9
4	29	РЦ СН - Отпайка 1 ПС Березовка	82	16,5
4	30	РЦ СН - Отпайка 2 ПС Березовка	82	16,5
29	31	Отпайка 1 ПС Березовка - ВН Березовка	48	9,5
30	31	Отпайка 2 ПС Березовка - ВН Березовка	48	9,5
29	34	Отпайка 1 ПС Березовка - ВН ПС КПУ	35	7,1
30	34	Отпайка 2 ПС Березовка - ВН ПС КПУ	35	7,1
4	37	РЦ СН - ВН ПС СМР	111	22,3
4	37	РЦ СН - ВН ПС СМР	111	22,3
37	42	ВН ПС СМР - ВН ПС КАФ	54	10,9
37	42	ВН ПС СМР - ВН ПС КАФ	54	10,9
1	47	РЦ ВН 220 кВ - ВН ПС Левобережная	446	59,4

Продолжение таблицы 9

47	52	ВН ПС Левобережная - ПС Хабаровская	497	66,3
4	53	РЦ СН - ВН ПС СВЯЗНАЯ	30	15,3
4	53	РЦ СН - ВН ПС СВЯЗНАЯ	30	15,3

Таблица 10 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме для варианта №1

N_нач	N_кон	Название	I_max, А	I/I_доп;%
4	6	РЦ СН - ВН ПС Восточная	86	17,3
4	11	РЦ СН - Отпайка НПЗ 1	96	19,3
4	12	РЦ СН - Отпайка НПЗ 2	96	19,3
11	13	Отпайка НПЗ 1 - ВН НПЗ	46	9,3
12	13	Отпайка НПЗ 2 - ВН НПЗ	46	9,3
11	18	Отпайка НПЗ 1 - ВН НПЗ 2	51	10,2
12	18	Отпайка НПЗ 2 - ВН НПЗ 2	51	10,2
4	23	РЦ СН - ВН ПС ГВФ	169	33,7
28	23	ХТЭЦ 3 - ВН ПС ГВФ	162	33,1
4	29	РЦ СН - Отпайка 1 ПС Березовка	82	16,5
4	30	РЦ СН - Отпайка 2 ПС Березовка	82	16,5
29	31	Отпайка 1 ПС Березовка - ВН Березовка	48	9,5
30	31	Отпайка 2 ПС Березовка - ВН Березовка	48	9,5
29	34	Отпайка 1 ПС Березовка - ВН ПС КПУ	35	7,1
30	34	Отпайка 2 ПС Березовка - ВН ПС КПУ	35	7,1
4	37	РЦ СН - ВН ПС СМР	111	22,3
4	37	РЦ СН - ВН ПС СМР	111	22,3

Продолжение таблицы 10

37	42	ВН ПС СМР - ВН ПС КАФ	54	10,9
37	42	ВН ПС СМР - ВН ПС КАФ	54	10,9
1	47	РЦ ВН 220 кВ - ВН ПС Левобережная	446	59,5
47	52	ВН ПС Левобережная - ПС Хабаровская	498	66,3
4	53	РЦ СН - ВН ПС СВЯЗНАЯ	61	30,9

Таблица 11 – Отклонение напряжений в послеаварийном режиме для варианта №1

№ Узла	Название узла	U _{ном} (кВ)	U (кВ)	dU (%)
57	НН Связная	10	9,73	-2,67
22	НН 2 НПЗ 2	10	9,74	-2,6
10	НН ПС Восточная	10	9,77	-2,31
41	НН ПС СМР	10	9,74	-2,58
17	НН НПЗ	10	9,75	-2,51
27	НН ГВФ	10	9,82	-1,8
46	НН ПС КАФ	10	9,73	-2,71
51	НН Левобережная	10	9,75	-2,48
35	НН 1 КПУ	10	9,75	-2,53
36	НН 2 КПУ	10	9,75	-2,53
56	СН Связная	35	35,08	0,23
32	НН Березовка 1	10	9,76	-2,43
33	НН Березовка 2	10	9,76	-2,43
9	СН ПС Восточная	35	34,35	-1,85
16	СН НПЗ	35	34,28	-2,05
50	СН Левобережная	35	34,67	-0,93

Продолжение таблицы 11

45	СН ПС КАФ	35	34,21	-2,25
26	СН ГВФ	35	34,53	-1,33
21	НН 1 НПЗ 2	10	9,74	-2,6
40	СН ПС СМР	35	34,26	-2,12
5	РЦ НН	10	9,68	-3,25

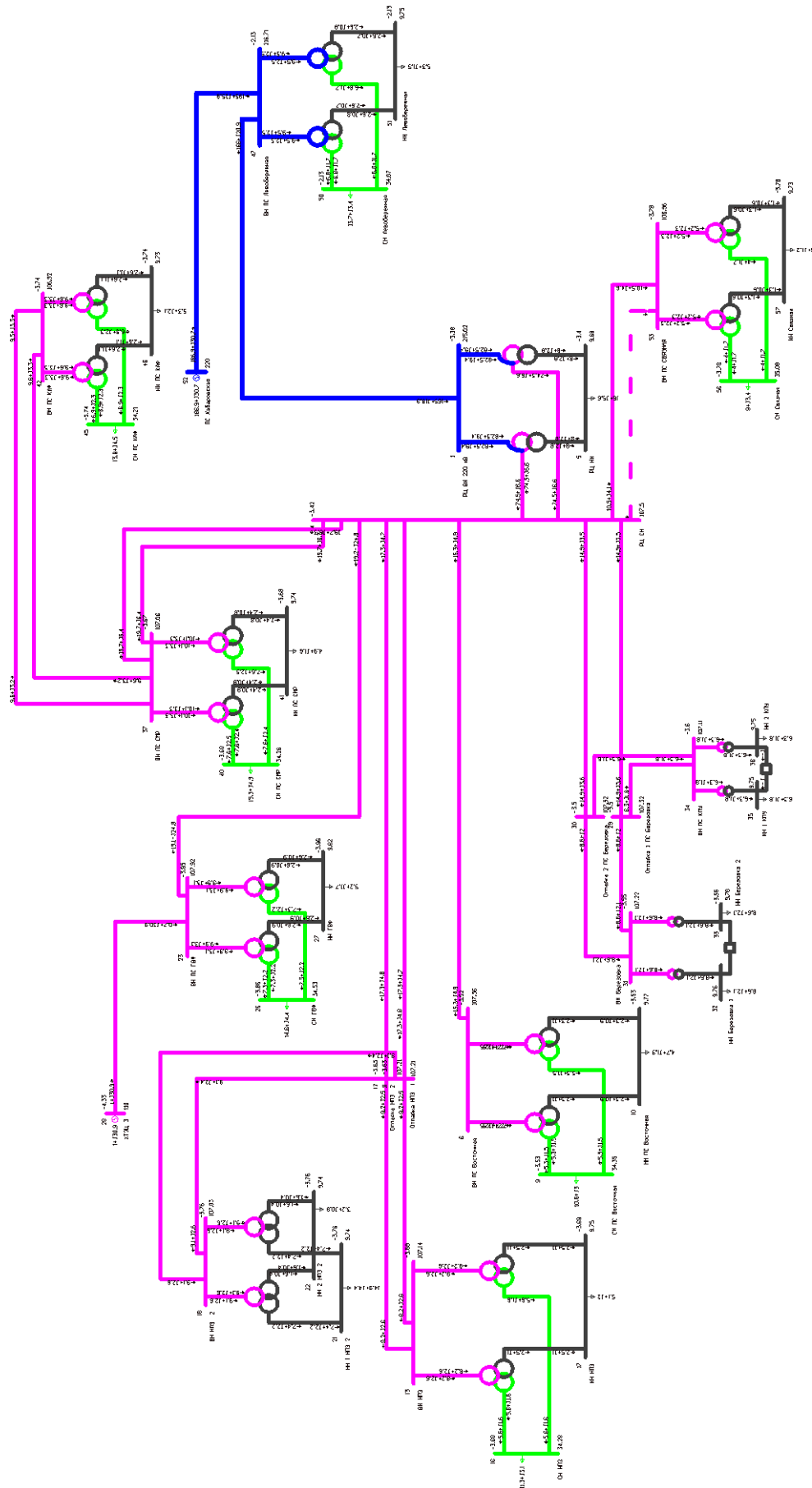


Рисунок 8 – Перетоки мощностей в послеаварийном режиме для варианта №1

Из результатов расчётов послеаварийного режима эквивалента сети, производимого в данной выпускной квалификационной работе, можно сделать вывод о возможности подключения ПС 110 кВ «Связная» к стороне 110 кВ ПС Амур (Вариант №1).

Рассмотрим вариант №2 и приведем все расчетные параметры в таблицы 15, 16 и 17. Схема послеаварийного режима сети с указанными перетоками мощностей изображена на рисунке 9.

Таблица 12 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме с подключенной ПС 110 кВ «Связная» по варианту №2

N_нач	N_кон	Название	I_max; А	I/I_доп;%
4	6	РЦ СН - ВН ПС Восточная	86	17,3
4	11	РЦ СН - Отпайка НПЗ 1	96	19,3
4	12	РЦ СН - Отпайка НПЗ 2	96	19,3
11	13	Отпайка НПЗ 1 - ВН НПЗ	46	9,3
12	13	Отпайка НПЗ 2 - ВН НПЗ	46	9,3
11	18	Отпайка НПЗ 1 - ВН НПЗ 2	51	10,2
12	18	Отпайка НПЗ 2 - ВН НПЗ 2	51	10,2
4	23	РЦ СН - ВН ПС ГВФ	168	33,6
28	23	ХТЭЦ 3 - ВН ПС ГВФ	162	33
4	29	РЦ СН - Отпайка 1 ПС Березовка	82	16,5
4	30	РЦ СН - Отпайка 2 ПС Березовка	82	16,5
29	31	Отпайка 1 ПС Березовка - ВН Березовка	48	9,5
30	31	Отпайка 2 ПС Березовка - ВН Березовка	48	9,5
29	34	Отпайка 1 ПС Березовка - ВН ПС КПУ	35	7,1
30	34	Отпайка 2 ПС Березовка - ВН ПС КПУ	35	7,1

Продолжение таблицы 12

4	37	РЦ СН - ВН ПС СМР	111	22,3
4	37	РЦ СН - ВН ПС СМР	111	22,3
37	42	ВН ПС СМР - ВН ПС КАФ	54	10,9
37	42	ВН ПС СМР - ВН ПС КАФ	54	10,9
1	47	РЦ ВН 220 кВ - ВН ПС Левобережная	446	59,4
47	52	ВН ПС Левобережная - ПС Хабаровская	497	66,3
4	53	РЦ СН - ВН ПС СВЯЗНАЯ	30	10,3

Таблица 13 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме для варианта №2

N_нач	N_кон	Название	I_max; А	I/I_доп;%
4	6	РЦ СН - ВН ПС Восточная	86	17,3
4	11	РЦ СН - Отпайка НПЗ 1	96	19,3
4	12	РЦ СН - Отпайка НПЗ 2	96	19,3
11	13	Отпайка НПЗ 1 - ВН НПЗ	46	9,3
12	13	Отпайка НПЗ 2 - ВН НПЗ	46	9,3
11	18	Отпайка НПЗ 1 - ВН НПЗ 2	51	10,2
12	18	Отпайка НПЗ 2 - ВН НПЗ 2	51	10,2
4	23	РЦ СН - ВН ПС ГВФ	168	33,6
28	23	ХТЭЦ 3 - ВН ПС ГВФ	162	33
4	29	РЦ СН - Отпайка 1 ПС Березовка	82	16,5
4	30	РЦ СН - Отпайка 2 ПС Березовка	82	16,5
29	31	Отпайка 1 ПС Березовка - ВН Березовка	48	9,5
30	31	Отпайка 2 ПС Березовка - ВН Березовка	48	9,5

Продолжение таблицы 13

29	34	Отпайка 1 ПС Березовка - ВН ПС КПУ	35	7,1
30	34	Отпайка 2 ПС Березовка - ВН ПС КПУ	35	7,1
4	37	РЦ СН - ВН ПС СМР	111	22,3
4	37	РЦ СН - ВН ПС СМР	111	22,3
37	42	ВН ПС СМР - ВН ПС КАФ	54	10,9
37	42	ВН ПС СМР - ВН ПС КАФ	54	10,9
1	47	РЦ ВН 220 кВ - ВН ПС Левобережная	446	59,4
47	52	ВН ПС Левобережная - ПС Хабаровская	497	66,3
4	53	РЦ СН - ВН ПС СВЯЗНАЯ	30	20,6

Таблица 14 – Отклонение напряжений в послеаварийном режиме для варианта №2

№ Узла	Название узла	U _{ном} (кВ)	U (кВ)	dU (%)
57	НН Связная	10	9,74	-2,61
22	НН 2 НПЗ 2	10	9,74	-2,6
10	НН ПС Восточная	10	9,77	-2,31
41	НН ПС СМР	10	9,74	-2,58
17	НН НПЗ	10	9,75	-2,51
27	НН ГВФ	10	9,82	-1,8
46	НН ПС КАФ	10	9,73	-2,71
51	НН Левобережная	10	9,75	-2,48
35	НН 1 КПУ	10	9,75	-2,53
36	НН 2 КПУ	10	9,75	-2,53
56	СН Связная	35	34,03	-2,76
32	НН Березовка 1	10	9,76	-2,43

Продолжение таблицы 14

33	НН Березовка 2	10	9,76	-2,43
9	СН ПС Восточная	35	34,35	-1,85
16	СН НПЗ	35	34,28	-2,05
50	СН Левобережная	35	34,67	-0,93
45	СН ПС КАФ	35	34,21	-2,25
26	СН ГВФ	35	34,53	-1,34
21	НН 1 НПЗ 2	10	9,74	-2,61
40	СН ПС СМР	35	34,26	-2,12
5	РЦ НН	10	9,68	-3,25

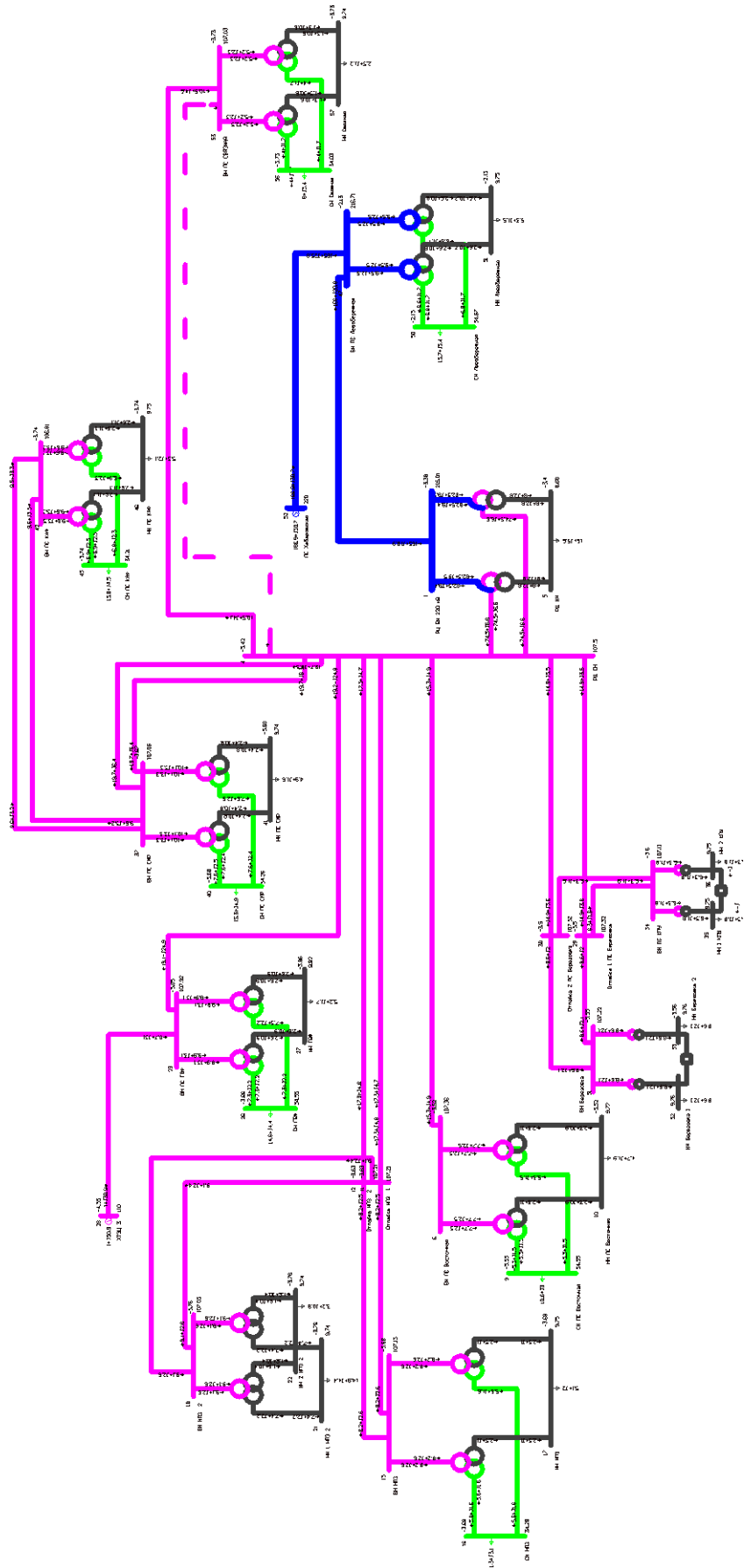


Рисунок 9 – Перетоки мощностей в послеаварийном режиме для варианта №2

Вариант №2 является осуществимым, так как загрузки всех линий и отклонения напряжений в послеаварийных режимах не выходят за пределы допустимых значений.

Рассмотрим вариант №3 и приведем все расчетные параметры в таблицы 18, 19 и 20. Схема послеаварийного режима сети с указанными перетоками мощностей изображена на рисунке 10.

Таблица 15 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме с подключенной ПС 110 кВ «Связная» по варианту №3

N_нач	N_кон	Название	I_max; А	I/I_доп;%
4	6	РЦ СН - ВН ПС Восточная	86	17,2
4	11	РЦ СН - Отпайка НПЗ 1	95	19,1
4	12	РЦ СН - Отпайка НПЗ 2	95	19,1
11	13	Отпайка НПЗ 1 - ВН НПЗ	46	9,1
12	13	Отпайка НПЗ 2 - ВН НПЗ	46	9,1
11	18	Отпайка НПЗ 1 - ВН ПС СВЯЗНАЯ	50	10
12	18	Отпайка НПЗ 2 - ВН ПС СВЯЗНАЯ	50	10
4	23	РЦ СН - ВН ПС ГВФ	158	31,7
28	23	ХТЭЦ 3 - ВН ПС ГВФ	150	30,6
4	29	РЦ СН - Отпайка 1 ПС Березовка	82	16,5
4	30	РЦ СН - Отпайка 2 ПС Березовка	82	16,5
29	31	Отпайка 1 ПС Березовка - ВН Березовка	47	9,5
30	31	Отпайка 2 ПС Березовка - ВН Березовка	47	9,5
29	34	Отпайка 1 ПС Березовка - ВН ПС КПУ	35	7
30	34	Отпайка 2 ПС Березовка - ВН ПС КПУ	35	7,1
4	37	РЦ СН - ВН ПС СМР	111	22,3

Продолжение таблицы 15

4	37	РЦ СН - ВН ПС СМР	111	22,3
37	42	ВН ПС СМР - ВН ПС КАФ	54	10,9
37	42	ВН ПС СМР - ВН ПС КАФ	54	10,9
1	47	РЦ ВН 220 кВ - ВН ПС Левобережная	415	55,4
47	52	ВН ПС Левобережная - ПС Хабаровская	467	62,3

Таблица 16 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме для варианта №3

N_нач	N_кон	Название	I_max; А	I/I_доп;%
4	6	РЦ СН - ВН ПС Восточная	86	17,2
4	11	РЦ СН - Отпайка НПЗ 1	114	22,9
4	12	РЦ СН - Отпайка НПЗ 2	79	15,8
11	13	Отпайка НПЗ 1 - ВН НПЗ	13	2,7
12	13	Отпайка НПЗ 2 - ВН НПЗ	79	15,8
11	18	Отпайка НПЗ 1 - ВН ПС СВЯЗНАЯ	101	20,3
4	23	РЦ СН - ВН ПС ГВФ	160	32
28	23	ХТЭЦ 3 - ВН ПС ГВФ	151	30,9
4	29	РЦ СН - Отпайка 1 ПС Березовка	82	16,5
4	30	РЦ СН - Отпайка 2 ПС Березовка	82	16,5
29	31	Отпайка 1 ПС Березовка - ВН Березовка	47	9,5
30	31	Отпайка 2 ПС Березовка - ВН Березовка	47	9,5
29	34	Отпайка 1 ПС Березовка - ВН ПС КПУ	35	7
30	34	Отпайка 2 ПС Березовка - ВН ПС КПУ	35	7,1
4	37	РЦ СН - ВН ПС СМР	111	22,3

Продолжение таблицы 16

4	37	РЦ СН - ВН ПС СМР	111	22,3
37	42	ВН ПС СМР - ВН ПС КАФ	54	10,9
37	42	ВН ПС СМР - ВН ПС КАФ	54	10,9
1	47	РЦ ВН 220 кВ - ВН ПС Левобережная	416	55,5
47	52	ВН ПС Левобережная - ПС Хабаровская	468	62,4

Таблица 17 – Отклонение напряжений в послеаварийном режиме для варианта №3

№ Узла	Название узла	Uном (кВ)	U (кВ)	dU (%)
22	НН ПС Связная	10	9,73	-2,65
10	НН ПС Восточная	10	9,79	-2,13
41	НН ПС СМР	10	9,76	-2,41
17	НН НПЗ	10	9,77	-2,34
27	НН ГВФ	10	9,83	-1,67
46	НН ПС КАФ	10	9,75	-2,54
51	НН Левобережная	10	9,76	-2,37
35	НН 1 КПУ	10	9,76	-2,35
36	НН 2 КПУ	10	9,76	-2,35
32	НН Березовка 1	10	9,77	-2,26
33	НН Березовка 2	10	9,77	-2,26
9	СН ПС Восточная	35	34,41	-1,67
16	СН НПЗ	35	34,34	-1,88
50	СН Левобережная	35	34,71	-0,82
45	СН ПС КАФ	35	34,27	-2,08

Продолжение таблицы 17

26	СН ГВФ	35	34,58	-1,21
21	СН ПС Связная	35	34,02	-2,8
40	СН ПС СМР	35	34,32	-1,95
5	РЦ НН	10	9,69	-3,08

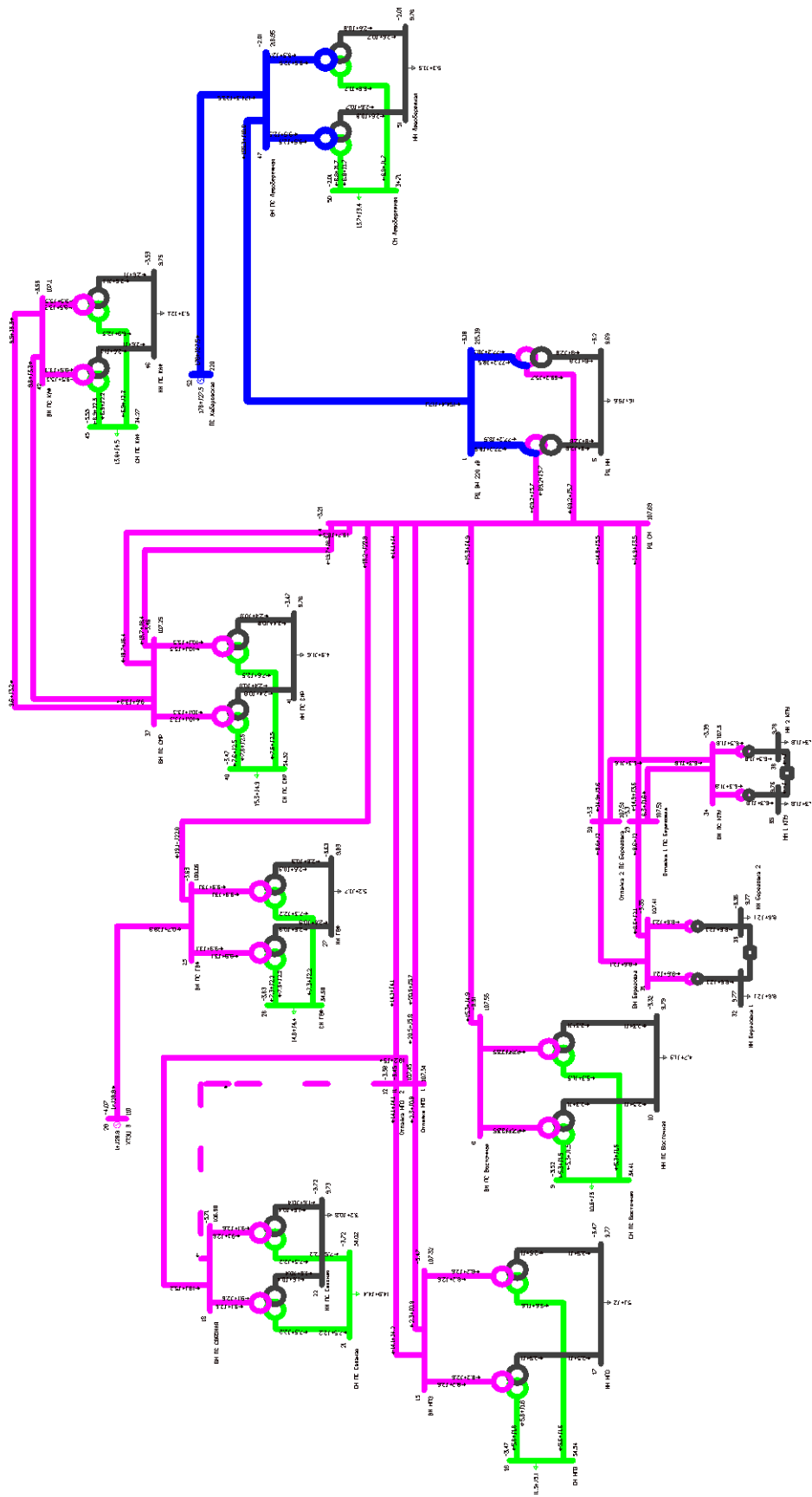


Рисунок 10 – Перетоки мощностей в послеварийном режиме для варианта

№3

Вариант №3 является осуществимым, так как загрузки всех линий и отклонения напряжений в послеаварийных режимах не выходят за пределы допустимых значений.

Проанализировав значения, полученные в нормальных и послеаварийных режимах, можно сделать вывод о возможности всех трех предлагаемых вариантах включения проектируемой ПС 110 кВ «Связная» в существующую сеть Хабаровской энергосистемы. Токи, протекающие по линиям в нормальных и послеаварийных режимах, не превышают предельно допустимые значения. В данных вариантах были выбраны провода марки КЛ – 185/95 [2]. В послеаварийном режиме максимальное значение тока составляет 206 А, что не превышает допустимое значение для принятого сечения (605 А) [2].

2.3 Компенсация реактивной мощности

Активную мощность нагрузки электрической сети получают от генераторов электрических станций, которые являются единственным источником активной мощности. В отличие от активной мощности реактивная мощность может генерироваться не только в генераторах, но и в компенсирующих устройствах – статических конденсаторах или синхронных компенсаторах, которые можно установить в любом месте электрической сети. При номинальной нагрузке генераторы вырабатывают лишь около 60% требуемой реактивной мощности, 20% генерируется в ВЛ напряжением выше 110 кВ, 20% – компенсирующими устройствами, расположенными на подстанциях или непосредственно у потребителя.

Компенсацией реактивной мощности называют ее выработку с помощью компенсирующих устройств.

Проблема компенсации реактивной мощности в электрических системах страны имеет большое значение по следующим причинам:

- 1) в промышленном производстве наблюдается опережающий рост потребления реактивной мощности по сравнению с активной;

2) возросло потребление реактивной мощности в городских электрических сетях, обусловленное ростом бытовых нагрузок;

3) увеличивается потребление реактивной мощности в сельских электрических сетях.

Компенсация реактивной мощности, как всякое важное техническое мероприятие, может применяться для нескольких различных целей. Во-первых, компенсация реактивной мощности необходима для выполнения баланса реактивной мощности. Во-вторых, установка компенсирующих устройств применяется для снижения потерь электрической энергии в сети. И, наконец, в-третьих, компенсирующие устройства применяются для регулирования напряжения.

Во всех случаях при применении компенсирующих устройств необходимо учитывать ограничения, обусловленные следующими техническими требованиями:

- 1) по необходимому резерву мощности в узлах нагрузки;
- 2) по располагаемой реактивной мощности на зажимах источника реактивной мощности;
- 3) по отклонениям напряжения;
- 4) по пропускной способности электрических сетей.

Для уменьшения перетоков реактивной мощности по линиям к трансформаторам источники реактивной мощности должны размещаться вблизи мест ее потребления. Компенсирующие устройства ставят не в начале линии, а в конце. При этом линия разгружается от реактивной мощности. Этим достигается снижение потерь активной мощности и напряжения.

В окончательно выбранном варианте электрической сети после расчетов установившихся режимов мощности КУ должны быть уточнены для обеспечения выполнения баланса реактивной мощности.

Определение значения требуемой мощности компенсирующих устройств, Мвар:

$$Q_{KVi} = P_{max.i} \cdot (tg\varphi_i - tg\varphi), \quad (9)$$

$$Q_{KV} = P_{max} \cdot (tg\varphi_A - tg\varphi_p) = 30 \cdot (0,41 - 0,4) = 0,3 \text{ Мвар}$$

где P_{max} – максимальная активная мощность проектируемых ПС, МВт;
 $tg\varphi_{\text{э}}$ – экономически целесообразный коэффициент реактивной мощности, для зимы равен 0.4, для лета 0.5.

Определение значения требуемой мощности компенсирующих устройств на систему шин, Мвар:

$$Q_{тркусш} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KVi}}{N_{сш}} \quad (10)$$

$$Q_{тркусшA} = 1,1 \cdot \frac{Q_{трку}}{N_{сш}} = 1,1 \cdot \frac{0,3}{2} = 0,165 \text{ Мвар}$$

По найденному значению выбираем мощность батарей конденсаторов и их количество.

Далее определяем некомпенсированную мощность:

$$Q_{неск.i} = Q_{max.i} - Q_{KVi}^{факт} \quad (11)$$

$$Q_{неск} = Q_{max} - Q_{куф} = 20 - 0,9 = 19,1 \text{ Мвар}$$

Таблица 19 – Компенсация реактивной мощности зимой

ПС	Qтр.ку, Мвар	Тип КУ	Qрасч.ку, Мвар	Количес тво, п	Q.факт.ку	Q.неск
1	0,3	УКРЛ(П)57-10,5- 450-150 УЗ	0,182	1	0,9	12,678
2	0,3	УКРЛ(П)57-10,5- 450-150 УЗ	0,182	1	0,9	12,678

2.4 Выбор мощности трансформаторов

$$S_{расчi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n_m \cdot K_з} \quad (12)$$

где $S_{расчi}$ - расчетная полная мощность трансформатора,

$P_{срi}$ - средняя активная мощность на соответствующей подстанции,

$Q_{нескi}$ - не скомпенсированная реактивная мощность,

n - количество трансформаторов на подстанции, в данной ВКР на подстанции равно 2.

$K_з$ - коэффициент загрузки трансформатора, принимается равным 0,7.

$$S_{расч1} = \frac{\sqrt{20^2 + 12^2}}{2 \cdot 0,7} = 16,66$$

После выбора трансформаторов из стандартного ряда проверяем их по коэффициенту загрузки, чтобы он находился в пределах $0,5 \leq K_з \leq 0,75$ [2].

Результаты расчета сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Выбор мощности трансформатора

ПС	Кол-во	$S_{расч}$, МВА	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ	K_3
Связная	2	16,7	25	110	0,61

2.5 Выбор сечения проводов

Выбор и проверку сечений кабельных линий проведем при помощи ПК RastrWin3.

Таблица 21 – Выбранные сечения линий в варианте №1

Участок	$U_{ном}$ кВ	Кол-во цепей	Марка кабеля
РЦ-НПЗ-Связная	110	2	АПВВнг(А) - 185/95

При прокладке в земле длительно допустимые точки представлены для расположения кабелей треугольником и в горизонтальной плоскости для расстояния между кабелями $1D$, глубины прокладки 1,5 м, расстояние между цепями 0,8 м, удельного термического сопротивления грунта 1,2 К*м/Вт, коэффициента нагрузки $K_n = 0,8$ и 1,0. При других условиях прокладки применяются поправочные коэффициенты глубины прокладки, термического сопротивления грунта, количества цепей, температуры грунта, прокладки в трубах.

$$I_{дд} = I_{Таб} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \quad (13)$$

Где $I_{дд}$ - длительно допустимый ток,

$I_{Таб}$ - ток в таблице,

k_1 - поправочный коэффициент глубины прокладки,

k_2 - поправочный коэффициент термического сопротивления грунта,

k_3 - поправочный коэффициент на количество проложенных в грунте кабельных цепей,

k_4 - поправочный коэффициент температуры грунта,

k_5 - поправочный коэффициент при прокладке кабеля в трубах в земле.

$$I_{\text{ДД}} = 450 \cdot 1 \cdot 0,61 \cdot 0,85 \cdot 0,96 \cdot 0,94 = 185$$

Исходя из расчётов следует выбор сечения кабеля для проектируемой подстанции.

3 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ВАРИАНТОВ СЕТЕЙ

3.1 Расчет капитальных вложений

Расчет капитальных вложений производим по укрупненным показателям. Вначале определим капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет производим на год выполнения проекта, т. е. с учетом коэффициентов инфляции ($K_{инфл} = 5,28$). Затем определим капитальные вложения по подстанциям, при этом найдем постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов, стоимость РУ ВН и РУ СН, стоимость компенсирующих устройств. Найдем суммарные капитальные вложения по каждому конкурентоспособному варианту. Капиталовложения будем рассчитывать для всех вариантов проектирования и на их основании выберем самый экономичный.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [7]:

- капиталовложения на сооружение подстанций, $K_{ПС}$;
- капиталовложения на сооружение ЛЭП, $K_{ВЛ}$.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (14)$$
$$K = 1,457 \cdot 10^6 + 7,83 \cdot 10^5 = 2,24 \cdot 10^6 \text{ тыс.руб.}$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории [7]:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{КРУЭ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{ИНФ}, \quad (15)$$
$$K_{ПС} = (4,29 \cdot 10^4 + 2,975 \cdot 10^5) = 1,457 \cdot 10^6 \text{ тыс.руб}$$

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств. В КП в обеих схемах $K_{КУ}$ получились одинаковыми, следовательно, при расчете капиталовложения их можно не учитывать;

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

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле [7]:

$$K_{КЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l, \quad (16)$$

$$K_{КЛ} = 8,83 \cdot 10^3 \cdot 5,28 \cdot 1,4 \cdot 12 = 7,83 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 5,28$ и коэффициента зоны $K_{зон} = 1,4$.

Таблица 22 – Капиталовложения для всех вариантов проектирования

Вариант проектирования	$K_{ПС}$, тыс. руб	$K_{КЛ}$, тыс. руб	K_{Σ} , тыс. руб
1	1457000	63500000	22400000
2	1457000	12400000	13857000
3	1457000	10200000	11657000

3.2 Расчет потерь электрической энергии

Потери электроэнергии рассчитываем отдельно для зимнего и летнего периодов. Определим потери в линиях, трансформаторах, компенсирующих устройствах. Нагрузочные потери рассчитаем по среднеквадратичной мощности с учетом компенсации реактивной мощности. Условно-постоянные потери для трансформаторов – это потери холостого хода в

течение всего года. Условно-постоянные потери для воздушных линий – это потери на корону, они определяются по приказу № 326.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах в зимнее и летнее время года [5]:

$$\Delta W = \Delta W_{КЛ} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ} \quad (17)$$

$$\Delta W = 1,957 \cdot 10^4 + 3,248 \cdot 10^3 = 2.282 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери в воздушных линиях определяются по формуле [3]:

$$\Delta W_{КЛ} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{НЕСК.ЭФ}}^3)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^Л)^2 + (Q_{\text{НЕСК.ЭФ}}^Л)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_Л + \Delta W_К \quad (18)$$

$$\Delta W_{КЛ} = \left(\frac{(15)^2 + (4,1)^2}{220^2} \cdot 4800 \cdot 1,176 + \frac{(15)^2 + (4,1)^2}{220^2} \cdot 3960 \cdot 1,176 \cdot 840 \right)$$

$$\Delta W_{КЛ} = 1.957 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

где T_3 , $T_Л$ – количество зимних и летних часов (4800 и 3960 часов соответственно);

$\Delta W_К$ – потери на корону, учитываются в ВЛ свыше 110 кВ включительно.

Потери на корону вычисляется по формуле [3]:

$$\Delta W_К = \Delta P_К \cdot L_Л \quad (19)$$

$$\Delta W_К = 0,008 \cdot 12 \cdot 8760 = 840 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

где $\Delta P_К$ – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения, равно 0,008.

Расчет потоков эффективных мощностей по линиям выполняется аналогично расчету потоков максимальных активных мощностей.

Потери в трансформаторах определяются по формуле [3]:

$$\Delta W_{TP} = \frac{P_{\text{ЭФ}}^3 + Q_{\text{HECK.ЭФ}}^3}{2 \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_3 + \frac{P_{\text{ЭФ}}^3 + Q_{\text{HECK.ЭФ}}^3}{2 \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_{Л}, \quad (20)$$

$$\Delta W_{TPA} = \frac{17,02^2 + 4,1^2}{220^2} \cdot \frac{4,38}{2} \cdot 4800 + \frac{14,47^2 + 4,1^2}{220^2} \cdot \frac{4,38}{2} \cdot 3960$$

$$\Delta W_{TPA} = 1249 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

где $P_{\text{ЭФ}}$, $Q_{\text{HECK.ЭФ}}$ – эффективные мощности ПС (нагрузка);

R_{TP} – активное сопротивление трансформатора;

Т.к. в рассматриваемых вариантах проектирования выбраны одинаковые КУ и трансформаторы, то анализ потерь проведем только для ВЛ.

Таблица 23 – Показатели потерь электроэнергии для проектируемых вариантов

Вариант проектирования	$\Delta W_{\text{ВЛ}}$, МВт · ч	ΔW , МВт · ч
1	19570	22820
2	151800	155000
3	124700	127900

3.3 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [7]:

$$I = I_{AM} + I_{PЭО} + I_{\Delta W}, \quad (21)$$

$$I = 1,046 \cdot 10^5 + 9,1 \cdot 10^4 + 5,73 \cdot 10^4 = 2,259 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{PЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [6]:

$$I_{PЭО} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (22)$$

$$I_{PZO} = 0,008 \cdot 6,35 \cdot 10^5 + 0,059 \cdot 1,457 \cdot 10^6 = 9,1 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

где α_{TZOVL} , α_{TZOPC} – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию

и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{TZOVL} = 0,008$; $\alpha_{TZOPC} = 0,059$).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{CЛ} = 20$ лет), [7]:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{CЛ}} \tag{23}$$

$$I_{AM} = \frac{2,092 \cdot 10^6}{20} = 1,046 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии [7]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \tag{24}$$

$$I_{\Delta W} = 2,292 \cdot 10^4 \cdot 2,5 = 5,73 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

где ΔW - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, равен 2,5руб/МВт·ч.

Таблица 24 – значения издержек для вариантов проектирования

Вариант проектирования	I_{AM} , тыс.руб	I_{PZO} , тыс. руб	$I_{\Delta W}$, тыс. руб	I_{Σ} , тыс. руб
1	104600	91000	57300	252900
2	692850	602766	379543	1675159
3	582850	507068	319284	1409202

3.4 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные

затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того, что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (25)$$

$$Z = 0,1 \cdot 2,092 \cdot 10^6 + 2,259 \cdot 10^5 = 4.351 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования, установленной Центробанком Российской Федерации. ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 25.

Таблица 25 – Экономические показатели разработанных вариантов проектирования

№ схемы	Капиталовложения тыс. руб	Стоимость потерь тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	2092000	228200	2529000	4351000

Продолжение таблицы 25

2	13857000	155000	1675159	3060859
3	11657000	127900	1409202	2574902

Проанализировав полученные экономические показатели всех вариантов проектирования ПС можно сделать вывод о том, что вариант схемы под номером 3 является экономически эффективным вариантом для включения вводимой ПС «Связная» в Хабаровскую энергосистему.

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПС 110 кВ «Связная»

4.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания производится при помощи ПК RastrWin3.

Результаты расчетов ТКЗ для проектируемых ПС приведем в таблице 26.

Таблица 26 – Результаты расчетов ТКЗ

Точка КЗ	Uном, кВ	$I_{кз}^{(3)}$, кА
1	2	3
ВН Связная	110	4,18
НН Связная	10	25,96

4.2 Выбор схемы ОРУ 110 кВ

В данном пункте рассмотрен выбор схемы соединений открытого распределительного устройства 110 кВ.

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций следует производить с учетом следующих факторов:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- категорийность приемников электрической энергии;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;
- уровни токов короткого замыкания.

При выборе главной схемы электрических соединений следует соблюдать следующие основные требования:

- надежность работы;
- экономичность принимаемого варианта;
- гибкость и удобство в эксплуатации;

- возможность расширения ОРУ в дальнейшем;
- безопасность в обслуживании и т.д.

Исходя из всего описанного выше, а также согласно нормам и правилам [8], выбираем для ОРУ 110 кВ типовую схему «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Схема ОРУ представлена на рисунке 11.

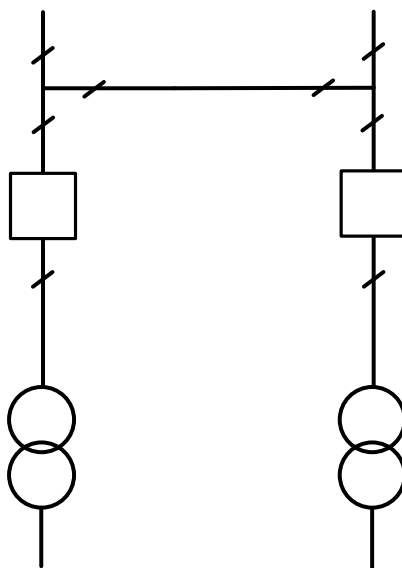


Рисунок 11 – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии

4.3 Выбор ОРУ 10 кВ

Для ОРУ-10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63, изображенное на рисунке 12, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 (10) кВ на токи 630 - 2 000 А.



Рисунок 12 – КРУ-СЭЩ-63

Таблица 27 – Основные параметры шкафа КРУ серии КС-10УХЛ2 10кВ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

4.4 Выбор выключателей

Центральным элементом открытого распределительного устройства является модуль силового выключателя с однополюсной изоляцией, состоящий из двух компонентов:

- дугогасительной камеры;
- привода.

Дизайн дугогасительной камеры и привода основан на хорошо зарекомендовавших себя и, в основном, типовых конструктивных решениях, которые многократно использовались в коммутационных устройствах наружной установки. Данный силовой выключатель применяется в конструкциях с однополюсным дугогашением.

Благодаря современным производственным технологиям возможно размещение привода в компактном корпусе. Расположение пружин включения и выключения в блоке привода обеспечивает простоту и надежность конструкции. За счет этого снижается количество компонентов, приводимых в движение. Использование в приводе подшипников качения и не требующего технического обслуживания механизма взвода пружины является предпосылкой для его надежной эксплуатации в течение нескольких десятилетий. Также, применяются хорошо зарекомендовавшие себя конструктивные решения, например, такие, как вибростойкие защелки и не требующее механической энергии устройство деблокировки механизма взвода пружины.

В дугогасительной камере, предназначенной для гашения дуги в силовом выключателе, используется автокомпрессионный принцип. Вследствие малой энергии привода, необходимой для коммутаций, необходимы небольшие механические усилия, что положительно сказывается на нагрузке выключателя и корпуса.

В процессе отключения первым размыкается главный контакт, в результате чего ток переходит на еще замкнутый подвижный дугогасительный контакт. Это предотвращает эрозию главного контакта. В процессе расхождения контактов образуется дуга. Одновременно с этим контактный цилиндр перемещается в цоколь и сжимает находящийся там элегаз. Сжатый элегаз с высокой скоростью поступает через контактный цилиндр в межконтактный промежуток и гасит дугу.

При отключениях токов КЗ элегаз, находящийся в непосредственной близости от дугогасительных контактов, сильно нагревается вследствие термического воздействия энергии дуги. Это приводит к росту давления в контактном цилиндре. Далее, замкнутый дугогасительный контакт освобождает сопло. При этом элегаз вырывается из контактного цилиндра в сопло и гасит дугу. Клапан обратного удара контактного цилиндра предотвращает передачу высокого давления газа в резервуар нагревания. По этому принципу энергия направляется на создание необходимой компрессии, не растрчиваясь на привод.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (26)$$

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

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

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (27)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}, \quad (28)$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (29)$$

где $t_{откл}$ - время отключения выключателя;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс на для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл\выкл}, \quad (30)$$

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл\выкл} = 5 + 0,06 = 5,06 \text{ с.}$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. В данном случае $\Delta t = 5$ с.

$$B_k = 9,4^2 \cdot (5,06 + 0,02) = 448 \text{ кА}^2\text{с};$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (31)$$

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

где β_n - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40$;

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, для данного выключателя

$$I_{откл} = 40 \text{ кА.}$$

Определим максимальный рабочий ток:

$$I_{\max p} = I_{1,2}^{220}, \quad (32)$$

$$I_{\max p} = 92 \text{ А.}$$

Таким образом, выбираем элегазовый выключатель в составе ОРУ-110 кВ ВГТ-110 У1. Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 28.

Таблица 28 – Сравнение каталожных и расчетных данных для В-220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 121 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 92 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} = 21,27 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$B_K = 1300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 448 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,18 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,18 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$

Расчет выключателей для КРУ 10 кВ проводится аналогично предыдущему. Для ячеек серии СЭЩ-63 рекомендуется применять вакуумный выключатель серии ВВУ-СЭЩ-Э-10. Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ (вводного выключателя), СВ (секционного выключателя) и ВН (выключателя нагрузки) 10 кВ представлено в таблицах 29, 30, 31.

Таблица 29 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3

$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 1443 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 52,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1378 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 15,71 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 15,71 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$

Таблица 30 – Сравнение каталожных и расчетных данных для СВ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 700 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 52,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1378 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 15,71 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 15,71 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$

Таблица 31 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВН 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 70 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 52,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1378 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

$I_{ВКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 15,71 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 15,71 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$

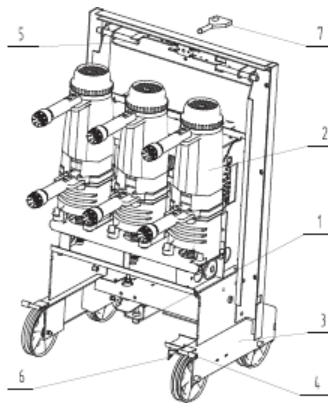


Рис.16. Выкатной элемент выключателя
 1. Фиксатор; 2. Выключатель типа ВКУ-СЭЩ-П(Э);
 3. Каркас выкатного элемента; 4. Кронштейн
 управления шторочным механизмом; 5. Запирающее
 устройство; 6. Узел заземления; 7. Ключ

Рисунок 13 – Выкатной элемент выключателя ячейки ОРУ-10 кВ

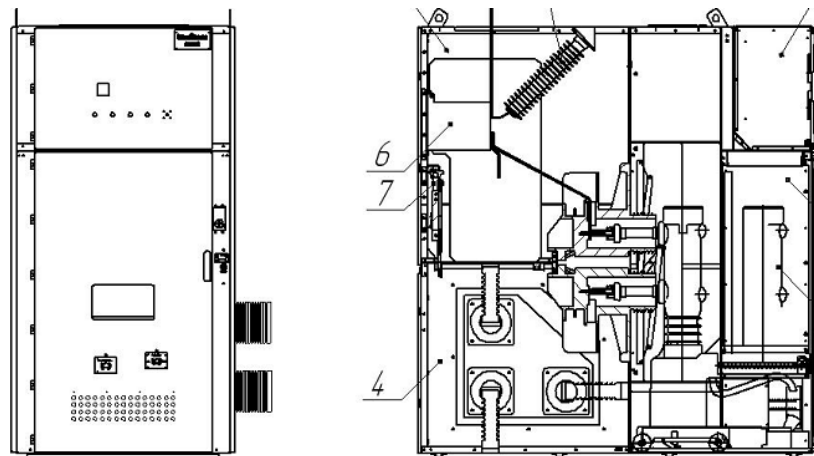


Рисунок 14 – Ячейка с вакуумным выключателем

4.5 Выбор разъединителей

Разъединители и заземляющие устройства ОРУ.

Расчет разъединителей аналогичен расчету для выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой [1].

Ячейки РУ-10 кВ оснащены разъединителями, встроенными в сами выкатные элементы, изображенными на рисунке 15.

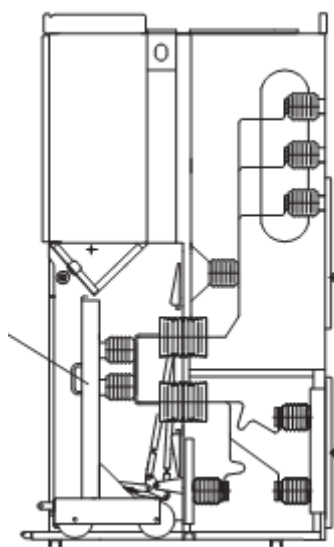


Рисунок 15 – Элемент разъединителя ячейки РУ-10 кВ

Разъединители и заземляющие устройства ОРУ.

В разомкнутом положении разъединители гарантируют безопасный изоляционный промежуток между элементами ОРУ с различным потенциалом. Они служат для полного отключения распределительного устройства и его компонентов и применяются для секционирования сборных шин и отключения отходящих линий. Два конусообразных проходных смоляных изолятора являются несущими для токопровода и контакта изоляционного промежутка.

Газ в модуле, находящийся под давлением, создает изоляцию высокого напряжения между активными компонентами и металлическим корпусом. В зависимости от расположения распределительного устройства этот модуль может заключаться в различные корпуса, которые позволяют варьировать контактные выводы проводников к соседним модулям. Возможно подключение сразу двух заземлителей. Модули имеют отдельный, а в

некоторых случаях и общий с соседними модулями ОРУ, датчик контроля давления элегаза.

Заземлители (например, рабочий заземлитель или заземлитель сборной шины) – это коммутационные аппараты для заземления и шунтирования цепей. Со стороны вывода применяется зачастую заземлитель, реагирующий на допустимый ток включения (быстродействующий заземлитель), чтобы обеспечить свободу величины напряжения и снизить риск для распределительного устройства, например, если противоположная сторона была неправильно отключена. Заземлители в изолированном исполнении используются для измерений и испытаний приборов релейной защиты.

В распределительном устройстве открытого типа штифтовой контакт заземлителя имеет изолированный от корпуса вывод. В таком исполнении они применяются преимущественно в комбинации с разъединителем, однако возможно и исполнение в собственном корпусе в качестве отдельного модуля. Находящийся под потенциалом земли, подвижный штифтовой контакт входит в неподвижный контакт. Если заземлитель быстродействующий, он оснащается пружинным приводом. Пружина, сохраняющая необходимую энергию, оснащена встроенным электродвигателем, а в аварийном случае взводится вручную.

Общие признаки разъединителей и заземлителей:

1. Три фазы одной ячейки имеют надежное механическое соединение через тягу привода вне корпуса, поэтому все три фазы приводятся в движение одним приводом.

2. Контакты вспомогательного переключателя и указатель коммутационного положения надежно соединены механически непосредственно с приводным валом.

3. В разъединителях и рабочих заземлителях используются отдельные, но одинаковые приводы.

4. Возможно аварийное включение/отключение вручную.

5. По желанию заказчика корпус может быть оснащен смотровыми окнами.

4.6 Выбор трансформаторов тока

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}},$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2.$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (33)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминия. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Линии 220 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Линии 10 кВ					
Амперметр	10	ЦП 8501/10	5	5	5
Ваттметр	10	ЦП 8506/120	1	1	1
Варметр	10	ЦП 8506/120	1	1	1
Счетчик комплексный	10	СЕ 304	5	5	5
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Секционный выключатель					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}) \quad (34)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (35)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (36)$$

где $r_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$r_{2НОМ} = 20$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{ПРИБ}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (37)$$

$$r_{ПРИБ} = \frac{19,3}{5^2} = 3,86 \text{ Ом} .$$

где $S_{ПРИБ}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{ПР} = 20 - 3,86 - 0,05 = 16,09 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}}, \quad (38)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{16,09} = 0,11 \text{ мм}^2$$

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 33.

Таблица 33 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U _н , кВ	L, м
1	2
110	50-100
10	6 - 10

Принимаем кабель с сечением 2,5 мм², тогда сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}, \quad (39)$$

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 3,86 + 0,7 + 0,05 = 4,61 \text{ Ом}.$$

На стороне ВН выбираем ТТ ТГФ-110. Принятый к установке ТТ представляет из себя сборный отдельностоящий блок опорной металлоконструкции, который предназначается для наружной установки в электроустановках трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц, в составе открытых распределительных устройств (ОРУ) класса напряжения 110 кВ, в районах с умеренным и холодным климатом, в условиях нормальной и загрязненной атмосферы.

Трансформатор тока монтируется обычно со стороны отходящей линии силового выключателя. Однако, при необходимости, модуль трансформатора тока может быть также встроен в любом месте ячейки или установки. Токопроводы высокого напряжения образуют первичную обмотку.

Сердечники со вторичными обмотками рассчитываются в соответствии с требованиями к количеству ответвлений, классу точности и мощности. Переключение на различные коэффициенты трансформации происходит на клеммах вторичной обмотки трансформатора, выведенных через газонепроницаемую вводную плиту. Герметичная конструкция трансформатора тока обеспечивает высокий класс электромагнитной совместимости.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 34.

Таблица 34 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 150 \text{ А}$ $I_T^2 t_T = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \text{ с}$ $S_{нагр} = 20 \text{ ВА}$ $Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$ $I_{раб.маx} = 90 \text{ А}$ $Z_2 = 4,61 \text{ Ом}$ $r_{приб} = 3,86 \text{ Ом}$ 4, $r_{пр} = 0,7 \text{ Ом}$ $S_{пр.мин} = 0,11 \text{ мм}^2$ $S_{пр.ном} = 2,5 \text{ мм}^2$	$U_{ном} \geq U_{уст.а}$ $I_{ном} \geq I_{раб.маx}$ $Z_{2ном} \geq Z_2$

На стороне НН выбираем трансформатор тока в составе КРУ ТОЛ-СЭЩ-21-У2. Расчет производим аналогично. Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 35.

Таблица 35 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1500 \text{ А}$ $I_T^2 t_T = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \text{ с}$ $S_{нагр} = 20 \text{ ВА}$ $Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$ $I_{раб. max} = 1385 \text{ А}$ $Z_2 = 4,61 \text{ Ом}$ $r_{приб} = 3,86 \text{ Ом}$ 4, $r_{пр} = 0,7 \text{ Ом}$ $S_{пр. min} = 0,11 \text{ мм}^2$ $S_{пр. ном} = 2,5 \text{ мм}^2$	$U_{ном} \geq U_{уст. а}$ $I_{ном} \geq I_{раб. max}$ $Z_{2ном} \geq Z_2$

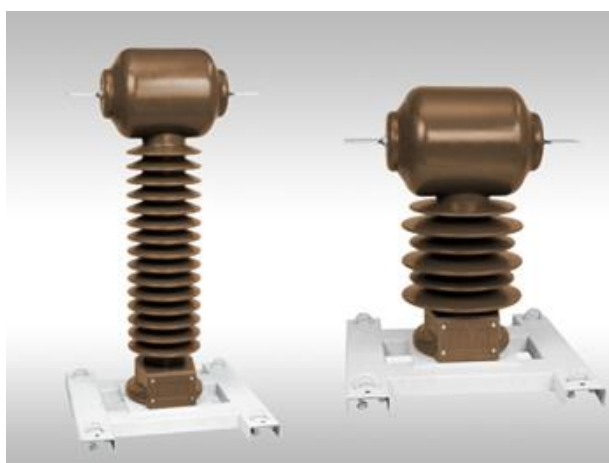


Рисунок 16 – ТТ ТОЛ-СЭЦ-21У2

4.7 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ},$$

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

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

На стороне высокого напряжения 110 кВ устанавливаем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-220-УХЛ1. Трансформатор напряжения НАМИ-220 УХЛ1 используется для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной нейтралью. Основное назначение ТН: передача сигнала измерительной информации устройствам автоматики, приборам измерения и защиты, сигнализации и управления. Имеет каскадную конструкцию и состоит из двух ступеней в фарфоровых корпусах с металлическими фланцами. Каждая ступень трансформатора имеет по два магнитопровода, закрепленных на соответствующих фланцах. Трансформатор устойчив к токам короткого замыкания и дуговым разрядам на линии.

Измерительный трансформатор напряжения состоит из:

- первичной обмотки;
- одной или нескольких вторичных обмоток на каркасе;
- обмотки стального сердечника.

Высоковольтное присоединение к распределительному устройству реализовано через первичную обмотку, закрепленную на герметичном проходном изоляторе.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 36.

Таблица 36 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 220 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8

Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{26^2 + 24,2^2} = 35,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 37.

Таблица 37 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН-220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 242 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 60 \text{ ВА}$	$S_p = 35,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИТ–10-У.

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{26^2 + 24,2^2} = 35,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 38.

Таблица 38 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН-10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
Продолже $U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 60 \text{ ВА}$	$S_P = 35,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

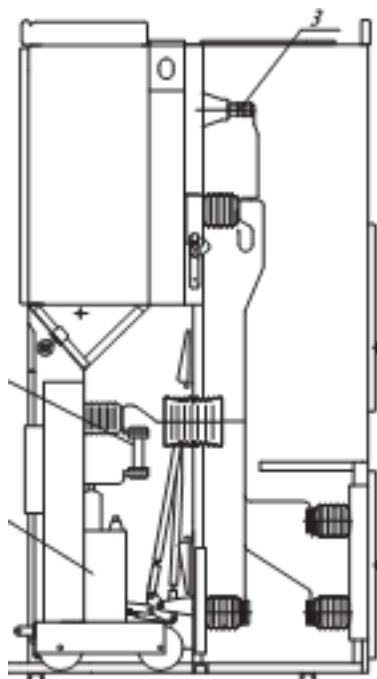


Рисунок 17 – Шкаф трансформатора напряжения ячейки РУ-10 кВ

4.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [5].

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,73	20,6	18,5
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение ОРУ	1	10	-
Насосная	1	30	-
Прочее	1	46	-
Итого		303,6	18,5

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (40)$$

$$S_{рас} = \sqrt{303,6^2 + 18,5^2} \cdot 0,8 = 243 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТСЗ – 250/10.

4.9 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений

Ограничители перенапряжений являются разрядниками, которые не имеют искровых промежутков и предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений.

К основным характеристикам ограничителей перенапряжений относятся:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Для того, чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 220 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,15 \times U_{ном.сети}, \quad (41)$$

$$U_{н.р.} = 1,15 \times 220 = 253, \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,48 [9].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (42)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{253}{1,48} = 102,1, \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-Ф-220/154/10/550-УХЛ1.

Удельная энергоемкость принятого ОПН составляет 2,75 кДж/кВ, что позволяет отнести его ко 2му классу энергоемкости. Осуществляем выбор ОПН для СН 35 кВ.

$$U_{н.р.} = 1,1 \times 35 = 38,5, \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{38,5}{0,9} = 42,78, \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-П1-35/44/10/2 УХЛ1.

Удельная энергоемкость составляет 2,8 кДж/кВ, 1 класс энергоемкости. Осуществляем выбор ОПН для НН 10 кВ.

$$U_{н.р.} = 1,1 \times 10 = 11, \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{11}{0,9} = 12,3, \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-Ф-10/12,7/1 УХЛ1.

Удельная энергоемкость составляет 1,5 кДж/кВ, 1 класс энергоемкости.

5 ВЫБОР УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Любые электрические системы должны быть надёжными, экономичными, удобными и безопасными в эксплуатации и обеспечивать потребителей электроэнергией требуемого качества. Большую роль в выполнении этих требований играют устройства релейной защиты.

Для силовых трансформаторов предусматривается релейная защита от повреждений и ненормальных режимов работы. К повреждениям относят: - многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора; - однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью; - витковые замыкания в обмотках. К ненормальным режимам относят: - прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ; - прохождение сверхтоков при перегрузках трансформатора; - понижение уровня масла в маслонаполненных трансформаторах.

В своей работе я рассчитываю релейную защиту трансформатора на базе микропроцессорного устройства «Сириус-Т».

5.1 Сведения о микропроцессорном устройстве

Устройство «Сириус-Т» является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики. Устройство может применяться для защиты элементов распределительных сетей как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА (например, резервной защитой силового трансформатора, газовой защитой и т.д.).

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т» предназначено для выполнения функций основной защиты трехобмоточного трансформатора с высшим напряжением 10-220 кВ. Также возможно использование в качестве дифференциальной защиты реактора или мощного синхронного двигателя. Содержит максимальную-токовую защиту (МТЗ) ВН и МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Функции защиты, выполняемые устройством:

- двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания);

- двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя ВН;

- одна ступень МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле МТЗ-НН и на общие реле отключения с разными временами. Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя НН;

- защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

Функции автоматики и сигнализации, выполняемые устройством:

- управление схемой обдува по двум критериям - ток нагрузки и сигналы от датчиков температуры;

- выдача сигнала блокировки РПН при повышении тока нагрузки выше допустимого;

- возможность подключения внешних защит, например, газовой защиты трансформатора;

- формирование сигнала устройством резервирования отказов выключателя (УРОВ) при отказах своего выключателя и исполнение входного сигнала УРОВ при отказах нижестоящих выключателей;

- контроль наличия питания терминала и его работоспособности;

- контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.

5.2 Расчет дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора

Исходные данные:

Двухобмоточный трансформатор 110/10 кВ мощностью 16000 кВА. С (РПН) $\pm 1,5\% \pm 8$ ступеней с системой охлаждения вида «Д».

5.2.1 Выбор общих параметров дифференциальной защиты

Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора соответствующий его номинальной мощности рассчитывается по формуле:

$$I_{НОМ.ПЕРВ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}. \quad (43)$$

Первичный ток на стороне ВН равен:

$$I_{НОМ.ПЕРВ.ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 \text{ А};$$

На стороне НН:

$$I_{НОМ.ПЕРВ.НН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2200 \text{ А}.$$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока определяется по формуле:

$$K_I = \frac{I_{ПЕРВ.ТТ}}{I_{ВТОР.ТТ}}. \quad (44)$$

Коэффициент схемы соединения обмоток трансформаторов тока для обоих трансформаторов равен 1.

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора:

$$I_{НОМ.ВТОР} = \frac{I_{НОМ.ПЕРВ}}{K_I} \cdot k_{сх}. \quad (45)$$

На стороне ВН вторичный ток в плечах защиты равен:

$$I_{НОМ.ВТОР.ВН} = 2 \text{ А};$$

На стороне НН:

$$I_{НОМ.ВТОР.НН} = 2,63 \text{ А.}$$

Рассчитанные базисные токи сторон проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Для $I_{НОМ} = 5$ базисные токи должны входить в диапазон (1,01 – 10,00) А. Значения 2 и 2,63 укладываются в указанный диапазон.

5.2.2 Выбор уставок дифференциальной отсечки

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении на шинах низшего напряжения. Приведение токов КЗ к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле:

$$I_{КЗ}^{(3)ВН} = \frac{I_{КЗ}^{(3)НН}}{K_T}, \quad (46)$$

где K_T – коэффициент трансформации силового трансформатора.

Максимальный ток внешнего КЗ равен:

$$I_{КЗ}^{(3)ВН} = 934 \text{ А.}$$

Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора (в относительных единицах) определяется по формуле:

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = \frac{I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}{I_{НОМ.ВН}}. \quad (47)$$

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = 4,64 \text{ о.е.}$$

Уставка дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} \cdot k_{НБ} \cdot I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} \quad (48)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2.

$k_{НБ}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, принимаем равным 0,7.

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 5,52 = 3,89.$$

Принимается ближайшая большая величина уставки дифференциальной отсечки $\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} = 4$.

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен:

$$I_{ДИФ} = 4 \cdot 201 = 804 \text{ А.}$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{ДИФ}}}; \quad (49)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1682}{804} = 2,1 \geq 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

5.2.3 Выбор уставок чувствительности дифференциальной защиты

Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах):

$$I_{НБ.РАСЧ} = K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}. \quad (50)$$

где ε – относительное значение полной погрешности ТТ, принимается равным 0,1;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим, принимается равным 2;

$K_{ОДН}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается равным 1;

$\Delta f_{добав}$ – добавочная погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов, принимается равным 0,04.

$$I_{НБ.РАСЧ} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 = 0,37 \text{ о.е.}$$

Для выбора уставки срабатывания должно выполняться условие:

$$\frac{I_{\partial 1}}{I_{баз}} \geq K_{отс} \cdot I_{НБ.РАСЧ}. \quad (51)$$

$$1,3 \cdot 0,37 = 0,48.$$

Значение базовой уставки срабатывания принимаем равное 0,5.

Коэффициент снижения тормозного тока определяется по формуле:

$$K_{СН.Т} = 1 - 0,5 \cdot I_{НБ.РАСЧ}. \quad (52)$$

$$K_{СН.Т} = 1 - 0,5 \cdot 0,37 = 0,815.$$

Расчетный коэффициент торможения в процентах:

$$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = \frac{100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ}}{K_{СН.Т}}. \quad (53)$$

$$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot 1,3 \cdot 0,37}{0,815} = 59 \%.$$

Значение уставки второй точки излома $\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}}$ имеет пределы $(1 - 2) \cdot I_{НОМ}$.

Для нашего расчета принимаем значение равное 2.

Значение уставки блокировки по второй гармонике $\frac{I_{\partial 2}}{I_{\partial 1}}$ имеет пределы (0,06 – 0,2). Принимаем значение равное 0,15.

5.3 Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора,

устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

В соответствии с разделом «Выбор уставок токовой отсечки и максимально токовой защиты» при расчете уставок МТЗ ВН следует принимать следующие параметры:

коэффициент возврата реле $-k_{\epsilon} = 0,92$;

коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки $-k_{omc} = 1,2$;

коэффициент согласования с защитами предыдущих линий $-k_C = 1,1$.

Поэтому вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (54)$$

где $S_{наг.ВН}$ – максимальная нагрузка трансформатора, кВА;

$U_{ном.ВН}$ – номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{51820}{\sqrt{3} \cdot 115} = 265 \text{ A}$$

Тогда ток срабатывания МТЗ определяется по с учетом следующих коэффициентов: коэффициент отстройки $k_{omc} = 1,2$ согласно [12];

Коэффициент самозапуска двигателей $k_{зан} = 1,5$ согласно [12];

коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-Т» $k_{\epsilon} = 0,92$ согласно [13].

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{k_{omc} \cdot k_{зан}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{наг.ВН}^{max}; \quad (55)$$

$$I_{МТЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 265 = 518,5 \text{ A}$$

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимально-токовой защита равен:

$$I_{cp.MTЗ} \geq \frac{I_{MTЗ} \cdot K_{CX}}{K_{TT.BH}}; \quad (56)$$

$$I_{cp.MTЗ} = \frac{518,5 \cdot 1}{600 / 5} = 4,32 \text{ A}$$

Ток срабатывания может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус Т».

Принимаем $I_{cp.MTЗ} = 4,4 \text{ A}$.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания МТЗ ВН по формуле:

$$I_{MTЗ} = \frac{I_{cp.MTЗ} \cdot K_{TT.BH}}{K_{CX}}; \quad (57)$$

$$I_{MTЗ} = \frac{4,4 \cdot 600 / 5}{1} = 528 \text{ A}$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ при КЗ на стороне НН (в точке К2).

$$k_q = \frac{I_{KЗ}^{(2)}}{I_{MTЗ}}; \quad (58)$$

$$k_q = \frac{1682}{528} = 3,2 \geq 1,5.$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты устройства «Сириус-Т» по следующей формуле:

$$t_{MTЗ} = t_{max} + \Delta t, \quad (59)$$

где t_{\max} – максимальное время защит линий, отходящих от шин НН трансформатора;

Δt – ступень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

$$t_{\text{МТЗ}} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с}$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т».

5.4 Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток.

Для удобства пользования в устройстве «Сириус-Т» можно вводить контрольтоков как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{\text{ПЕР}} \geq \frac{k_{\text{омс}}}{k_{\text{г}}} \cdot I_{\text{В.НОМ}}, \quad (60)$$

где $k_{\text{омс}}$ – коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен 1,05;

$k_{\text{г}}$ – коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-Т» равен 0,92, согласно [9];

$I_{\text{В.НОМ}}$ – номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки, в соответствии с [10] рекомендует определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для рассматриваемого трансформатора, номинальные вторичные токи на сторонах ВН и НН равны 2 и 2,6 А. Расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{\text{ПЕР}} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,92} \cdot 2 = 2,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{ПЕР}} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,92} \cdot 2,6 = 3 \text{ А};$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит.

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$T_{\text{ПЕРЕГР}} = t_{\text{МГЗ}} + \Delta t, \quad (61)$$

$$T_{\text{ПЕРЕГР}} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с};$$

Используем выдержку времени $T_{\text{ПЕРЕГР}}$ в устройстве «Сириус-Т».

5.5 Газовая защита трансформатора

ГЗ трансформатора является основной защитой и предназначена для защиты трансформатора от внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа или перетоком масла из корпуса трансформатора в расширитель или понижением уровня масла.

Основным элементом защиты является газовое реле BUCHHOLZ типа BF80/10, установленное в трубопроводе между основным баком и расширителем.

Газовая защита особенно эффективно действует в случаях:

- КЗ между пластинами сердечника;
- КЗ между фазами, витками обмоток;
- КЗ на землю;
- повреждения изоляции болта сердечника;
- перегрева некоторой части обмоток;
- плохих контактов;

- пробоя проходных изоляторов в баке трансформатора.

Кроме того, ГЗ может предотвратить развитие условий, приводящих к повреждению трансформатора, таких как падение уровня масла вследствие утечки или проникновение воздуха в результате дефекта в системе циркуляции масла.



Рисунок 18 – Газовое реле BF80/10

Работа газового реле основана на том явлении, что повреждение внутри бака вызывает нагрев и разложение масла, с выделением пузырьков газа.

Трансформатор устанавливается под углом 2 градуса к горизонту, поэтому пузырьки газа устремляются вверх в расширительный бак через трубу, в которой установлено газовое реле. В нормальном режиме работы трансформатора газовое реле заполнено маслом, но при появлении пузырьков газа, масло под давлением вытесняется из реле, поплавки опускаются и замыкают контакт.

Защита имеет две ступени срабатывания. Первая ступень действует на сигнал и срабатывает при снижении уровня масла ниже уровня сигнального элемента газового реле, при незначительном газообразовании в баке трансформатора и накоплении газа в корпусе газового реле. Вторая ступень срабатывает при практически полном вытеснении масла из корпуса газового реле газом, вызванным бурным разложением масла, либо утечкой масла и

действует без выдержки времени на отключения трансформатора со всех сторон и запретом АПВ выключателей. Действие газового реле на отключение и сигнал проходит через терминал основной и резервной защиты.

6 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

6.1 Расчёт заземлителя

Алгоритм расчёта заземлителей подстанции:

Контур сетки заземлителя выполняем таким образом, чтобы он выходил за границы оборудования по 2 м. Это необходимо для того, чтобы человек, при прикосновении к оборудованию находился в пределах заземлителя.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = 3792 \text{ м}^2;$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 16 \text{ мм}$$

Необходимо произвести проверку заземлителя по следующим условиям:

Выполняем проверку сечения на механическую прочность:

$$F_{\text{м.п.}} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2; \quad (62)$$

Выполняем проверку сечения на термическую стойкость:

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{20^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 97,6 \text{ мм}^2, \quad (63)$$

где $T = t_{\text{OI}} = 0,2$ с – время действия релейной защиты при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали) - коэффициент термической стойкости.

Выполняем проверку на стойкость к коррозии:

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{CP}} \cdot (d + S_{\text{CP}}) = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (16 + 0,102) = 5,2 \text{ мм}^2, \quad (64)$$

где $S_{\text{CP}} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102$

где $T = 240$ мес - период пользования за 20 лет

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.} \cdot \text{мм}^2;$$

$H = 2\text{ м}$ – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит принять $\rho = const$.

Проверка выполнения условия:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{Т.С.} \cdot \text{мм}^2; \quad (65)$$

$$F_{M.П.} = 201 \geq F_{\min} = 102,8 \text{ мм}^2, \text{ принимаем } d = 16 \text{ мм.}$$

Расстояние между полосами принимаем равным 8 м: $l_{П-П} = 8\text{ м}$.

Рассчитаем общую длину полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} = \frac{2 \cdot 3792}{8} = 948 \text{ м}; \quad (66)$$

Окончательная длина горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

Рассчитаем число ячеек:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{948}{2 \cdot \sqrt{3792}} - 1 = 7,69; \quad (67)$$

Принимаем: $m = 8$

Длина стороны ячейки:

$$a = \frac{\sqrt{S}}{m} = 8 \text{ м}; \quad (68)$$

При выборе длины стороны ячейки должно выполняться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$1,25 \leq 8 \leq 40$$

Условие выполняется.

Рассчитаем длину горизонтальных полос:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{3792} \cdot (7 + 1) = 985 \text{ м} \quad (69)$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_{В} = 3 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{3792}}{8} = 30,7 \quad (70)$$

Принимаем: $n_B = 31$.

Рассчитываем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (71)$$

где $\rho_{\text{ЭР}}$ - удельное эквивалентное сопротивление грунта.

Выбираем глубину заложения заземлителей:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м};$$

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаем: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (72)$$

где ρ_1, ρ_2 – удельные электрические сопротивления верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

k – коэффициент, рассчитываемый как:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_B} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (73)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (74)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{40}{30} = 1,3$ расчёт коэффициента k производим

по формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,13$$

Определим расчетное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{э}} = 30 \cdot \left(\frac{40}{30} \right)^{0,13} = 31,1 \text{ Ом/м}$$

Найдем расчетное сопротивление искусственного заземлителя:

$$R = 30,8 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{3792}} + \frac{1}{985 + 31 \cdot 3} \right) = 0,23 \text{ Ом}$$

A_{min} - коэффициент подобия;

Принимаем: $A_{\text{min}} = 0,4$.

Рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (75)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3792}}{(31,13 + 320) \cdot (20 + 45)}} = 2,01;$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u = 0,23 \cdot 2,01 = 0,46 \quad (76)$$

Условие $R_M < 0,5$ выполняется.

6.2 Молниезащита проектируемых подстанций

Молниезащита - это комплекс защитных устройств, предназначенных для обеспечения безопасности людей, сохранности зданий и оборудования от возможных взрывов, пожаров и разрушений, возникающих при воздействии молнии. Защита электрооборудования подстанции от прямых ударов молнии осуществляется с помощью стержневых молниеотводов

Нормируется два вида зон:

Зона А- надежность зоны должна быть более 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- надежность зоны должна быть более 0,95 и $U > 500$ кВ.

Расчет молниезащиты будем производить, ориентируясь на нормированную зону А, так как напряжение подстанции равно 110 кВ. На подстанции принимаем и устанавливаем 2 стержневых молниеотвода установленных на прожекторных мачтах, два дополнительных, установленных на порталах 110 кВ. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал 110 кВ, высотой $h_x = 11,35$ м.

Т.к. в данной ВКР высота молниеотвода $h < 150$ м., то параметры внешней зоны защиты мы будем определять по следующим формулам:

$$h_0 = 0,85 \cdot h,$$

где h_0 - эффективная высота молниеотвода, м;

h - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (77)$$

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

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (78)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, м;

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

Сделаем расчет внутренней зоны защиты для молниеотводов М3 и М4, установленных на прожекторных мачтах. $h = 31,75$.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \times 31,75)31,75 = 32,45 \text{ м}$$

$$r_{c0} = 32,45 \text{ м}$$

Определим радиус зоны защиты на уровне линейного портала 220кВ.
 $h_x = 11,35 \text{ м}$

$$r_x = \frac{32,45(26,78 - 11,35)}{26,78} = 18,7$$

Аналогичный расчет производим для молниеприемников М1 и М2.

Результаты расчета приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотвод	Линейный портал 110кВ, М	Трансформатор, М	Земля, М
М1	6,36	14,03	20,54
М2			
М3	18,7	26,14	32,45
М4			

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

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

7.1 Безопасность

Безопасность работ в ОРУ обеспечивается проведением специальных мер.

Перед допуском к работе с дистанционным управлением должны быть выполнены следующие технические мероприятия:

1) отключены силовые цепи привода, цепи оперативного тока и цепи подогрева;

2) закрыты и заперты на замок задвижки на трубопроводе подачи воздуха в баки выключателей или на пневматические приводы и выпущен в атмосферу имеющийся в них воздух, при этом спускные пробки (клапаны) оставляются в открытом положении;

3) приведены в нерабочее положение груз или пружины включающие коммутационные аппараты;

4) вывешены плакаты "Не включать! Работают люди" на ключах дистанционного управления и "Не открывать! Работают люди" на закрытых задвижках.

Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке допускается при несданном наряде временная подача напряжения в цепи оперативного тока и силовые цепи привода, в цепи сигнализации и подогрева, а также подача воздуха в привод и на выключатель.

Установку снятых предохранителей, включение отключенных цепей и открытие задвижек при подаче воздуха, а также снятие на время опробования плакатов "Не включать! Работают люди" и "Не открывать! Работают люди" осуществляет оперативный персонал или по его разрешению производитель работ. Дистанционно включать или отключать коммутационный аппарат для

опробования разрешается лицу, ведущему наладку или регулировку, либо по его требованию оперативному работнику[12].

После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным работником или по его разрешению - руководителем работ должны быть выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска к работе, указанные в пунктах 1 – 4.

Подъем на находящийся под рабочим давлением воздушный выключатель разрешается только при проведении испытаний и наладочных работ (регулировке демпферов, снятии виброграмм, подсоединении или отсоединении проводников от измерительных приборов, определении мест утечки воздуха и т.п.).

Подъем на отключенный воздушный выключатель с воздухом наполненным отделителем, когда отделитель находится под рабочим давлением, запрещается во всех случаях.

Влагонепроницаемость (герметичность) воздушных выключателей проверяется при пониженном давлении в соответствии с заводскими инструкциями.

Перед подъемом на воздушный выключатель для испытаний и наладки необходимо:

- 1) отключить цепи оперативного тока;
- 2) заблокировать кнопку местного управления и пусковые клапаны (например, отсоединить воздухопроводные трубки, запереть шкафы и т.п.) либо поставить около выключателя проинструктированного члена бригады, который допускал бы к оперированию выключателем (после включения оперативного тока) только одного определенного работника по указанию руководителя работ.

Во время нахождения людей на воздушном выключателе, находящемся под давлением, прекращаются все работы в шкафах управления и распределительных шкафах.

Во время отключения и включения воздушных выключателей при опробовании, наладке и испытаниях присутствие людей около выключателей не допускается.

Команду на выполнение операций выключателем руководитель работ по испытаниям и наладке (или уполномоченный им член бригады) может подать после того, как члены бригады будут удалены от выключателя на безопасное расстояние или в укрытие.

В КРУ с оборудованием на выкатываемых тележках запрещается без снятия напряжения с шин и их заземления проникать в отсеки ячеек, не отделенных сплошными металлическими перегородками от шин или от непосредственно соединенного с КРУ оборудования.

При работе в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить и шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат "Стой! Напряжение". В отсеке вывесить плакат "Работать здесь!".

В КРУ, оснащенных заземляющими ножами, на присоединениях, схема которых исключает подачу напряжения с другой стороны, отсутствие напряжения перед включением этих ножей допускается проверять прослеживанием схемы в натуре.

При работах вне КРУ на отходящих ВЛ или КЛ или на подключенном к ним оборудовании тележку с выключателем необходимо выкатить из шкафа; верхнюю шторку или дверцы запереть на замок и вывесить плакаты "Не включать! Работают люди" или "Не включать! Работа на линии".

В шкафах КРУ при работах допускается:

1) при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой с выключателем устанавливать тележку в контрольное положение после включения этих ножей;

2) при отсутствии блокировки между заземляющими ножами и тележкой выключателя, а также заземляющих ножей в шкафах устанавливать

тележку в промежуточное между контрольным и выкаченным положение при условии запираания ее на замок в этом положении. Тележка может быть установлена в промежуточное положение независимо от наличия заземления на присоединении.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для его опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не производится или на этом присоединении наложено заземление в шкафу ОРУ[13].

7.2 Экологичность

Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

Вследствие механических повреждений наружного корпуса силового трансформатора высока вероятность растекания технического (трансформаторного) масла на землю. Чтобы предотвратить процесс растекания масла и избежать распространения пожара на подстанции, при возгорании силовых трансформаторов с массой масла свыше 1 тонны, на подстанции устанавливают маслосборники, маслоприемники и маслоотводы.

На проектируемой подстанции «Связная» установлены два силовых трансформатора марки ТДН-16000/110. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 38 [18].

Таблица 41 – Параметры трансформатора ТДН-16000/110

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	H	L	B
ТДН-16000/110	16	42,5	12,8	5470	5845	3570

Так как масса трансформаторного масла меньше 20т., то согласно [8] маслоприемник под трансформатор выполняем без отвода масла. Габариты маслоприемника для силового трансформатора марки ТДН-16000/110

должны выступать за габариты электрооборудования более чем на 1,5 м [8].

При этом габарит маслоприемника принимается согласно [8] меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок, располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2 м.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла производится передвижными средствами. При этом выполняется простейшее устройство для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

На ПС «Связная» установлен маслоприёмник без отвода масла, заглубленной конструкции с установкой металлической решётки на нём (поверх решётки насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м).

Гравийная засыпка маслоприемника должна содержаться в чистом состоянии и промываться не реже одного раза в год, а в случае невозможности её промывки (образование твёрдых отложений, появление растительности) должна осуществляться замена гравийной засыпки.

Трансформаторы мощностью 16 МВА на напряжение 110 кВ, установленные на ПС «Связная» по паспортным данным имеют полную массу 42,5 т. Масса масла в трансформаторе составляет 18,15 т, а его объем вычисляется по выражению [5]:

$$V = \frac{m}{\rho_m} = \frac{12,8}{0,885} = 14,97 \text{ м}^3, \quad (79)$$

где ρ_m - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-1500 – $\rho_m = 885 \text{ кг} / \text{м}^3$.

Маслоприемник так же должен вмещать 80% воды от пожаротушения, поступающей в течении 30 минут со скоростью 0,2 л/с·м². Определим,

сколько воды расходуется за этот период ($30_{\text{мин}} = 1800_{\text{сек}}$):

$$Q_B = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ л/м}^2$$

Зная габариты трансформатора, найдём площадь поверхности, на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] = 2 \cdot [(6,8 \cdot 4,82) + (6,8 \cdot 8,5)] = 181 \text{ м}^2$$

Зная площадь поверхности, на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 52,13 \text{ м}^3$$

Зная объём воды и объём масла, можно найти полный объём маслоприемника.

$$V = V' + V = 14,97 + 52,13 = 67,1 \text{ м}^3$$

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B' = 8,8 \cdot 6,6 = 58,08 \text{ м}^2,$$

где $L' = L + \Delta = 5,8 + (2 \cdot 1,5) = 8,8 \text{ м}$ - длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 5,8 \text{ м}$ - длина трансформатора ;

$\Delta = 1,5 \text{ м}$ - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла, находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50т [8];

$B' = B + \Delta = 3,6 + (2 \cdot 1,5) = 6,6 \text{ м}$ - ширина трансформатора с учетом

выступов за габариты единичного электрооборудования;

$B = 3,5 \text{ м}$ - ширина трансформатора.

Для трансформатора ТДН-16000/110 выбираем маслоприемник прямоугольной формы, заглубленного исполнения, объемом 52 м^3 . На маслоприемник устанавливаем металлическую решетку, а поверх нее производим засыпку гравием или щебнем толщиной слоя $0,25 \text{ м}$.

Вычислив объем, занимаемый маслом, водой, и рассчитав площадь маслоприемника, можно определить его глубину.

Глубина маслоприемника определяется по формуле :

$$h = \frac{V}{S} + h_1 + h_2 = \frac{52}{58,08} + 0,25 + 0,05 = 0,5 \text{ м},$$

где $h_1 = 0,25 \text{ м}$ - толщина гравийной засыпки,

$h_2 = 0,05 \text{ м}$ - воздушный промежуток между решеткой и маслом .

Схема маслоприёмника приведена на рисунке 19.

На рисунке 19 показаны: 1 – трансформатор; 2 – маслоприёмник; 3 –

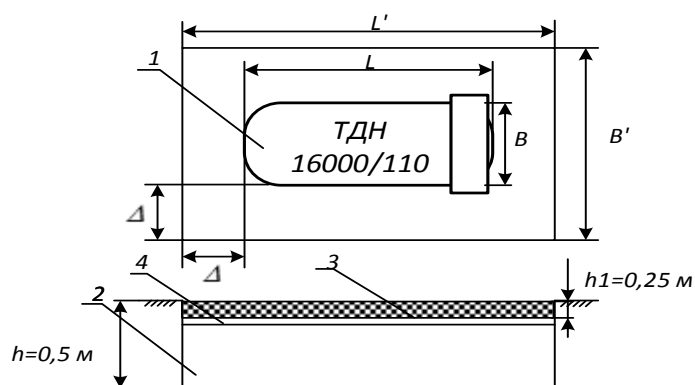


Рисунок 19 – Схема маслоприёмника

гравийная засыпка; 4 – воздушный зазор между решеткой и трансформаторным маслом;

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее. Для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке

должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

7.3 Чрезвычайная ситуация

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции «Связная» и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц [Правила пожарной безопасности].

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Для пожаротушения трансформаторов на подстанции может быть предусмотрена автоматическая система пожаротушения распыленной водой, но, поскольку единичная мощность трансформаторов на подстанции

«Связная» менее 16 МВА, такая система пожаротушения не предусматривается.

С целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму. В данном случае, маслоприемник допускается выполнить без отвода масла, поскольку масса масла в трансформаторе ТДН-16000/110 6,2 т. Согласно ПУЭ 7, при массе масла в трансформаторе до 20 тонн, маслоприемники допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемник такого типа должен выполняться заглубленной конструкции.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Для обеспечения взрывобезопасности в аккумуляторном помещении предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При работе над ВКР были выполнены следующие задачи:

1. Сделан анализ существующей сети Хабаровского края.
2. Спрогнозированы нагрузки для оценки режима.
3. Разработаны варианты включения проектируемых подстанций в сеть Хабаровского края.
4. Проведен анализ режимов после включения проектируемых подстанций в Хабаровскую энергосистему.
5. Выбраны силовые трансформаторы, ЛЭП и другое высоковольтное оборудование.
6. Выбраны ОРУ 110 кВ, а также РУ 10 кВ.
7. Рассчитаны и установлены устройства релейной защиты и автоматики для силового трансформатора.
8. Сделаны экономические сравнения предложенных вариантов сети.
9. Рассчитаны параметры заземления и молниезащиты проектируемой подстанции
10. Разработаны разделы БЖД и ЧС для проектируемых подстанций.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
2. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев. – 8-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.
3. Савина Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах : учеб. Пособие / Н.В.Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2010.– 238с.
4. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. Пособие / А. А. Герасименко , В. Т. Федин. – Ростов н/Д : Феникс, 2007. -719 с.
5. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.
6. Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 20.04.2018).
7. Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ./ Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
8. Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
9. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.
10. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

11. Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 22.05.2018).

12. Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции : Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Изд-во АмГУ. 2013. – 201 с.

13. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014.СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. СТО 56947007-29.240.35.184-2014. –78 с.

14. Электрическая часть станций и подстанций / Под ред. А. А. Васильева. Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1990.

15. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: ПТЭЭП. – Москва, 2003 г. – 386 с.

16. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014.СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. СТО 56947007-29.240.35.184-2014. –78 с.

17. ГОСТ 21130-75 «Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры»/ Межгосударственный стандарт – М.: ИПК Издательство стандартов, 1975.

18. Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с.