

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02– Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы – «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

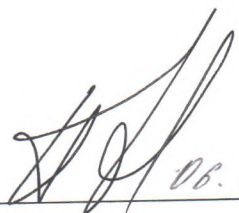
« 25 » 06 2018 г.

Работы


БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей филиала АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Мыс Астафьева


Исполнитель
студент группы 442-об2

 Н.А. Поддубный
06.06.18


Руководитель
доцент

 А.Г. Ротачёва
22.06.18

Нормоконтроль
доцент

 А.Г. Ротачёва
20.06.18

Консультант по разделу
безопасность и экологичность
канд. техн. наук, доцент

 А.Б. Булгаков
25.06.2018


Благовещенск 2018

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 07 » 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Погудного Николая
Андрея Васильевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических
сетей филиала АО «ДРСК» - Приморский электри-
ческий филиал в связи с подкомиссией подстанции ЛМ
(утверждено приказом от _____ № _____) Асташева

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: устройство тр-ов, эл. сети
расчет пропуск. нагрузок, разработаны акты вар-ов.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке во-
просов): Общ. хар-ка работы, расчеты и пропуск. нагрузок вар-ов.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-
ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) расчет в Mathcad 14

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним
разделов) Бурганов А.Б. консульт. по электрот. и безрем.

7. Дата выдачи задания 07.05.18

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

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 116 с., 25 рисунков, 27 таблиц, 32 источника, 4 приложений.

РЕЖИМ, НАПРЯЖЕНИЕ, ПЕРЕТОК, МОЩНОСТЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ОШИНОВКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, МАСЛОПРИЕМНИК, УРОВЕНЬ ШУМА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА.

В бакалаврской работе были рассмотрены варианты развития электроэнергетической сети Приморских сетей АО «ДРСК». Определены электрические нагрузки объекта, произведен расчет токов короткого замыкания, выбрано необходимое оборудование, спроектирована однолинейная схема. Выполнен расчет молниезащиты и заземления ПС, произведен расчет цифровой защиты трансформатора на базе терминалов «ЭКРА». Рассмотрен вопрос охраны труда на подстанции, рассчитан уровень шума, размеры маслоприемников силовых трансформаторов.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района проектирования	10
1.1 Характеристика источников питания	10
1.2 Характеристика электрических сетей	11
1.3 Климатическая и географическая характеристика района проектирования	13
1.4 Характеристика потребителей электроэнергии	14
2 Расчет электрических режимов	16
2.1 Прогнозирование электрических нагрузок	16
2.2 Разработка возможных вариантов схем электрической сети и их анализ	18
2.3 Выбор вариантов схем электрической сети	21
2.4 Расчёт упрощённого потокораспределения активной мощности и выбор рационального напряжения	21
2.5 Выбор типов схем РУ подстанций	23
2.6 Выбор компенсирующих устройств	24
2.7 Выбор числа и мощности трансформаторов	28
2.8 Выбор сечений линий	29
2.9 Расчет капитальных вложений	31
2.10 Расчет потерь электрической энергии	33
2.11 Расчет эксплуатационных издержек	34
2.12 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат	35
2.13 Описание ПВК для расчёта максимального, минимального и послеаварийного режима и его характеристика	36
2.14 Регулирование напряжения в сети	40
2.15 Основные технико-экономические показатели проекта	43
3 Выбор оборудования	46

3.1	Выбор силовых трансформаторов	49
3.2	Расчет токов короткого замыкания	51
3.3	Выбор комплектных распределительных устройств	55
3.4	Выбор выключателей	58
3.5	Выбор разъединителей	61
3.6	Выбор трансформаторов тока	63
3.7	Выбор трансформаторов напряжения	68
3.8	Выбор ограничителей перенапряжения	71
3.9	Выбор ошиновки 110 кВ	76
3.10	Выбор ошиновки 10 кВ	80
3.11	Выбор трансформаторов собственных нужд	81
3.12	Выбор аккумуляторных батарей	82
3.13	Выбор высокочастотных заградителей	85
4	Релейная защита и автоматика	87
4.1	Краткая характеристика защищаемых элементов	87
4.2	Выбор устройств защиты	89
4.3	Расчет уставок выбранных защит	93
5	Молниезащита и заземление	95
5.1	Анализ компоновки подстанции	95
5.2	Характеристика заземляющего устройства	95
5.3	Характеристика молниезащиты ПС	97
6	Безопасность и экологичность	99
6.1	Безопасность	99
6.2	Экологичность	103
6.3	Чрезвычайные ситуации	107
6.4	Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера	111
	Заключение	112
	Библиографический список	114
	Приложение А. Расчет режима электрической сети	117

Приложение Б. Результаты расчет в ПК RastrWin 3	138
Приложение В. Расчет уставок устройств РЗА	140
Приложение Г. Расчет молниезащиты и заземления ПС	145

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВН – высокое напряжение;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВЧЗ – высокочастотный заградитель;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- КСИСО – комплекс средств измерений, сбора и обработки информации
- КЗ – короткое замыкание;
- НН – низкое напряжение;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- СН – среднее напряжение;
- СЭС – система электроснабжения;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

ВВЕДЕНИЕ

На основании Заявки АО «ДРСК» №01-02-13 от 18.07.2015 были разработаны технические условия по индивидуальному проекту на технологическое присоединение энергопринимающих объектов потребителей г. Находки.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение впервые вводимых в эксплуатацию энергопринимающих устройств максимальной мощностью 26,5 МВт и объектов электросетевого хозяйства потребителя к существующим электрическим сетям АО «ДРСК» Приморские ЭС, посредством сооружения новых объектов электросетевого хозяйства.

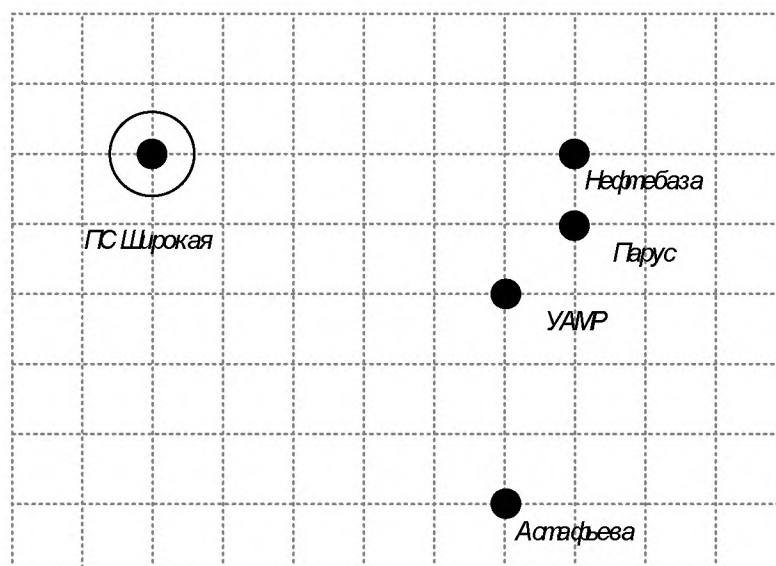


Рисунок 1 – Схема расположения объектов проектирования

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» осуществляется от ПС 220 кВ Широкая и обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств АО «ДРСК» в точках присоединения в объеме 64 МВт по I и II категории надежности электроснабжения.

Тема ВКР – «Развитие электрической сети Филиала АО «ДРСК» в связи с подключением ПС Мыс Астафьева».

Таким образом, целью работы является проектирование электрической сети в связи с подключением ПС Мыс Астафьева к существующей сети.

Актуальность темы состоит в необходимости присоединения вновь вводимых объектов к существующим сетям и активном развитии Приморского энергорайона.

Для осуществления поставленной цели необходимо выполнить ряд задач:

- 1 рассмотреть варианты конфигурации проектируемой сети;
- 2 рассчитать электрический режим выбранного варианта;
- 3 выполнить технико-экономическую оценку выбранного варианта;
- 4 выбрать число и мощности силовых трансформаторов на проектируемой и прилегающих ПС;
- 5 спроектировать однолинейную схему вновь вводимой ПС;
- 6 рассчитать токи КЗ на проектируемой ПС, выполнить выбор и проверку электрооборудования;
- 7 выполнить выбор устройств РЗА подстанционного оборудования, рассчитать параметры настройки устройств РЗА;
- 8 выполнить расчет молниезащиты ПС и заземляющих устройств;
- 9 оценить безопасность и экологичность проекта.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Характеристика источников питания

Подстанция 220 кВ Широкая установленной мощностью 175 МВА была введена в эксплуатацию в 1976 году. В марте 2009 года началась ее комплексная реконструкция. На сегодняшний день на энергообъекте введено в эксплуатацию оборудование нового ОРУ 220 кВ, а также новый автотрансформатор 220/110/35/6 кВ мощностью 125 МВА. До конца 2010 года на подстанции будет полностью обновлено оборудование ОРУ 35 и 110 кВ, закрытого распределительного устройства 6 кВ. Два трансформатора мощностью по 25 МВА планируется заменить современными аналогами суммарной мощностью 80 МВА. В результате технического перевооружения мощность подстанции увеличится со 175 до 330 МВА. Кроме того, в рамках реконструкции предусмотрена модернизация автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), установка автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУТП).

МЭС Востока завершили капитальный ремонт автотрансформатора 220/110/35/6 кВ мощностью 125 МВА на реконструируемой подстанции 220 кВ Широкая (Приморский край). Работы выполнены в рамках годовой ремонтной программы.

В течение месяца на автотрансформаторе подстанции 220 кВ Широкая заменены все высоковольтные вводы, обеспечивающие связь силового агрегата с линиями электропередачи 110 и 220 кВ, выполнен ремонт навесного оборудования, двигателей обдува, маслонасосов, прессовка обмоток и магнитопровода.

Для ввода автотрансформатора в работу, в рамках комплексной реконструкции подстанции 220 кВ Широкая, предусмотрено строительство дополнительной ячейки открытого распределительного устройства (ОРУ) 220 кВ и четырех ячеек ОРУ 110 кВ. Завершить работы планируется в июле текущего года.

Таким образом, в качестве источника питания проектируемого участка сети выбрана ПС 220 кВ Широкая, обслуживание и управление которой осуществляет ПАО «ФСК ЕЭС». Сама же сеть проектирования находится в зоне управления и обслуживания АО «ДРСК» Приморские ЭС.

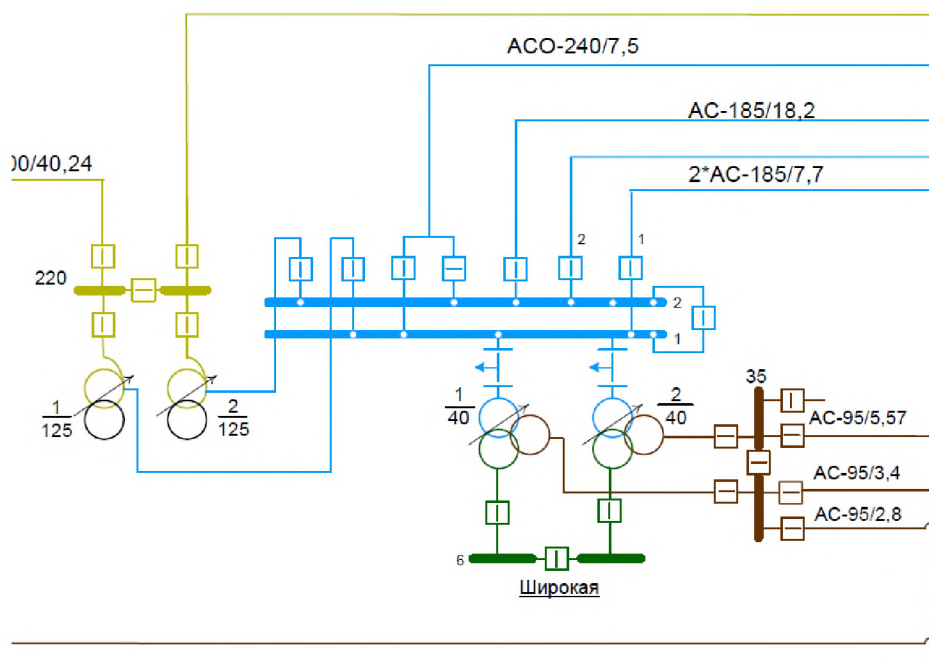


Рисунок 1.1.1 – ПС 220 кВ Широкая

1.2 Характеристика электрических сетей

С 1 января 2007 года филиал ОАО «Дальэнерго» «Распределительные сети» вошел во вновь созданную региональную «Дальневосточную распределительную сетевую компанию». С баланса предприятия выведены имущество и оборудование ВЛ и ПС 220 кВ, а также линии электропередачи напряжением 500 кВ и, согласно логике реформы, переданы в «Федеральную сетевую компанию» (ФСК).

Сейчас в состав «Приморских электрических сетей» входят 4 структурные подразделения: Приморские Южные, Центральные, Западные, Северные электрические сети. В свою очередь они подразделяются на 26 сетевых участка (района), производственные службы и отделы. На обслуживании приморского филиала ОАО «ДРСК» находятся воздушные линии электропередачи 0,4 – 110 кВ протяженностью 19 402, 9 км, а так же 260 подстанций.

Акционерное общество «Дальневосточная распределительная сетевая компания» осуществляет деятельность по передаче и транспортировке электрической энергии по распределительным сетям на территории Амурской области, Хабаровского края, Еврейской автономной области, Приморского края, Южного района республики САХА (Якутия).

Компания основана в 2005 году в процессе реформирования российской электроэнергетики и разделения энергокомпаний по видам деятельности, их последующей региональной интеграции.

22 декабря 2005 года была осуществлена государственная регистрация Открытого акционерного общества «Дальневосточная распределительная сетевая компания» на базе электросетевых активов (сетевых филиалов): ОАО «Амурэнерго», ОАО «Хабаровскэнерго», ОАО «Дальэнерго», ОАО «Южное-Якутскэнерго» (100% ДЗО ОАО АК «Якутскэнерго»).

Начало операционной деятельности Компании - 1 января 2007 года.

Сегодня АО «ДРСК» обеспечивает электроэнергией территорию от Якутии до Тихого океана: крупные промышленные компании и предприятия транспорта и сельского хозяйства, социально значимые объекты, осуществляет технологическое присоединение новых потребителей к электрическим сетям.

С 2008 года в АО «ДРСК» начата работа в рамках интегрированной системы менеджмента: разработана система управления рисками, внедрен процессный подход в управлении, изменена организационная структура ДРСК, разработаны обязательные документированные процедуры. Интегрированная система менеджмента в компании объединила такие направления деятельности, как качество обслуживания потребителей при оказании услуг по передаче электрической энергии и услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям, экологические аспекты, охрану труда и промышленную безопасность.

В марте 2015 года АО «ДРСК» вручили сертификат соответствия интегрированной системы менеджмента (ИСМ) требованиям международных стандартов ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 и OHSAS 18001:2007.

Основными стратегическими целями компании являются: сохранение лидирующих позиций на рынке транспорта электроэнергии путем консолидации активов распределительного сетевого комплекса Дальнего Востока, улучшение качества оказываемых услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению, обеспечение надёжности и безопасности работы электросетевого комплекса, повышение эффективности управления ресурсами Компании.

В связи с приведением наименования Общества в соответствие с требованиями главы 4 части первой Гражданского кодекса РФ 10 июля 2015 года осуществлена регистрация новой редакции Устава Общества, согласно которой Общество переименовано в Акционерное общество «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (АО «ДРСК») (организационно-правовая форма - непубличное акционерное общество).

1.3 Климатическая и географическая характеристика района проектирования

Приморский край занимает юго-восточную окраину России. Он расположен в самой южной части Дальнего Востока на берегу Японского моря.

В рельефе Приморского края четко выделяются две горные системы (Восточно-Маньчжурская и Сихотэ-Алинь), а также Приханкайская равнина. Сихотэ-Алинь, включающая в себя многочисленные горные ряды и обособленные возвышенности, составляет около 70 % всей Приморской территории. Средняя высота этой системы над уровнем моря около 500-100м.

Почвы в районе расположения буротаежные, болотистые. Глубина промерзания 1,85 м. Первый слой почвы занимают суглинки маловлажные (1,5 м), второй слой - пески (до 7 м).

Средняя температура зимой составляет -20 °С, летом + 17,7 °С.

Минимальная температура в январе месяце составляет -45°C , максимальная температура в июле месяце составляет $+28^{\circ}\text{C}$.

В пределах береговой зоны скорости ветра зимой значительны. Так, средние скорости ветра составляют всюду более 5 м/сек, достигая местами на открытых участках 10 м/сек. Скоростной наибольший нормативный напор ветра равен 650 Па. Район по ветру - IV. Преобладающее направление ветров - северо-западное.

Район по гололеду - IV. Температура при образовании гололеда -10°C .

Среднегодовая продолжительность гроз на выбранной территории составляет от 10 до 20 часов.

1.4 Характеристика потребителей электроэнергии

В зависимости от выполняемых функции, возможностей обеспечения схемы питания от энергосистемы, величины и режимов потребления электроэнергии и мощности, особенностей правил пользования электроэнергией потребителей принято делить на следующие основные группы:

- промышленные и приравненные к ним;
- производственные сельскохозяйственные;
- бытовые;
- общественно-коммунальные (учреждения, организации, предприятия торговли и общественного питания и др.).

К промышленным потребителям приравнены следующие предприятия: строительные, транспорта, шахты, рудники, карьеры, нефтяные, газовые и другие промыслы, связи, коммунального хозяйства и бытового обслуживания.

Промышленные потребители являются наиболее энергоемкой группой потребителей электрической энергии.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие категории:

Электроприемники I категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб экономике, повреждение дорогостоящего оборудования,

массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Перерыв электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Электроприемники II категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники III категории - все остальные электроприемники, не подходящие по определению под определение I и II категорий.

По режиму работы электроприемники могут быть разделены на группы по сходству режимов, т.е. по сходству графиков электрических нагрузок.

Каждая из групп потребителей имеет определенный режим работы. Так, например, электрическая нагрузка коммунально-бытовых потребителей с преимущественно осветительной нагрузкой отличается большой неравномерностью в различное время суток. Электрическая нагрузка промышленных предприятий более равномерна в течение дня и зависит от вида производства, режима работы и числа смен.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

2.1 Прогнозирование электрических нагрузок

Данный раздел является базовым, так как от нахождения вероятностных характеристик зависит дальнейший выбор оборудования подстанций, проводов и опор линий электропередач.

Для расчёта нам необходимы значения средней, эффективной и максимальной активных и реактивных мощностей. Используя исходные данные, а именно, суммарные установленные мощности подстанций и соответствующие им коэффициенты мощности нагрузки, можно посчитать необходимые величины.

Покажем алгоритм расчета вероятностных характеристик (летний и зимний период года):

- средняя мощность – значение ее величины требуется для выбора силовых трансформаторов и для анализа электропотребления:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (2.1.1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i, \quad (2.1.2)$$

где где P_i , Q_i – ординаты графиков нагрузки на i -ый час суток;

t_i – час суток (в течение каждого часа);

T – период наблюдения (24 часа).

- эффективная (среднеквадратичная) мощность – она показывает, насколько эффективно эксплуатируется энергосистема. Ее величина необходима для расчета потерь электроэнергии и мощности:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}, \quad (2.1.3)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} \quad (2.1.4)$$

- максимальная мощность – средняя мощность за ½ часа в период максимальных нагрузок энергосистемы, по ее величине выбираются все элементы системы, кроме силовых трансформаторов. Как вероятностная характеристика зависит от математического ожидания, коэффициента формы графика, определяющегося через среднее квадратичное отклонение и коэффициент Стьюдента:

$$P_{\text{max}} = P_{\text{cp}} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right), \quad (2.1.5)$$

$$Q_{\text{max}} = Q_{\text{cp}} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right), \quad (2.1.6)$$

где $K_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{cp}}} \geq 1$ - коэффициент формы;

$t_{\beta} = f(\beta, n)$ - коэффициент Стьюдента;

β - доверительная вероятность;

n – количество измерений.

- минимальная мощность - средняя мощность за ½ часа в период минимальных нагрузок энергосистемы:

$$P_{\text{min}} = P_{\text{cp}} \cdot \left(1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right), \quad (2.1.7)$$

$$P_{\text{прогн}} = P_{\text{баз}} \times (1 + E)^N \quad (2.1.8)$$

где E – коэффициент прироста нагрузок $E \approx 0,06$

N – срок выполнения прогноза ;

Для коэффициента Стьюдента t_{β} выбираем значение 1.96, так как доверительная вероятность принимается равной $\beta = 0.95$ и в данном случае небольшая выборка. Расчеты выполним с помощью программы “Расчет нагрузок” по формуле (8). Полученные данные запишем в таблицу 2.1.1.

Таблица 2.1.1 - Вероятностные характеристики

Подстанция	Время	$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтебаза	Зима	11,35	13,51	26,46	4,36	5,12	9,91
	Лето	9,65	11,48	22,50	3,71	4,36	8,42
Парус	Зима	17,42	20,79	40,85	7,18	8,46	16,42
	Лето	14,79	17,65	34,68	6,09	7,18	13,94
УАМР	Зима	12,64	15,10	29,69	4,52	5,31	10,29
	Лето	10,74	12,83	25,22	3,84	4,51	8,74
Астафьева	Зима	7,04	8,37	16,39	2,82	3,32	6,43
	Лето	5,98	7,11	13,93	2,40	2,82	5,46

2.2 Разработка возможных вариантов схем электрической сети и их анализ

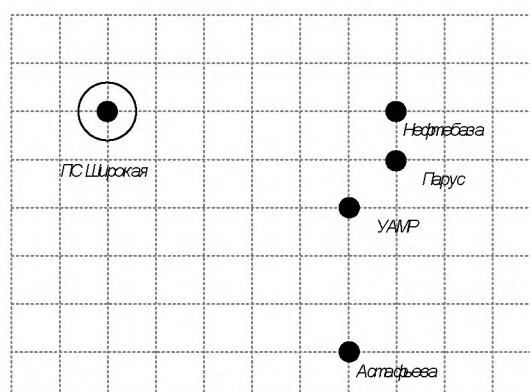


Рисунок 2.2.1- Исходное расположение подстанций и источников питания.

Исходные данные:

$$P_{\text{Нефтеб}} = 16 \text{ МВт} \quad \text{tg}\varphi_A = 0,4$$

$$P_{\text{Парус}} = 20 \text{ МВт} \quad \text{tg}\varphi_B = 0,42$$

$$P_{\text{УАМР}} = 18 \text{ МВт} \quad \text{tg}\varphi_B = 0,4$$

$$P_{\text{Аст}} = 10 \text{ МВт} \quad \text{tg}\varphi_{\Gamma} = 0,45$$

При проектировании вариантов схем мы должны руководствоваться следующими принципами:

- линии не должны пересекаться;
- применение простых конфигураций схем РУ подстанции;
- разветвление сети выполнять в узле нагрузки;
- в кольцевых сетях применять один уровень номинального напряжения;
- вариант сети должен предусматривать обеспечение требуемого уровня надежности электроснабжения;
- исключение обратных потоков мощности в разомкнутых сетях;
- вариант должен предусматривать развитие электропотребления в узлах нагрузки.

Варианты обязательно должны отвечать условиям технической осуществимости каждого из них по параметрам основного электрооборудования, а также быть равноценными по надежности электроснабжения потребителей, относящихся к первой категории.

Общие принципы экономически целесообразного формирования электрических сетей могут быть сформулированы следующим образом:

- схема сети должна быть по возможности простой, и передача электроэнергии потребителям должна осуществляться по возможно кратчайшему

пути, что обеспечивает снижение стоимости сооружения линий и экономию потерь мощности и электроэнергии;

- следует стремиться осуществлять электрические сети с минимальным количеством трансформаций напряжения, что снижает необходимую установленную мощность трансформаторов и автотрансформаторов, а также — потери мощности и электроэнергии.

Варианты схем электрической сети представлены на рисунке 2.2.2.

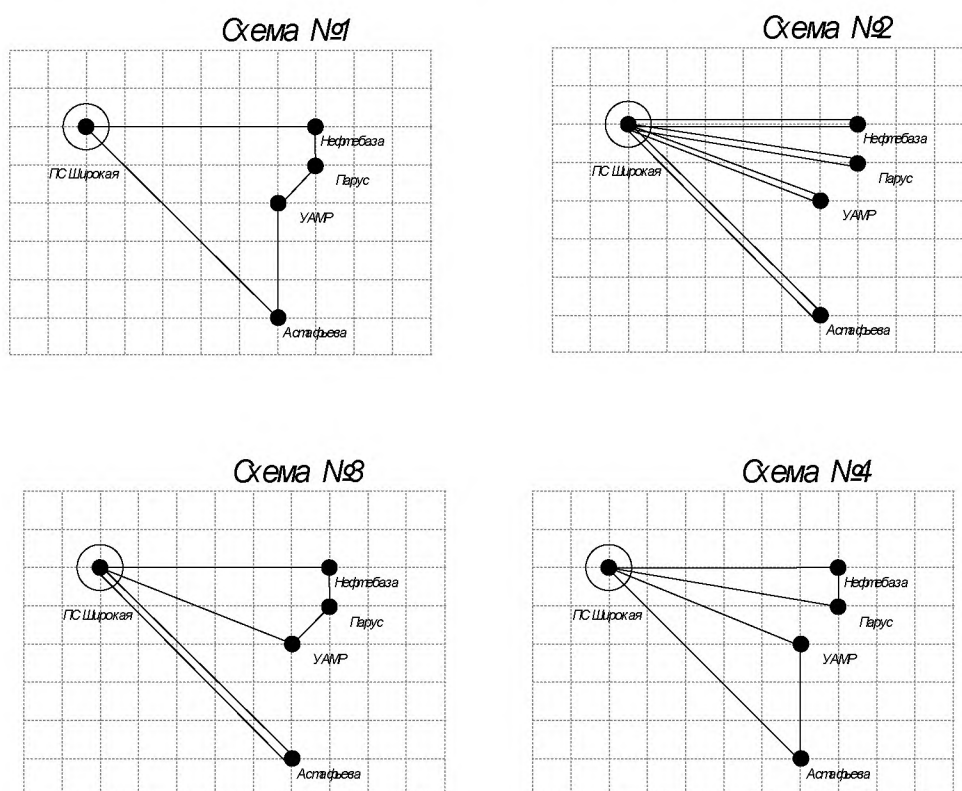


Рисунок 2.2.2 - Варианты схем электрической сети

Масштаб во всех вариантах: в 1 кл 1 км.

При построении схем учитывается то, что замкнутые схемы более надежны, а разомкнутые — более экономически выгодные. Развитие сети предусматривается использованием таких типов РУ, как мостик, что повышает надежность сети.

Таблица 2.2.1 – Описание схем сети

Но- мер схемы	Тип сети	ПС со схе- мой 5Н	ПС со схе- мой 4Н	Количество выключате- лей	Длина трассы, км
1	2	3	4	5	6
1	Кольцевая	Все	-	14	18,42
2	Радиальная	-	Все	16	24,5
3	Радиально- кольцевая	Нефтебаза Парус УАМР	Астафьева	15	20,8
4	Кольцевая	Все	-	16	28,5

2.3 Выбор вариантов схем электрической сети

Для каждого участка схемы сети определяем длину трассы по формуле:

$$L = l \cdot k_{тр}, \quad (2.3.1)$$

где $k_{тр}$ – коэффициент трассы.

Подробный расчет представлен в приложении Б.

В результате, сопоставляя между собой варианты, из полученных 4 отбираются 2 варианта для дальнейшего анализа.

Критериями отбора данных вариантов схем являются:

- 1) Наименьшее количество выключателей в сети.
- 2) Наименьшая суммарная длина линий в одноцепном исполнении.
- 3) Минимальное количество трансформаций в сети.
- 4) Высокая надёжность РУ ВН.

Для дальнейших расчетов выбираются варианты № 1 и 3.

2.4 Расчёт упрощённого потокораспределения активной мощности и выбор рационального напряжения

Задача сводится к определению номинального напряжения в каждом из вариантов. Напряжение мы можем определять как по номограммам, так и по эмпирическим формулам. В данном курсовом проекте для определения напряжения мы будем пользоваться формулой Илларионова, которая применяется на напряжение 35 кВ и выше. Для определения напряжения необходимо знать длину линии каждого участка сети и потоки максимальной активной мощности по линиям. Рассмотрим пример расчета на схеме №1.

Рассчитаем потоки максимальной активной мощности по линиям, МВт:

$$P_{ij} = \frac{P_{\max ij} \cdot (L_{ij} + L_{ij}) + P_{\max ij} \cdot L_{ij}}{L_{ij} + L_{ij} + L_{ij}} \quad (2.4.1)$$

Рассчитаем рациональное напряжение в проектируемой сети по формуле Г.А. Илларионова [1, с.553]:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}} \quad (2.4.2)$$

При всех расчетах мы учитывали, что подстанции, соединенные в кольцо имеют одинаковое напряжение, поэтому потоки активной мощности и рациональное напряжение считались только на головных участках. Расчетные значения приведены в таблице 2.4.2. Подробный расчет приведен в приложении А.

Таблица 2.4.2 - Номинальные напряжения

Номер схемы	Участок	Длина участка, км	Рациональное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ
1	2	3	4	5
1	Широкая – Нефтебаза	8,4	94	110
	Широкая - Астафьева	9,81	93	110
3	Широкая – Нефтебаза	8,4	94	110
	Широкая - Астафьева	9,81	25	35
	Широкая - УАМР	7,53	93	110

2.5 Выбор типов схем РУ подстанций

При выборе схем РУ подстанций необходимо учитывать число подходящих к подстанции линий, класс номинального напряжения и требования по надежности электроснабжения потребителей. Так же следует учитывать стоимость подстанции, что бы она была минимально возможная. Для этого необходимо выбирать наиболее упрощенные схемы подстанции, с наименьшим количеством выключателей.

Данным требованиям и вариантам сети данного курсового проекта будут отвечать следующие схем РУ:

1 Два блока с выключателями с неавтоматизированной ремонтной перемычкой со стороны линии. Применяется для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций, питаемые по двум линиям на напряжение 35-220 кВ, рисунок 2.5.1.

2 Мостик с выключателями в цепях трансформатора и ремонтной пере-
мычкой со стороны линии. Применяется для проходных подстанций на напря-
жение 35-220 кВ, рисунок 2.5.2.

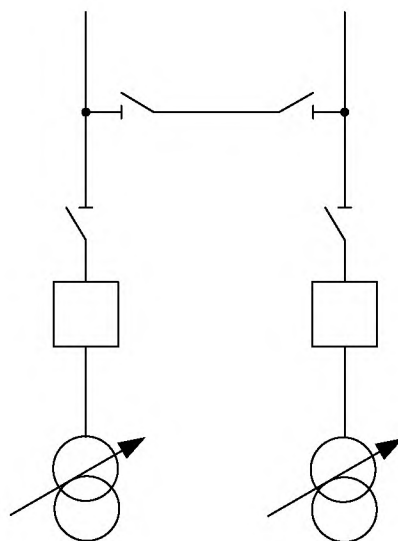


Рисунок 2.5.1 – Схема двойной блок линия – трансформатор

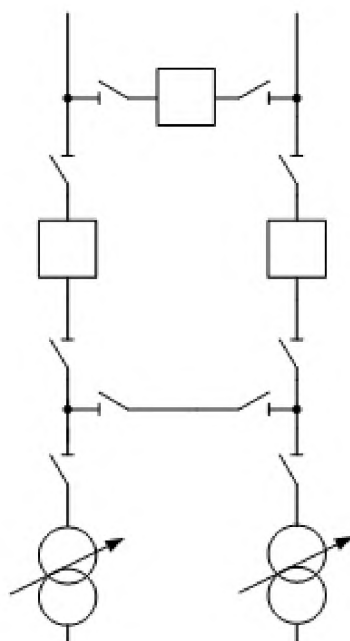


Рисунок 2.5.2 – Схема мостик с выключателями в цепях трансформаторов

2.6 Выбор компенсирующих устройств

Активную мощность нагрузки электрической сети получают от генера-
торов 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 и 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:

$$Q_{KVi} = P_{max,i} \cdot (tg\varphi_i - tg\varphi_{\ominus}), \quad (2.6.1)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность, МВт;

$tg\varphi_{\ominus}$ – экономически целесообразный коэффициент реактивной мощности, равный 0,37.

Подробный расчет представлен в приложении Б.

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

$$Q_{тркусии} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KVi}}{N_{сш}} \quad (2.6.2)$$

По найденному значению мы выбираем мощность батарей конденсаторов и их количество.

Далее определяем некомпенсированную мощность:

$$Q_{\text{неск.}i} = Q_{\text{мах.}i} - Q_{\text{КУ}i}^{\text{факт}} \quad (2.6.3)$$

Аналогичным образом рассчитываем мощности для остальных подстанций, как для зимнего, так и летнего максимумов. Подробный расчет приведен в приложении Б. Результаты расчетов занесены в таблицу 2.6.1. Следует отметить, что по результатам расчетов требуемой мощности КУ в летнее время для большинства подстанций отрицательная, следовательно, в компенсации нет необходимости. Для остальных подстанций установка других устройств также не требуется, так как полученные значения меньше необходимых в зимнее время, а сами батареи имеют возможность регулирования (ступень регулирования указана в марке КУ).

Таблица 2.6.1 - Компенсация реактивной мощности зимой

ПС	Qтр.ку, Мвар	Тип КУ	Количество, n	Q.факт.ку, Мвар
1	2	3	5	6
Нефтебаза	0,794	УКРЛ(П)56-10,5-900-150 УЗ	1	0,9
Парус	2,042	УКРЛ(П)56-10,5-1350-150 УЗ	1	2,7
УАМР	0,891	УКРЛ(П)56-10,5-450-150 УЗ	1	0,9
Астафьева	1,311	УКРЛ(П)56-10,5-900-150 УЗ	1	1,8

2.7 Выбор числа и мощности трансформаторов

Исходной информацией для выбора мощности силовых трансформаторов является средняя активная мощность и некомпенсированная мощность, передаваемая через силовой трансформатор [1]:

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{2 \cdot K_3}, \quad (2.7.1)$$

где P_{cp} – среднее значение активной мощности в зимний период, МВт;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность в зимний период, Мвар;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора.

Число 2 указывает на то, что на подстанции установлено 2 трансформатора.

Для двухтрансформаторной подстанции при наличии любого процента потребителей первой категории:

$$K_3 = 0,7.$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов. Значение номинальной мощности должно быть больше расчётной. Выбранный трансформатор обязательно проверяется по коэффициенту загрузки [1]:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{2 \cdot S_{ном.тр}}, \quad (2.7.2)$$

где $S_{ном.тр}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Полученное значение коэффициента загрузки должно находиться в пределах от 0,5 до 0,75. Выбор трансформаторов приведен в таблице 2.7.1.

Таблица 2.7.1 – Марки трансформаторов

ПС	Срасч, МВа	Стр, МВА	кз	кз.п/ав	Марка
1	2	3	4	5	6
Нефте-база	10,35	16	0,45	0,9	ТДН - 16000/110
Парус	15,84	16	0,69	1,38	ТДН - 16000/110
УАМР	11,25	16	0,49	0,98	ТДН - 16000/110
Астафьева	6,02	6,3	0,67	1,3	ТМН - 6300/110

Подробный расчет приведен в приложении А.

2.8 Выбор сечений линий

В сетях и линиях электропередачи напряжением 110-500 кВ используются сталеалюминевые провода. Содержание стали в сталеалюминевых проводах приводит к увеличению их стоимости, усложнению их конструкций. На воздушных линиях чаще всего применяются сталеалюминевые провода марки АС.

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях [1]:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} \quad (2.8.1)$$

где P_{max} , $Q_{неск}$ – потоки активной максимальной и некомпенсированной реактивной мощностей, МВт, Мвар;

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП, [6]:

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (2.8.2)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

$$\alpha_i = 1,05;$$

$$\alpha_t = 1,07.$$

Расчётные токи на остальных участках находятся аналогично в приложении Б и приведены ниже в таблице 2.8.1.

Потоки мощности на участках сети для каждого из вариантов посчитаны ранее. По длительно допустимым токам производится проверка по условию нагрева проводов. То есть, если ток в линии в послеаварийном режиме

меньше, чем длительно допустимый, то данное сечение провода можно выбрать для данной линии. Подробный расчет приведен в приложении А.

Таблица 2.8.1 – Расчетные токи и сечения ЛЭП

Участок сети	Расчетный ток, А	Марка провода	Послеаварийный ток, А	Длительно-допустимый ток, А
1	2	3	4	5
ПС Широкая – ПС Нефтебаза	407	АС-240/24	268	600
ПС Нефтебаза – ПС Парус	242	АС-240/24	268	600
ПС Парус – ПС УАМР	13	АС-150/19	268	450
ПС Астафьева – ПС УАМР	196	АС-240/24	268	600
ПС Широкая – ПС Астафьева	296	АС-240/24	268	600

2.9 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 помощью коэффициента инфляции на 2018 год ($K_{инфл} = 4,48$). 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.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [6]:

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

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (2.9.1)$$

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 [6]:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (2.9.2)$$

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

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

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

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле [6]:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{шф} \cdot K_{зон} \cdot l, \quad (2.9.3)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы.

Подробный расчет приведен в приложении А.

2.10 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 Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. N 326 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям".

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

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ} \quad (2.10.1)$$

Потери в воздушных линиях определяются по формуле [3]:

$$\begin{aligned} \Delta W_{ВЛ} = & \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{НЕСК.ЭФ}}^3)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \\ & + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^Л)^2 + (Q_{\text{НЕСК.ЭФ}}^Л)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л + \Delta W_К \end{aligned} \quad (2.10.2)$$

где $T_3, T_Л$ – количество зимних и летних часов;

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

Потери на корону вычисляется по формуле [3]:

$$\Delta W_К = \Delta P_К \cdot L_n \cdot 8760 \quad (2.10.3)$$

где ΔP_K – 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]:

$$\Delta W_{TP} = \frac{P_{\text{ЭФ}}^3 + Q_{\text{НЕСК.ЭФ}}^3}{2 \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_3 + \frac{P_{\text{Л}}^3 + Q_{\text{НЕСК.ЭФ}}^3}{2 \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_{\text{Л}}, \quad (2.10.4)$$

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

R_{TP} – активное сопротивление трансформатора;

Подробный расчет приведен в приложении Б.

2.11 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [6]:

$$I = I_{AM} + I_{PЭО} + I_{\Delta W} \quad (2.11.1)$$

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]:

$$I_{PЭО} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (2.11.2)$$

где $\alpha_{\text{тэоВЛ}}, \alpha_{\text{тэоПС}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{\text{тэоВЛ}} = 0,008; \alpha_{\text{тэоПС}} = 0,059$).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{\text{СЛ}} = 20$ лет), [6]:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (2.11.3)$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии [6]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (2.11.4)$$

где ΔW - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, равен 1,72 руб/МВт·ч.

Подробный расчет приведен в приложении Б.

2.12 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]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (2.12.1)$$

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.

Подробный расчет приведен в приложении А.

2.13 Описание ПВК для расчёта максимального, минимального и послеаварийного режима и его характеристика

В качестве ПВК мы выбрали RastrWin3. Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin3 используется более чем в 150 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Беларуси, Молдовы, Монголии, Сербии. В России основными пользователями являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.).

Характеристики ПВК:

1) расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);

2) расчет установившихся режимов с учетом частоты;

3) проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;

4) эквивалентирование электрических сетей;

5) оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;

6) расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;

7) учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН

8) расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;

9) структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;

11) проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;

12) моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;

13) моделирование генераторов и возможность задания их PQ-диаграмм;

14) моделирование зависимостей $Q_{\max}(V)$ генератора с учетом ограничений по токам ротора и статора;

15) моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;

16) анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

17) сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

К вспомогательным функциям относятся:

1) анализ и поиск ошибок в исходных данных;

2) корректировка состава элементов расчетной схемы сети ЭЭС, параметров режима и расчетных условий;

3) формирование и хранение на внешних запоминающих устройствах собственного архива данных о расчетных схемах сети ЭЭС;

4) работа с данными в унифицированном формате ЦДУ (экспорт/импорт);

5) представление и анализ выходной информации с использованием разнообразных таблиц и графиков;

6) отображение результатов расчета на графе расчетной схемы сети.

Подготовка данных для расчёта в SDO 6

В RastrWin3 для задания узла достаточно использовать значение номинального напряжения и мощности нагрузок (генераций).

Расчет установившегося режима (УР) можно выполнять после исправления всех ошибок, обнаруженных программой контроля. Для выполнения расчета УР нужно перейти в меню **Расчет** и выбрать команду **Режим**. В процессе расчета в протокол выдается таблица сходимости, в которой отображаются величины, характеризующие итерационный процесс метода Ньютона. Режим может разойтись.

Это сообщение говорит о том, что в предыдущем расчете режим разошелся и начальное приближение, заданное для текущего расчета, плохое. Рекомендуется восстановить номинальные напряжения в качестве начального приближения для текущего расчета.

При расчете режима возможна ситуация, когда балансировка режима не осуществлена (аварийное окончание расчета). Это может возникнуть в двух случаях: либо установившийся режим не существует, либо режим существует, но итерационный процесс расчета расходится по тем или иным причинам. В последнем случае расходимость итерационного процесса обычно связана с «плохим» начальным приближением модулей и углов напряжений. Такое начальное приближение может возникнуть в следующей ситуации: расчет режима завершился аварийно, но после коррекции исходных данных он повторяется. Тогда программа предлагает восстановить номинальные напряжения, при отрицательном ответе на этот вопрос программа начнет расчет, вероятно, с очень плохого начального приближения, что может привести к потере сходимости на первых итерациях.

Посчитаем максимальный режим с помощью программы RastrWin. Для расчета используем максимальную нагрузку в зимний период. Для этого берем данные нагрузки, делим их пополам, так как используем по два трансформатора на низкой стороне ПС. Задаем базисные узлы. Затем воссоздаем нашу

схему с помощью вкладка «Ветви», задаем параметры ЛЭП и трансформаторов. После того, как все данные внесены, можно производить расчет режима. Если на низкой стороне ПС получили недопустимые значения напряжения, либо имеются отклонения $\pm 10\%$ от номинального напряжения, то тогда регулируем напряжение с помощью РПН, посредством выбора отпаек на трансформаторах. Результаты расчета внесем в таблицы.

Для расчета используем максимальную нагрузку в зимний период. Результаты расчета внесем в таблицы. Листинг расчёта с помощью программы RastrWin приведен в приложении Б.

Для анализа рассчитанных режимов в RastrWin3 существуют различные формы представления результатов. Все они сосредоточены в меню Открыть. Основная форма выдачи – команда Узлы+Ветви. После перехода в это меню на экране появится таблица, организованная по форме *Узел + подходящие к нему ветви* и для схемы.

При анализе установившихся режимов часто необходимо оценивать изменения режима при изменении исходных данных, а также решать обратную задачу – определять, как изменить исходные данные, чтобы получить требуемый режим.

В минимальном режиме необходимо использовать рассчитанные прогнозируемые нагрузки для летнего периода. Расчет произведем в RastrWin. Таблицы представлены в приложении В.

Послеаварийный режим рассчитывается для анализа работы сети после тяжелых аварий и при максимальных нагрузках в сети, при средней зимней температуре воздуха.

Для этого в замкнутых сетях обрываем участок, по которому течет наибольший поток мощности, а в разомкнутых обрываем одну цепь на головных участках.

Расчет производится аналогично предыдущему пункту. Расчет произведем в RastrWin. Данные сведены в таблицы в приложение В.

В ситуации, когда режим не существует, предварительно следует проанализировать причину аварийного окончания. Недопустимое снижение напряжения обычно свидетельствует о дефиците реактивной мощности в районе узла с наибольшим снижением напряжения. Недопустимое увеличение напряжения, наоборот, свидетельствует об избытке реактивной мощности, и, наконец, недопустимый угол по линии связан с недостаточной пропускной способностью данной линии по активной мощности.

2.14 Регулирование напряжения в сети

Цель раздела – описание средств регулирования напряжения, которые были применены для отобранного варианта схемы электрической сети.

Напряжение сети постоянно меняется вместе с изменением нагрузки, режима работы источника питания, сопротивлений цепи. Отклонения напряжения не всегда находятся в интервалах допустимых значений. Причинами этого являются: а) потери напряжения, вызываемые токами нагрузки, протекающими по элементам сети; б) неправильный выбор сечений токоведущих элементов и мощности силовых трансформаторов; в) неправильно построенные схемы сетей.

Контроль за отклонениями напряжения проводится тремя способами:

- 1) по уровню — ведется путем сравнения реальных отклонений напряжения с допустимыми значениями;
- 2) по месту в электрической системе — ведется в определенных точках сети, например в начале или конце линии, на районной подстанции;
- 3) по длительности существования отклонения напряжения.

Регулированием напряжения называют процесс изменения уровней напряжения в характерных точках электрической системы с помощью специальных технических средств. Используется регулирование напряжения в центрах питания распределительных сетей — на районных подстанциях, где изменением коэффициента трансформации поддерживалось напряжение у потребителей при изменении режима их работы и непосредственно у самих потребителей и на энергообъектах (электростанциях, подстанциях) 1, с. 200/..

Для регулирования напряжения в проектируемой схеме электрической сети мы использовали регулирование напряжений непосредственно на ПС. А именно для поддержания необходимых уровней напряжений в максимальном и минимальном режиме с регулированием вполне «справляются» устройства РПН.

Регулирование напряжения на понижающих подстанциях выполняется с помощью БК. Батареи конденсаторов (БК) применяются:

- а) для генерации реактивной мощности в узлах сети — *поперечной компенсации* (шунтовые БК);
- б) для уменьшения реактивного сопротивления линий — *продольной компенсации* [установки продольной компенсации (УПК)].

Шунтовые БК включают на шины подстанций, УПК включают в линии последовательно.

Батареи конденсаторов комплектуются из отдельных конденсаторов, соединенных последовательно и параллельно. Конденсаторы выпускаются в однофазном и трехфазном исполнениях на номинальное напряжение 0,22—10,5 кВ. Единичная мощность конденсаторов составляет 10—125 кВАр. Шунтовые конденсаторные батареи применяют на напряжениях до 110 кВ. Увеличение рабочего напряжения БК достигается увеличением числа последовательно включенных конденсаторов. Для увеличения мощности БК применяют параллельное соединение конденсаторов. Для комплектования БК напряжением 6 кВ и выше наиболее подходящими и освоенными в производстве являются однофазные конденсаторы на номинальное напряжение 0,66, 1,05 и 6,3 кВ. Конденсаторы на напряжение 0,66 и 1,05 кВ называют конденсаторами низкого напряжения.

В сетях трехфазного тока конденсаторы включаются звездой и треугольником. При соединении конденсаторов звездой мощность батареи

$$Q_C = 3 \cdot U_{\phi}^2 \cdot \omega \cdot C \quad (2.14.1)$$

При соединении конденсаторов треугольником мощность батареи

$$Q_C = 3 \cdot U^2 \cdot \omega \cdot C = 9 \cdot U_\phi^2 \cdot \omega \cdot C \quad (2.14.2)$$

Таким образом, при соединении конденсаторов треугольником мощность батареи оказывается в 3 раза больше. При напряжении до 1 кВ конденсаторы обычно включают треугольником. В энергосистемах БК на напряжение 6 кВ и выше соединение выполняется только по схеме звезды с изолированной или глухо заземленной нейтралью в зависимости от режима нейтрали сети, в которой устанавливаются БК-

В конденсаторах, применяемых в компенсирующих устройствах, в качестве диэлектрика используется бумага, пропитанная минеральным маслом или синтетической жидкостью. Известны разработки конденсаторов повышенной мощности с диэлектриком из синтетической пленки, имеющих малые габариты.

Батареи конденсаторов бывают регулируемые (управляемые) и нерегулируемые. В нерегулируемых число конденсаторов неизменно, а величина реактивной мощности зависит только от квадрата напряжения. Суммарная мощность нерегулируемых батарей конденсаторов не должна превышать наименьшей реактивной нагрузки сети.

В регулируемых батареях конденсаторов в зависимости от режима автоматически или вручную изменяется число включенных конденсаторов. Выпускаются регулируемые комплектные батареи конденсаторов на напряжения 0,38; 6; 10 кВ, снабженные пускорегулирующим устройством, необходимым для автоматического изменения мощности батареи (контакторами или выключателями).

На практике изменение мощности, вырабатываемой батареей в нормальных эксплуатационных условиях, достигается включением или отключением части конденсаторов, составляющих батарею, то есть путём ступенчатого регулирования. Одноступенчатое регулирование заключается в отключе-

нии или включении всех конденсаторов батареи, многоступенчатое— в отключении или включении отдельных секций батареи, снабженных контакторами или выключателями.

Таблица 2.14.1 – Фактические напряжения на низких сторонах ПС

Режим	Максимальный		Минимальный		Послеаварийный	
	U _i	№ РПН	U _i	№ РПН	U _i	№ РПН
1	2	3	4	5	6	7
ПС Нефтебаза	10,01	9	10,05	10	10,01	9
ПС Парус	10,0	4	10,01	5	10,02	5
ПС УАМР	10,0	8	10,02	9	10,0	8
ПС Астафьева	10,02	7	10,0	6	10,02	5

2.15 Основные технико-экономические показатели проекта

Целью этого раздела является определение себестоимости передачи электрической энергии в проектируемой сети. Этот показатель важен поскольку является одним из показателей привлекательности всего проекта в целом. Полная себестоимость передачи электрической энергии определяется как отношение издержек на сооружение сети в целом к суммарному её среднегодовому потреблению. складывается из затрат

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\Sigma}} \quad (2.15.1)$$

где I_{Σ} - суммарные издержки для всего варианта с учётом потерь электрической энергии;

W_{Σ} - среднегодовое электропотребление проектируемой сети.

$$W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{срi}^3 \cdot T_3 + \sum_{i=1}^n P_{срi}^n \cdot T_n \quad (2.15.2)$$

где $P_{срi}^з$ и $P_{срi}^л$ - средняя зимняя и летняя мощности i -й ПС

Простой срок окупаемости:

$$T_{ок.} = \frac{K}{Пч + Иам} \quad (2.15.3)$$

$$T_{ок.} = \frac{K}{Пч + Иам} = 1,8 \text{ года}$$

где K - капиталовложения;

$Пч$ - чистая прибыль;

$Иам$ - амортизационные издержки.

Чистая прибыль определяется по следующей формуле:

$$Пч = O - И - Н \quad (2.15.4)$$

$$Пч = O - И - Н = 1,187 \cdot 10^5 \text{ тыс. руб.}$$

где O -доход от полезного отпуска;

$И$ - суммарные издержки;

$Н$ -налог на прибыль.

Налог на прибыль равен:

$$Н = 0,2 \cdot (O - И) \quad (2.15.5)$$

$$Н = 0,2 \cdot (O - И) = 2,047 \cdot 10^5 \text{ тыс. руб.}$$

Доход от полезного отпуска можно определить по формуле:

$$O = W \cdot T \quad (2.15.6)$$

$$O = W \cdot T = 1,334 \cdot 10^6 \text{ тыс. руб.}$$

где W -полезный отпуск;

T -значение тарифа на услуги по передачи электроэнергии по сетям ВЛ 110 кВ. В данном случае-1,73 руб /кВт*ч.

Проект является экономически целесообразным, так как имеет относительно небольшие капиталовложения, допустимые издержки, а также реальную на сегодняшний день стоимость и себестоимость. Отметим, исходя из режима, что потери электроэнергии будут незначительны, если такую сеть подключить к уже имеющейся энергосистеме.

3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

Определяющим при проектировании электрической части подстанций, является выбор главной схемы, так как он определяет состав элементов и связей между ними.

При выборе главной схемы электрических соединений подстанций следует руководствоваться следующими факторами:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;

Также при составлении главной схемы электрических соединений необходимо обеспечить основные требования, такие как:

- обеспечить наглядность и экономичность;
- обеспечить возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ;
- удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и т.д.

На стороне ВН подстанций возможно применение схемы мостика с выключателями с возможностью перехода впоследствии к схемам со сборными шинами.

Если учесть, что аварийное отключение трансформаторов бывает редко, с таким недостатком схемы можно мириться, тем более что после отключения Q1 и Q3 и при необходимости вывода в ремонт поврежденного трансформатора отключают разъединитель QS1 и включают Q1, Q3, восстанавливая работу линии W1.

Для сохранения в работе обеих линий при ревизии любого выключателя (Q1, Q2, Q3) предусматривается дополнительная перемычка из двух разъединителей QS3, QS4 (Рисунок 3.1). Нормально один разъединитель QS3 перемычки отключен, все выключатели включены. Для ревизии выключателя Q1

предварительно включают QS3, затем отключают Q1 и разъединители по обе стороны от выключателя.

В результате оба трансформатора и обе линии остались в работе. Если в этом режиме произойдет КЗ на одной линии, то отключится Q2, т.е. обе линии останутся без напряжения. Для ревизии выключателя Q3 также предварительно включают переемычку, а затем отключают Q3. Этот режим имеет тот же недостаток: при КЗ на одной линии отключаются обе линии.

В связи с тем, что проектируемый является объектом первой категории, требуется высокая надежность РУ, а также минимальные эксплуатационные расходы. Данные требования обеспечиваются при установке комплектного распределительного устройства наружной установки (КРУН).

Распределительное устройство 10 кВ, выполняется по типовой схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» в комплектном блочно-модульном здании. Схема с одной системой шин позволяет широко использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), имеющие ячейки с выключателями, установленными на выкатных тележках, что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию, уменьшает время сооружения электроустановки и позволяет эффективно их эксплуатировать и ремонтировать (Рисунок 3.2).

При использовании ячеек КСО источники питания и линии 6-10 кВ присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. На каждую цепь необходим один выключатель, который служит для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных режимах. При необходимости отключения линии W1 достаточно отключить выключатель Q1. Если выключатель Q1 выводится в ремонт, то после его отключения отключают разъединители: сначала линейный QS1, а затем шинный QS2.

Таким образом, операции с разъединителями необходимы только при выводе присоединения в целях обеспечения безопасного производства работ. Вследствие однотипности и простоты операций с разъединителями аварий-

ность из-за неправильных действий с ними дежурного персонала мала, что относится к достоинствам рассматриваемой схемы. Достоинствами схемы также являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность

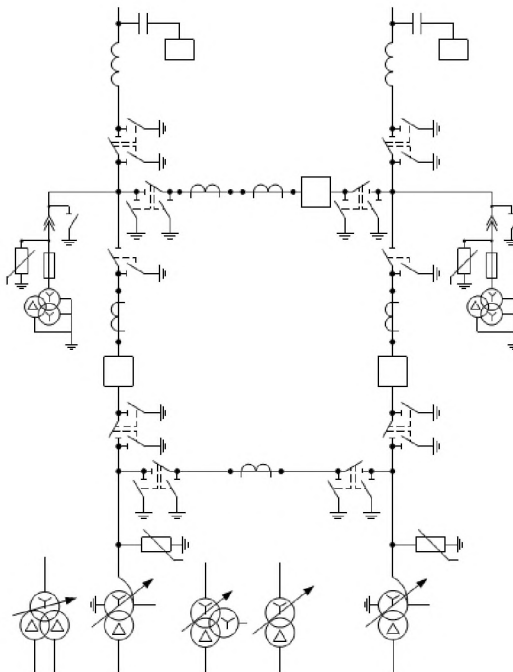


Рисунок 3.1 – Мостик с выключателем в цепях трансформаторов

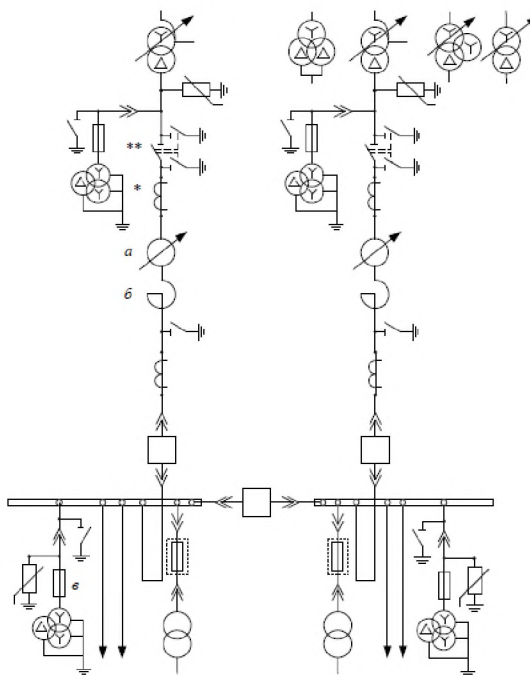


Рисунок 3.2 – Одна рабочая, секционированная выключателем система

ШИН

3.1 Выбор силовых трансформаторов

В соответствии с существующими нормативами, мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70—80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух [2]. Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{НН}})^2 + (Q_{\text{НН}})^2}}{N \cdot K_3}, \quad (3.1.1)$$

где K_3 - коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным $K_3=0,7$;

$P_{\text{НН}}$, $Q_{\text{НН}}$ - мощности низкой стороны ПС.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 10,7 МВт

$$P = \frac{S}{\cos \phi} \quad (3.1.2)$$

$$Q_{\text{НН}} = P \cdot \text{tg}(\phi) \quad (3.1.3)$$

Согласно главе 2 ВКР принят силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА с обмотками: ВН – 115,0 кВ, НН – 10,5 кВ типа ТМН-6300/110 УХЛ1 с РПН в нейтрали обмотки ВН. Основные технические характеристики трансформатора приведены в таблице 3.2.1. Проверка по коэффициенту загрузки была предена также в главе 2 ВКР

Таблица 3.1.1 – Технические характеристики силового трансформатора

Тип трансформатора	Напряжение обмотки ВН, кВ	Напряжение обмотки НН, кВ	Напряже-ние короткого замыкания, %	Потери короткого замыкания, кВт
ТМН-6300/110 УХЛ1	115	10,5	7,5	85

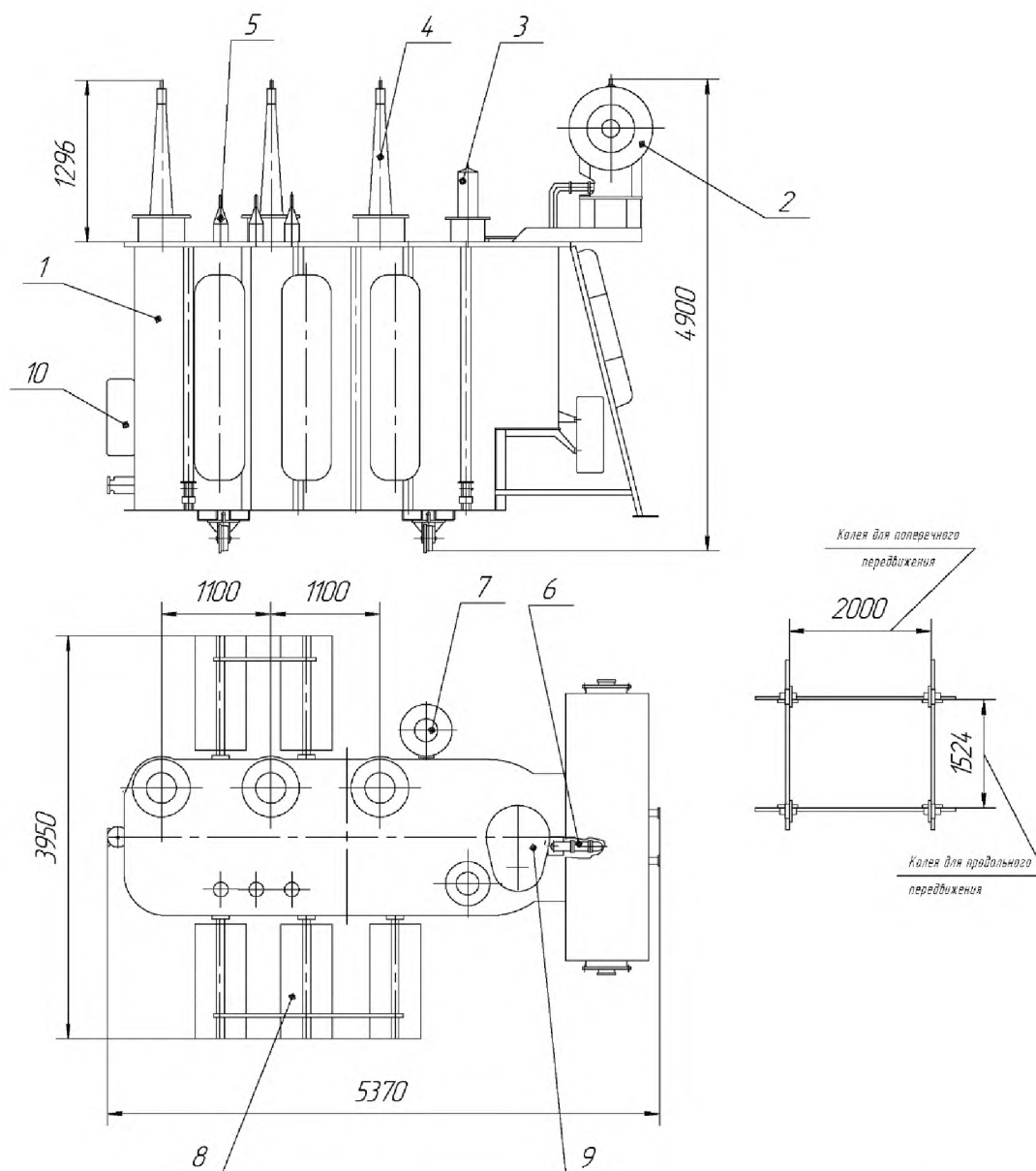


Рисунок 3.1.1 – Внешний вид ТМН-6300/110 УХЛ1 (1 - Бак трансформатора, 2 – Расширитель, 3 - Ввод 0 ВН, 4 - Ввод ВН, 5 - Ввод НН, 6 - Реле Бухгольца, 7 – Фильтр термосифонный, 8 – Радиатор, 9 - Устройство РГН, 10 – Шкаф)

3.2 Расчет токов короткого замыкания

3.2.1 Описание программного комплекса для расчета ТКЗ

Расчет токов КЗ произведен при помощи ПК «Бриз» АРМ СРЗА. Программа расчета токов КЗ по месту повреждения для каждого из заданных узлов производит два вида расчётов: расчёт при трёхфазном металлическом КЗ в узле (ABC) и расчёт при однофазном металлическом КЗ в узле (A0). Узлы для расчёта задаются в приказе УЗЕЛ-КЗ. Узлы задаются двумя способами. Перечисление через пробел отдельных узлов сети и записью диапазона: УЗ1-УЗ2. Число узлов в задании не ограничено.

Стартовать расчет токов КЗ по месту повреждения можно двумя способами: Расчёт (F6) или Расчёт с сортировкой и Расчёт без сортировки (в меню поля чертежа и в меню панели задания). В первом случае (с сортировкой) узлы будут выводиться в протокол в порядке возрастания номеров. Во втором случае (без сортировки) узлы будут выводиться в протокол в порядке заданном в задании при перечислении номеров узлов.

Разработано несколько форматов печати выходного документа. Формат задаётся в приказе ПЕЧАТЬ. В информационном поле приказа задается номер формата печати выходного документа -1,11,111 2, 3 , 4 или 5. Формат печати 1,11 соответствует таблице, в которой выдаются для трёхфазного КЗ I1 для каждой ветви первого пояса и суммарная величина, для однофазного КЗ I1, I2 и 3I0 для каждой ветви первого пояса и суммарная величина. В формате печати 11 дополнительно печатаются в полярной форме суммарные сопротивления Z1,Z2,Z0. Формат печати 111 соответствует таблице, в которой выдаётся информация только по узлам. Формат печати 2 – для проверки аппаратуры. В таблице для трёхфазного и однофазного КЗ выдаётся ток фазы А в кА при КЗ на шинах и за выключателем. Ток выдаётся для каждой ветви первого пояса и суммарная величина при КЗ на шинах. И наконец в третьем, четвертом и пятом форматах печати (аналогично 1 , 2 и 111 форматам) результаты выдаются в таблицу Excel .

При формировании подрежима можно использовать все приказы, используемые в программе расчёта токов короткого замыкания. До 2014 года, при формировании задания, можно было использовать только один подрежим. Сейчас это ограничение снято.

Разработка предназначена для служб, занимающихся расчетами уставок релейной защиты в энергосистемах и ОДУ, для организаций, занимающихся проектированием и выбором оборудования и устройств релейной защиты и автоматики для электросетевых объектов.

Используя меню узла можно составить задание для расчёта ТКЗ-МП.

Меню узла состоит из следующих пунктов:

«Узел хххх: В список УЗЕЛ-КЗ» - указанный узел записать в список узлов для расчёта ТКЗ-МП в приказ УЗЕЛ-КЗ редактора заданий, для промежуточных узлов пункт меню не активен;

«Узел хххх: Открыть панель первого пояса» - открывается окно со списком ветвей подходящих к этому узлу. Список содержит информацию об электрических параметрах и о том какие ветви и узлы не нарисованы на чертеже;

Используя меню ветви можно составить подрежим для расчёта ТКЗ-МП.

Меню ветви содержит следующие пункты:

«ОТКЛЮЧЕНИЕ и заземление элемента N=xx»;

«ОТКЛЮЧЕНИЕ без заземления элемента N=xx»;

«ОТКЛЮЧЕНИЕ без заземления ветви p,Уз1-Уз2» - пункт меню содержит подменю из 3-х пунктов детализирующих вид отключения (с двух сторон, со стороны Уз1 узла, со стороны Уз2 узла);

«ОТКЛЮЧЕНИЕ и заземление ветви p,Уз1-Уз2» - пункт меню содержит подменю из 3-х пунктов детализирующих вид отключения (с двух сторон, со стороны Уз1 узла, со стороны Уз2 узла);

«ВКЛЮЧЕНИЕ ШСВ p,Уз1-Уз2».

3.2.2 Результаты расчета ТКЗ

На рисунке 3.2.2.1 представлена расчетная схема замещения участка сети. При расчете используется вся ЭС Амурской области. Параметры схемы замещения занесены табличным способом. Расчет параметров схемы замещения вновь вводимых объектов представлен ниже.

Сопrotивления обмоток трансформатора определяются по формуле:

$$X_T = \frac{U_{\kappa}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{номТ}}}, \quad (3.2.2.1)$$

где U_{κ} - напряжение короткого замыкания;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение трансформатора;

$S_{\text{номТ}}$ - номинальная мощность трансформатора.

$$X_T = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{115^2}{6,3} = 241,5 \text{ Ом}$$

Сопrotивления ВЛ определяются по формулам:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_0 \cdot L_{\text{ВЛ}} \quad (3.2.2.2)$$

$$R_{\text{ВЛ}} = r_0 \cdot L_{\text{ВЛ}} \quad (3.2.2.2)$$

где x_0 - удельное реактивное сопротивление провода;

r_0 - удельное активное сопротивление провода;

$$X_{\text{ВЛ}}^{\text{УАМР-Астафьева}} = 0,416 \cdot (3,6) = 1,5 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ВЛ}}^{\text{Широкая-Астафьева}} = 0,416 \cdot (8,4) = 3,5 \text{ Ом}$$

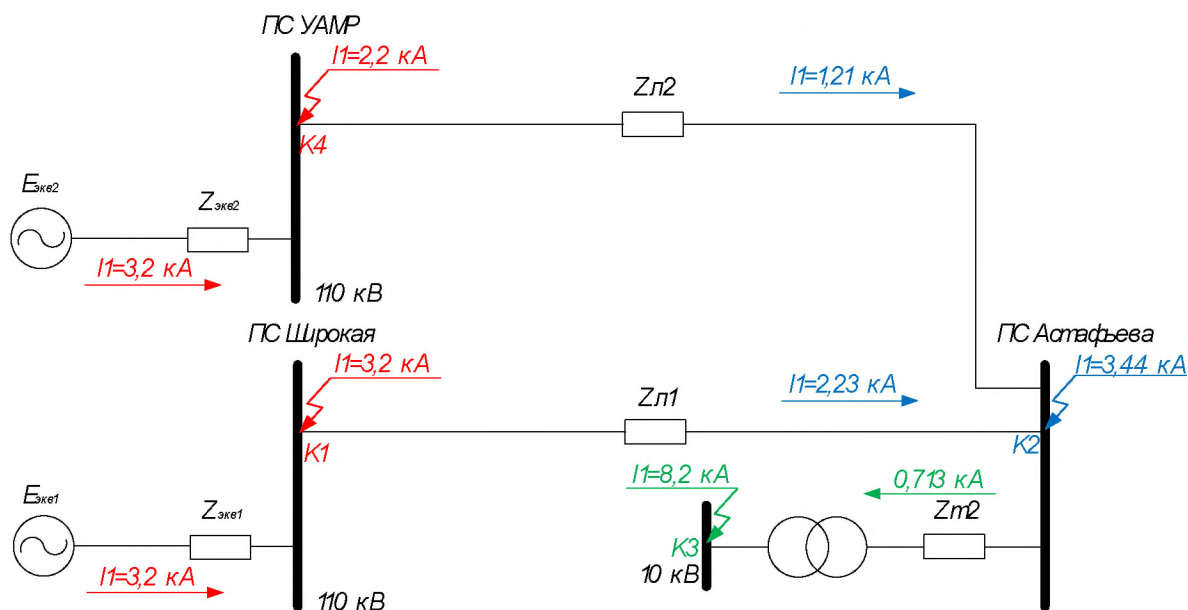


Рисунок 3.2.2.1 – Схема замещения сети

Для выбора оборудования необходимо значение тока периодической составляющей тока КЗ, апериодической составляющей тока КЗ и ударного тока КЗ. Результаты расчета токов КЗ представлены в таблице 3.2.2.1.

Ударные токи определяем по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} I_{n0} K_{y\partial} \quad (3.2.2.3)$$

где I_{n0} - значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{y\partial}$ - ударный коэффициент (принимается 1,6);

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (3.2.2.4)$$

Таблица 3.2.2.1 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$
1	2	3	4
К1	3,2	4,52	7,24
К2	3,44	4,86	7,78
К3	8,2	11,62	18,6

Определим токи через выключатели в нормальном режиме.

Выключатели на стороне ВН:

$$I_{1,2}^{вн} = \frac{1,4 \cdot S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} \quad (3.2.2.5)$$

$$I_{1,2}^{вн} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 44,3 \text{ A}$$

Выключатели на стороне НН:

$$I_{3,4}^{10} = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (3.2.2.6)$$

$$I_{3,4}^{10} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 364 \text{ A}$$

Выключатели на линиях нагрузки:

$$I_6^{10} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot n_{отх}} \quad (3.2.2.7)$$

$$I_6^{10} = \frac{8,56}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 49,5 \text{ A}$$

3.3 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием

поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом [5].

Для КРУ-10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЦ-63 (Рисунок 3.3.1), 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 3.3.1 – КРУ-СЭЦ-63

Таблица 3.3.1 – Основные параметры шкафа КРУ серии КС-10УХЛ2 10кВ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	27
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 ЭМ.

На напряжение 35 кВ распределительное устройство выполняется в виде КРУН. К установке примем ячейки КРУН серии К-405-35-1600-25 УХЛ, изображенные на рисунке 3.3.2. Технические данные шкафов указаны в таблице 3.3.2.

На напряжение 110 кВ распределительное устройство выполняется в виде КРУЭ. К установке примем КРУЭ фирмы Siemens AG типа 8DN9 на базе компактного элегазового оборудования DTC, изображенные на рисунке 3.3.2. Технические данные шкафов указаны в таблице 3.3.2.

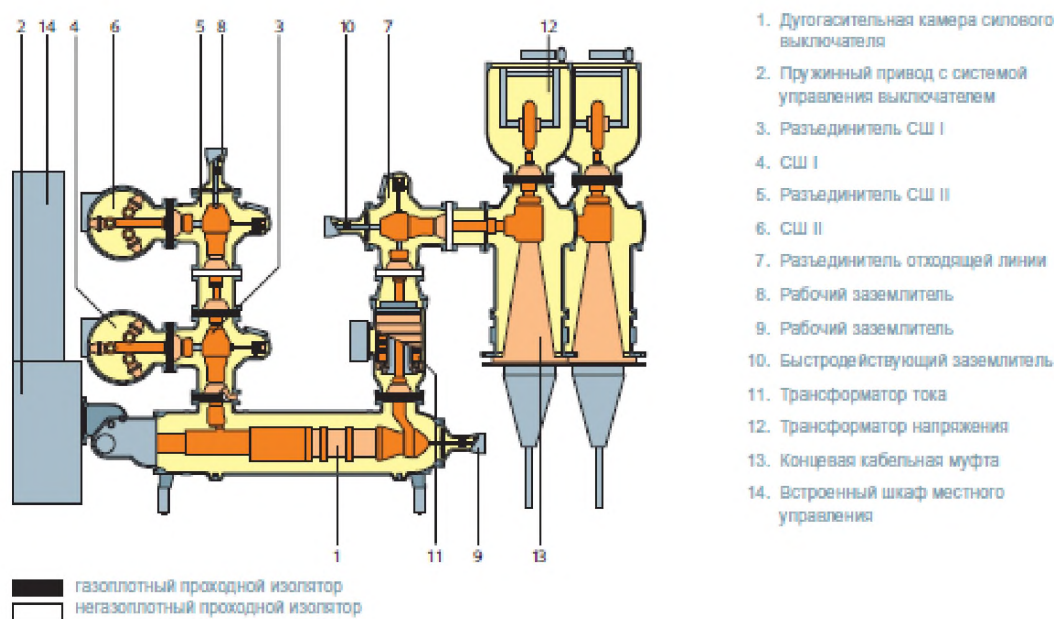


Рисунок 3.3.2 – КРУЭ 110 кВ.

Комплектные распределительные устройства производства «Сименс» спроектированы и изготовлены с учетом оптимального соотношения между конструктивным исполнением, использованными материалами и мероприятиями по техническому обслуживанию. Благодаря газоплотному исполнению и автоматическому мониторингу, в обычных условиях эксплуатации они практически не нуждаются в техническом обслуживании. Лишь по истечении 25-ти лет компанией «Сименс» рекомендуется провести первую плановую ревизию.

Таблица 3.3.2 – Основные параметры КРУЭ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	142
Номинальный ток сборных шин и присоединений, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	40
Электродинамическая стойкость, кА	40
Термическая стойкость, кА/с	120

На напряжение 110 кВ распределительное устройство выполняется в КРУЭ, в которое встроено следующее оборудование:

- трансформаторы напряжения;
- высокоскоростные заземлители;
- разъединители с заземляющими ножами;
- трансформаторы тока;
- выключатели;

Все оборудование соединяется ошиновкой.

Выбор выключателей производится по напряжению места установки и длительному наибольшему току.

3.4 Выбор выключателей.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, элегазовые, вакуумные или воздушные.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}},$$

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

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

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}} \tag{3.4.1}$$

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}, \quad (3.4.2)$$

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

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{\text{НО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (3.4.3)$$

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

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Проверку по тепловому импульсу 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:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{отклвыкл}}, \quad (3.4.4)$$

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

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. ($\Delta t = 5 \text{ с}$).

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

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{\text{откл}}, \quad (3.4.5)$$

где β_H - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

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

Определим максимальный рабочий ток:

$$I_{\max p} = I_{1,2}^{35} \quad (3.4.6)$$

$$I_{\max p} = 44 \text{ A}$$

Таким образом, выбираем элегазовый выключатель в составе КРУЭ-110 кВ FG-245. Основные технические характеристики устанавливаемого выключателя 35 кВ приведены в таблице 3.4.1.

Для ячеек серии СЭЩ-63 рекомендуется применять вакуумный выключатель серии ВВУ-СЭЩ-Э-10. Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 3.4.2.

Таблица 3.4.1 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	142	110
Номинальный ток, А	2000	44
Номинальный ток включения/отключения, кА	31,5	2,23
Аperiodическая составляющая номинального тока, кА	25	4,86
Ток термической стойкости, кА	40	3,44
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	4800	150,8
Ток динамической стойкости, кА	102	7,78

Таблица 3.4.2 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	27	10
Номинальный ток, А	2000	364
Номинальный ток включения/отключения, кА	25	8,2
Аperiodическая составляющая номинального тока, кА	28,2	11,62

Продолжение таблицы 3.4.2

1	2	3
Ток термической стойкости, кА	25	8,2
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	2400	1627
Ток динамической стойкости, кА	81	18,6

3.5 Выбор разъединителей

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 КРУ-10 кВ оснащены разъединителями, встроенными в сами выкатные элементы, изображенными на рисунке 3.5.1 и 3.5.2.

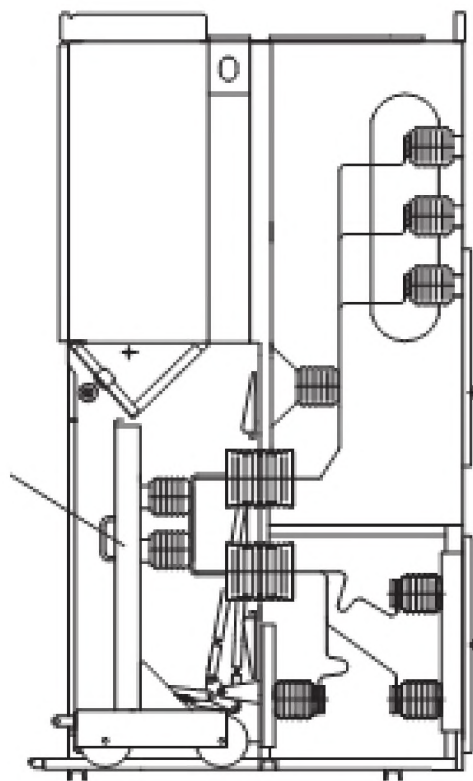


Рисунок 3.5.1 – Выкатной элемент разъединителя ячейки КРУ-10 кВ

Разъединители и заземляющие устройства КРУЭ.

В разомкнутом положении разъединители гарантируют безопасный изоляционный промежуток между компонентами КРУЭ с различным потенциа-

лом. 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 КРУЭ, 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.

У распределительных устройств типа 8DN9 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.

3.6 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:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (3.6.1)$$

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 принимают, что $Z_2 \approx R_2$.

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

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (3.6.2)$$

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 3.6.1.

Таблица 3.6.1 – 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 110 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

В качестве приборов учета и качества электроэнергии устанавливаем многофункциональный счетчик ION 8600. Счетчики PowerLogic ION8600

предназначены для мониторинга межсистемных линий, вводов в электроустановки и подстанций и представляют собой идеальное решение для независимых производителей энергии и теплоэлектростанций, которым необходимы точные измерения двунаправленной энергии, как в процессе производства, так и в «дежурном» режиме. На линии, отходящие к автотрансформаторам и на ШСВ, устанавливаем только цифровой амперметр. Данное оборудование производится компанией Schneider Electric.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (3.6.3)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (3.6.4)$$

$$r_{\text{пр}} = Z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (3.6.5)$$

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

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

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

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2 \text{ н}}^2}, \quad (3.6.6)$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{18,1}{5^2} = 0,72 \text{ Ом},$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\text{К}} = 0,05$

Ом. Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ГПР}} = 20 - 1,3 - 0,05 = 18,65 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{np}}}, \quad (3.6.7)$$

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

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

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{18,65} = 0,1 \text{ мм}^2$$

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 3.6.2.

Таблица 3.6.2 - Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U _н , кВ	L, м
1	2
110	100
10	50

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

$$r_{\text{np}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{np}}}, \quad (3.6.8)$$

$$r_{\text{np}} = \frac{0,0175 \cdot (150 + 50)}{2,5} = 1,4 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 1,3 + 1,4 + 0,05 = 2,75 \text{ Ом.}$$

На стороне ВН выбираем ТТ в составе КРУЭ 110 кВ (Рисунок 3.6.1). Как

правило, в КРУЭ применяются индуктивные трансформаторы тока с однополюсной изоляцией.

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. Элегаз, находящийся под давлением в модуле, образует первичную изоляцию. Герметичная конструкция трансформатора тока обеспечивает высокий класс электромагнитной совместимости.

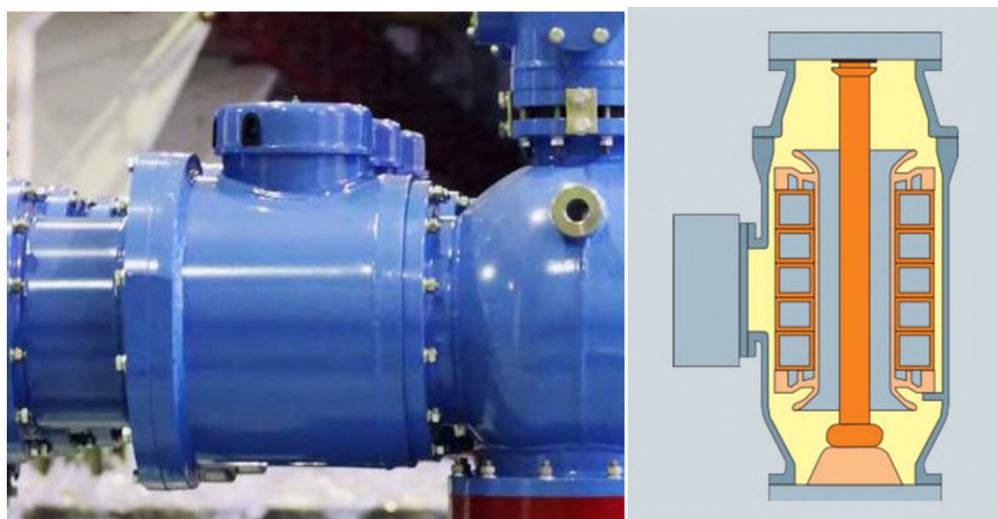


Рисунок 3.6.1 – ТТ в составе КРУЭ-110 кВ

Технические характеристики ТТ 110 кВ представлены в таблице 3.6.3.

Таблица 3.6.3 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	142	110
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	-	-
для установки во вводах РУ, А	300-600-1200	44
для установки в ячейке силового трансформатора, А	100-200-400 300-600-1200	44
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	3,44
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	102	7,78
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, ВА	50	18,1

Расчет для стороны НН аналогичен. На стороне НН выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-21-У2, технические характеристики ТТ 10 кВ представлены в таблице 3.6.4.

Таблица 3.6.4 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	27	10
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	-	-
для установки на отходящих линиях, А	150-300-600	49,5
для установки в ячейке силового трансформатора, А	1200-1500-3000	1255
Односекундный ток термической стойкости, кА	25	17,9
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	81	40,48
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, ВА	18,1	50

3.7 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (3.7.1)$$

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

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

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч.}}$

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

Нагрузка вторичных обмоток ТН представлена в таблице 3.7.1.

Таблица 3.7.1 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка P, Вт
1	2	3	4
Шины 110 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	4	ЦП 8506/120	30
Счетчик комплексный	4	СЕ 304	30
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	10	ЦП 8506/120	14
Счетчик комплексный	10	СЕ 304	14
Итого			128

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (3.7.2)$$

$$S_p = \sqrt{128^2 + 96^2} = 160 \text{ ВА}$$

В КРУЭ 8DN9 каждый индуктивный трансформатор напряжения с однополюсной изоляцией монтируется в отдельном корпусе и образует тем самым отдельный газонепроницаемый модуль. Трансформатор напряжения состоит из:

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

Находящийся под давлением внутри герметично закрытого корпуса элегаз образует вместе с изоляцией обмоток высоковольтную изоляцию. Высоковольтное присоединение к распределительному устройству реализовано через первичную обмотку, закрепленную на герметичном проходном изоляторе.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения в составе КРУЭ. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 3.7.2.

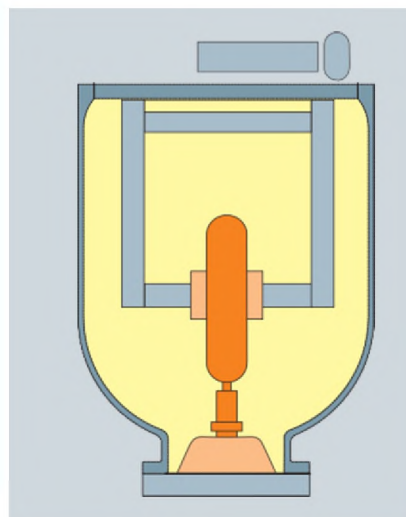


Рисунок 3.7.1 – Внешний вид ТН в составе КРУЭ

Таблица 3.7.2 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	142	110
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$220/\sqrt{3}$	-
Предельная мощность ТН, ВА	2500	160

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИТ–10-У. Технические характеристики представлены в таблице 3.7.3.

Таблица 3.7.3 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	27	10
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$10/\sqrt{3}$	-
Предельная мощность ТН, ВА	1500	160

3.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Выбор ОПН произведен в соответствии с «Методическими указаниями по применению ограничителей перенапряжения в электрических сетях 110–750 кВ» РАО «ЕЭС России».

Наибольшее рабочее напряжение сети в соответствии с ПУЭ:

– для сети 35 кВ:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном} , \quad (3.8.1)$$

$$U_{нрс}^{110} = 1,15 \cdot 110 = 126,5 \text{ кВ} ,$$

– для сети 10 кВ:

$$U_{нрс}^{10} = 12 \text{ кВ} .$$

Соответствующие минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}} , \quad (3.8.2)$$

$$U_{нро}^{110} = \frac{126,5}{\sqrt{3}} = 73 \text{ кВ} ,$$

$$U_{нро}^{10} = \frac{12}{\sqrt{3}} = 6,93 \text{ кВ}$$

с принятым запасом 2...5 %:

$$U_{нро}^{110} = 1,05 \cdot 73 = 76,7 \text{ кВ}$$

$$U_{нро}^{10} = 1,05 \cdot 6,93 = 7,28 \text{ кВ}$$

С учетом максимального по ПУЭ (для сети с эффективно заземлённой нейтралью) значения коэффициента замыкания на землю (1,4):

$$U_{нро}^{110} = 1,4 \cdot 76,7 = 107,3 \text{ кВ}$$

Остающееся напряжение ограничителя при грозовых перенапряжениях при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 10000 А при номинальном напряжении 110 кВ составляет 240 кВ; для напряжения 10 кВ – 38,4 кВ.

Остающееся напряжение ограничителя при коммутационных перенапряжениях при импульсе тока с длительностью фронта 30 мкс и при амплитуде тока 1000 А (500 А):

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{U_{\text{ки}}}{1,2} \quad (3.8.3)$$

где $U_{\text{ост.к}}$ - уровень коммутационных перенапряжений.

$$U_{\text{ки}} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{\text{исн50}} \quad (3.8.4)$$

где $U_{\text{исн50}}$ - одноминутное испытательное напряжение (при $U_{\text{ном}}=110$ кВ - 240 кВ; для $U_{\text{ном}}=10$ кВ – 35 кВ);

k_u - коэффициент ионизации (1,35);

k_k - коэффициент кратности тока (0,9).

$$U_{\text{ки}}^{110} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 240 = 412 \text{ кВ} ,$$

$$U_{\text{ост.к}}^{110} = \frac{412}{1,2} = 343,3 \text{ кВ} ,$$

$$U_{\text{ки}}^{10} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 35 = 60,13 \text{ кВ} ,$$

$$U_{\text{ост.к}}^{10} = \frac{60,13}{1,2} = 50,1 \text{ кВ} .$$

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{\text{вб}} = 1,2 \cdot I_{\text{но}} \quad (3.8.5)$$

$$I_{\text{вб}}^{110} = 1,2 \cdot 7,78 = 9,336 \text{ кА}$$

$$I_{\text{вб}}^{10} = 1,2 \cdot 17,9 = 21,5 \text{ кА}$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{ум} = 1,2 \cdot L_{ум.обор} \quad (3.8.6)$$

где $L_{ум.обор}$ - длина утечки оборудования.

$$L_{ум.обор} = \lambda_3 \cdot U_{нр} \quad (3.8.7)$$

где λ_3 - 2,8 см/кВ для I степени загрязнения.

$$L_{ум.обор}^{110} = 2,8 \cdot 107,3 = 300 \text{ см},$$

$$L_{ум}^{110} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ см},$$

$$L_{ум.обор}^{10} = 2,8 \cdot 6,93 = 19,4 \text{ см},$$

$$L_{ум}^{220} = 1,2 \cdot 23,3 \text{ см}.$$

Принимаем к установке на обмотку ВН силового трансформатора ограничители перенапряжений с полимерной изоляцией с климатическим исполнением УХЛ1. Технические данные ОПН на стороне 110 кВ трансформатора приведён в таблице 3.8.1.

Таблица 3.8.1 - Характеристики ОПН на стороне 110 кВ силового трансформатора

Наименование параметра	Расчетное значение	Характеристика ОПН
1	2	3
Класс напряжения сети, кВ	110	127
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	126,5	142
Временное допустимое повышение напряжения, кВ	126,5	142
Длительность повышения напряжения, с	4	10
Номинальное напряжения ОПН, кВ	110	110
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	240	400
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	200	400
Ток взрывобезопасности, кА	9,4	65
Длина пути утечки оборудования, см	360	500

Для защиты от перенапряжений в КРУЭ устанавливается ОПН, выполненный в герметичном корпусе.

Конструктивно блок элегазового ОПН состоит из колонки варисторов, электростатических экранов и корпуса, помещенных в алюминиевый кожух, снабженный предохранительной мембраной и отделенный от остальных отсеков КРУЭ.

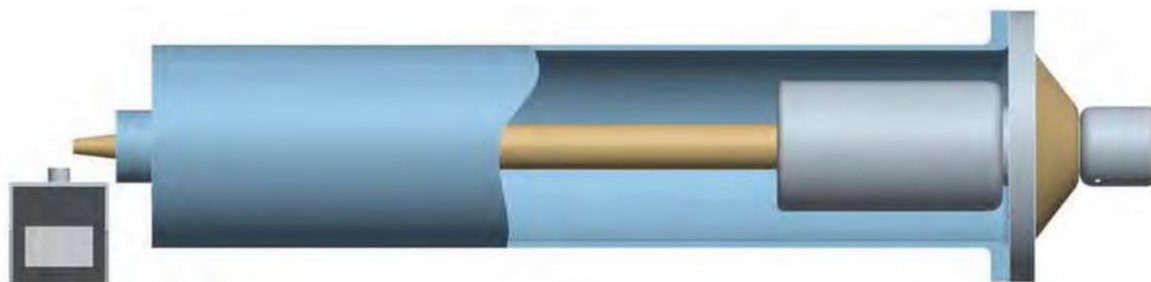


Рисунок 3.8.1 – Конструкция ОПН в составе КРУЭ



Рисунок 18 – Внешний вид ОПН в составе КРУЭ

Принимаем к установке на обмотку НН силового трансформатора ограничители перенапряжений с полимерной изоляцией. Выбранные ограничители имеют одноэлементную конструкцию, состоящую из последовательно соединенных дисков оксидно-цинковых варисторов, заключенных в герметичную

полимерную изоляционную покрывку. Устройства обеспечения взрывобезопасности мембранного типа выполнены в покрывке ограничителя. Технические характеристики ОПН на стороне 10 кВ трансформатора приведён в таблице 3.8.2.

Таблица 3.8.2 - Характеристики ОПН на стороне 10 кВ силового трансформатора

Наименование параметра	Расчетное значение	Характеристика ОПН
1	2	3
Класс напряжения сети, кВ	10	10
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12	12
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	38,4	45
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	50	50
Ток взрывобезопасности, кА	21,5	25
Длина пути утечки оборудования, см	23,3	43,5

3.9 Выбор ошиновки 110 кВ

Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией представляет собой однополусно (пофазно) секционированное КРУЭ заводской готовности с использованием вакуумных выключателей.

Все части герметически защищены и изолированы от прикосновения к токоведущим частям закрытым металлическим заземленным корпусом. (Токоведущие части защищены от прикосновения герметичным металлическим заземлённым корпусом.) Герметическая система, находящаяся под давлением, соответствует нормам утечки МЭК № 60694. Утечка элегаза составляет меньше чем 0,1 % в год.

Элегаз служит исключительно как изоляционная среда, а не как среда гашения дуги. Изоляционные расстояния достигаются исключительно за счет использования элегаза без использования других изолирующих

щих материалов. Степень защиты первичных цепей составляет IP65. Секционирование достигается за счет использования литых корпусов, выполненных из коррозионно-стойкого алюминия.



Рисунок 3.9.1 – Конструкция кабельного ввода в КРУЭ

Установка силового выключателя внутри ячейки выполнена таким образом, чтобы все ремонтные и эксплуатационные работы могли бы быть произведены в самые короткие сроки. Сборные шины при этих работах могут без отключения и без каких-либо ограничений находиться в эксплуатации

Каждая отдельная секция имеет свои собственные предохранительные мембраны, которые в случае возникновения внутренней дуги предотвращают неконтролируемый разрыв корпуса КРУЭ и ведут к направленному отводу находящихся под высоким давлением горячих газов. Предохранительные разрывные мембраны работают по следующему принципу: при возникновении аварийных режимов с нарастанием давления выше предельно допустимых значений мембрана разрезается скрещенными ножами,

встроенными в корпус. При этом разница в давлении, выдерживаемом корпусом (10 000 hPa), и давлении срабатывания мембраны (3 600 hPa) имеет достаточный запас надежности.



Рисунок 3.9.2 – Ячейки КРУЭ

Контроль давления осуществляется манометрами давления. Для отсека сборных шин каждой фазы предусмотрен отдельный манометр. Также каждый отсеки силового выключателя и отсеки кабельных подключений всех трёх фаз имеют общий манометр.

За счет минимального использования пластиковых изоляторов уменьшается вероятность пожара в случае возникновения дуги.

Все три полюса одной ячейки находятся на одном уровне друг за другом. При этом корпуса отдельных полюсов, куда встраиваются вакуумные камеры силового выключателя, находятся в вертикальном положении. Над ними находятся корпуса отсеков разъединителя и системы сборных шин.

Отсеки силового выключателя и сборных шин изолированы друг от друга газо-изолирующей перегородкой.

Под отсеком силового выключателя находится отсек для проведения кабельных подключений. Эти отсеки составляют один газовый объем, который монтируется на несущей раме. На раме размещаются все три полюса.

Лицевая панель представляет собой привод выключателя и трехпозиционного разъединителя-заземлителя с установленным наверху низковольтным шкафом.

Отсеки изготовлены из коррозионно-стойкого алюминия и смонтированы в один корпус с помощью уплотнительных колец, установленных между отдельными отсеками. Корпуса являются несущей конструкцией для частей, находящихся под напряжением.

Кабельное или шинное подключение производится снизу из кабельного канала и подвала. Для кабельного подключения используются штекерные соединения с внутренним конусом в соответствии со стандартом DIN EN 50181: 1997. Возможны исполнения для подключения одного или нескольких (2, 3, 4 или в комбинации) кабелей на фазу. Шинное подключение должно быть выполнено из шин с твердой или элегазовой изоляцией.

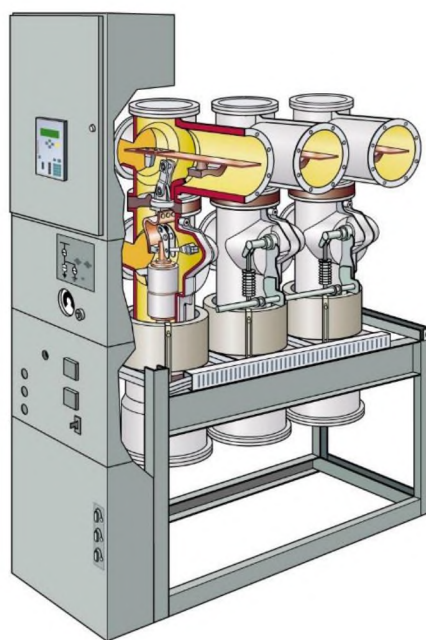


Рисунок 3.9.3 – Внешний вид ячейки КРУЭ

Сборные шины выполнены из плоской меди в соответствии с немецкими нормами DIN и выполнены как проходные без использования поперечных изоляционных перегородок. Они собираются из сборных шин отдельных ячеек. В качестве опорных изоляторов используются изоляторы из эпоксидной смолы с большим путем утечки. Все сборные шины имеют заземлитель с возможностью включения на КЗ. Контроль давления осуществляется манометрами с сигнальными контактами.

Переключки и спуски к оборудованию предусматриваются проводом АС-300/39 – номинальный ток 710 А. Исходные данные и условия проверки гибкой ошиновки приведены в таблице 3.9.1.

Площадь поперечного сечения проводника по условию термической стойкости:

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{тер}} \quad (3.9.1)$$

где $C_{тер}$ - термический коэффициент (для А1 шин при 90° – $81 \frac{A \cdot \sqrt{c}}{мм^2}$).

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{150}}{81} = 15,1 \text{ мм}^2$$

Таблица 3.9.1 – Условия выбора гибкой ошиновки

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	364	710
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм ²	15,1	300

3.10 Выбор ошиновки 10 кВ

Максимальный рабочий ток не более 364 А, что соответствует номинальному току силового трансформатора с учётом коэффициента перегрузки 1,4.

Гибкая часть ошиновки на стороне 10 кВ предусматривается проводом 2х(АС-600/72) – номинальный ток 2000 А (с учетом неравномерного распределения тока в пучке фазы). Исходные данные и условия проверки гибкой ошиновки 10 кВ приведены в таблице 3.10.1.

Площадь поперечного сечения проводника по условию термической стойкости:

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{тер}} \quad (3.10.1)$$

где $C_{тер}$ - термический коэффициент (для Al шин при $200^{\circ} - 90 \frac{A \cdot \sqrt{c}}{мм^2}$).

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{1627}}{90} = 44,8 \text{ мм}^2$$

Таблица 3.10.1 – Условия выбора гибкой ошиновки 10 кВ

Наименование	Расчетные дан-ные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	364	2000
Сквозной ток (периодическая составляющая тока КЗ), кА	8,2	25
Сквозной ток (наибольший пик), кА	18,6	64
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм ²	44,8	2х600

В качестве опорных конструкций приняты опорные изоляторы с номинальным напряжением 10 кВ. Конструкция изоляторов исключает опасное сближение проводов при токах короткого замыкания.

3.11 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 подстан-

ций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники 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 представлена в таблице 3.11.1.

Таблица 3.11.1 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Нагрузка	cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформатора	0,65	10	6,5
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	0,8	7	5,6
Отопление и освещение ОПУ	0,8	30	24
Отопление и освещение ДП	0,8	30	24
Освещение ОРУ	1	10	-
Насосная	0,78	30	23,4
Прочее	0,8	20	16
Итого		147	93

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (3.11.1)$$

$$S_{рас} = \sqrt{147^2 + 93^2} \cdot 0,8 = 139 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 250/10/0,4.

3.12 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется

переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 12,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 11,75 В [5].

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (3.12.1)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

В режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{142}{12,15} = 12,$$

в режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n = \frac{142}{14,6} = 10.$$

в режиме аварийного напряжения:

$$n = \frac{142}{11,75} = 13.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (3.12.2)$$

$$n_{доб} = 13 - 12 = 1.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (3.12.3)$$

где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;
 j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1.05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N = 23$
Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею Powersafe «Ольдам» – 24 Ач.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (3.12.4)$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}$$

Следовательно надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{45} = 27,6 ;$$

Окончательно принимаем Powersafe «Ольдам» – 28 Ач. В качестве зарядно-подзарядного устройства выбираем стандартное ЗВУ НРТ «Ольдам».

3.13 Выбор высокочастотных заградителей

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

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

Для ВЛ 110 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,5У1.

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

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлено в таблице 3.13.1.

Таблица 3.13.1 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	630	44
Ток термической стойкости, кА	40	3,44
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	2500	150,8
Ток динамической стойкости, кА	40	7,78

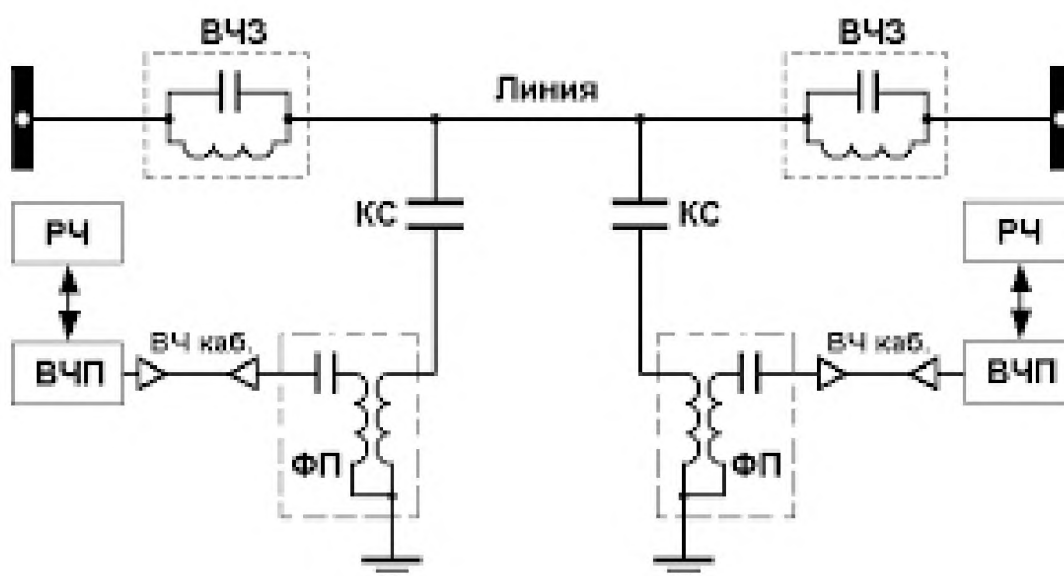


Рисунок 3.13.1 – Структурная схема ВЧ-тракта

4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

4.1 Краткая характеристика защищаемых элементов

В рамках квалификационной работы будет спроектирована система РЗА силовых трансформаторов 35 кВ. К установке принят силовой трансформатор мощностью 6300 МВА с обмотками: ВН – 115,0 кВ, НН – 10,5 кВ типа ТМН-6300/35 УХЛ1 с РПН в нейтрали обмотки ВН. Основные технические характеристики трансформатора приведены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1 – Технические данные силового трансформатора

Наименование параметра	Значение
1	2
Номинальная мощность, кВА	6300
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	115
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	10.5
Группа соединения обмоток	Y/D-11
Потери холостого хода, кВт	18
Потери короткого замыкания, кВт	85
Напряжение короткого замыкания, %	7,5
Ток холостого хода, %	0,35

Трансформатор комплектуется следующим дополнительным оборудованием:

- газовое реле трансформатора с двумя парами сигнальных и отключающих контактов;
- струйное реле РПН с двумя контактами на отключение;
- реле уровня масла основного бака трансформатора, бака расширителя контактора РПН;
- отсечной клапан на трансформаторе.
- предохранительным клапаном;
- микропроцессорным прибором температурного мониторинга верхних слоев масла (вместо манометрических термометров).

Комплексная система диагностики и мониторинга технического состояния силовых трансформаторов предназначена для организации непрерывной

диагностики, защиты и комплексного контроля состояния силовых трансформаторов в режиме постоянного мониторинга. Система включает в себя набор технических и программных средств, предназначенных для проведения диагностики и оценки состояния силовых трансформаторов.

На проектируемой подстанции предусматривается создание системы мониторинга силовых трансформаторов. Для каждого из силовых трансформаторов предусмотрен отдельный комплект оборудования системы мониторинга в составе:

- блок мониторинга, который монтируется рядом с трансформатором;
- выносного модуля контроля РПН.

Блок мониторинга представляет собой защищенный шкаф с установленными в нем модулями. Проектом предусмотрена установка следующих модулей:

- модуль управления, сбора данных и связи;
- модуль регистратора аварийных режимов работы трансформатора;
- модуль контроля вводов трансформатора;
- модуль контроля частичных разрядов.

Контроль технологических параметров силового трансформатора осуществляется встроенными датчиками различных типов.

Сбор и передача информации системы мониторинга силовых трансформаторов осуществляется стационарными контроллерами ССПИ. Основной шкаф мониторинга силовых трансформаторов установлен на ОРУ 220 кВ в непосредственной близости от соответствующего силового трансформатора. Выносной модуль контроля РПН устанавливается непосредственно в шкаф привода РПН.

Защиты силового трансформатора подключаются ко встроенным ТТ. Таким образом, ошиновка от встроенного ТТ до шин ПС остается незащищенной. Для защиты этого участка необходимо применение ДЗО. Принятая к установке ошиновка 220 кВ описана в главе 4 ВКР.

4.2 Выбор устройств защиты

Система релейной защиты служит для своевременного и селективного отключения линий и аппаратов, на которых возможно возникновение аварийных ситуаций (междуфазные замыкания, замыкания на землю, перегрузки оборудования и т.д.).

Отключение любого поврежденного элемента сети (линий, подстанционного оборудования) осуществляется с минимальным возможным временем в целях сохранения устойчивой бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения.

Ввод элемента сети после его отключения от устройств релейной защиты выполняется, автоматически, за исключением случаев отключения поврежденного оборудования, не допускающего автоматического повторного включения.

Состав и построение защит каждого элемента сети 220 кВ отвечают требованиям ближнего резервирования и при выводе из работы любого устройства по любой причине:

- обеспечивается сохранение функций защиты данного элемента сети от всех видов повреждений;
- исключается необходимость вывода данного элемента из работы.

Основные и резервные защиты каждого элемента сети должны включаться на разные вторичные обмотки трансформаторов тока. Количество трансформаторов тока, вторичных обмоток и их классы точности должны обеспечивают раздельное подключение устройств РЗА и систем измерений.

В качестве РЗ выбранного оборудования выбраны МП терминалы защит производства НПП «ЭКРА» типа БЭ2704, устанавливаемые в шкафах ШЭ2607.

В качестве терминала основных и резервных защит силового трансформатора будет установлено 2 терминала БЭ2704 048 в шкафу ШЭ2607 048.

Шкаф типа ШЭ2607 048 предназначен для защиты трансформатора (Т).

Шкаф типа ШЭ2607 048 состоит из одного комплекта, который реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- дифференциальную токовую защиту Т (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака;
- токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН (ТЗНП);
- максимальную токовую защиту стороны ВН с пуском по напряжению (МТЗ ВН),
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 1 секции (НН1) с пуском по напряжению (МТЗ НН1),
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 2 секции (НН2) с пуском по напряжению (МТЗ НН2),
- реле минимального напряжения сторон НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН1, МТЗ НН2,
- реле максимального напряжения сторон НН1 и НН2, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН1, МТЗ НН2,
- защиту от перегрузки (ЗП),
- реле тока для блокировки РПН при перегрузке,
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения,
- реле минимального напряжения сторон НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН,
- ЗП;
- защита от потери охлаждения;
- ЛЗШ НН1, НН2;
- ЗДЗ НН1, НН2;
- логику ГЗТ сигнальная и отключающая ступени, ГЗ РПН;
- логику пуска пожаротушения тр-ра;
- УРОВ выключателя ВН.

Кроме того, комплект обеспечивает прием сигналов от датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения. Схема подключения к измерительным трансформаторам тока (ТТ) и трансформаторам напряжения (ТН) показана на рисунке 4.2.1.

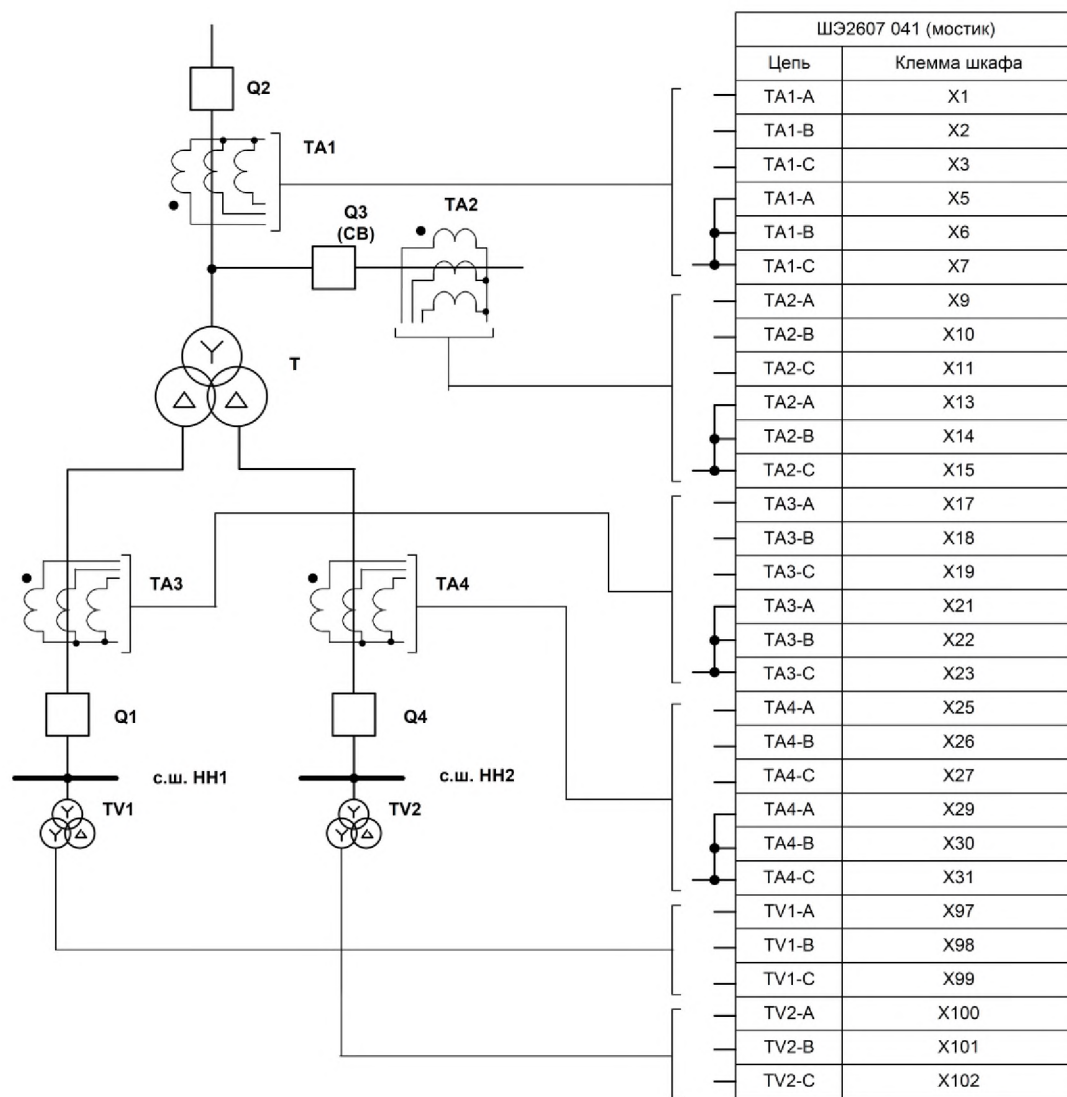


Рисунок 4.2.1 – Схема подключения БЭ2704 048 к измерительным цепям ТТ и ТН

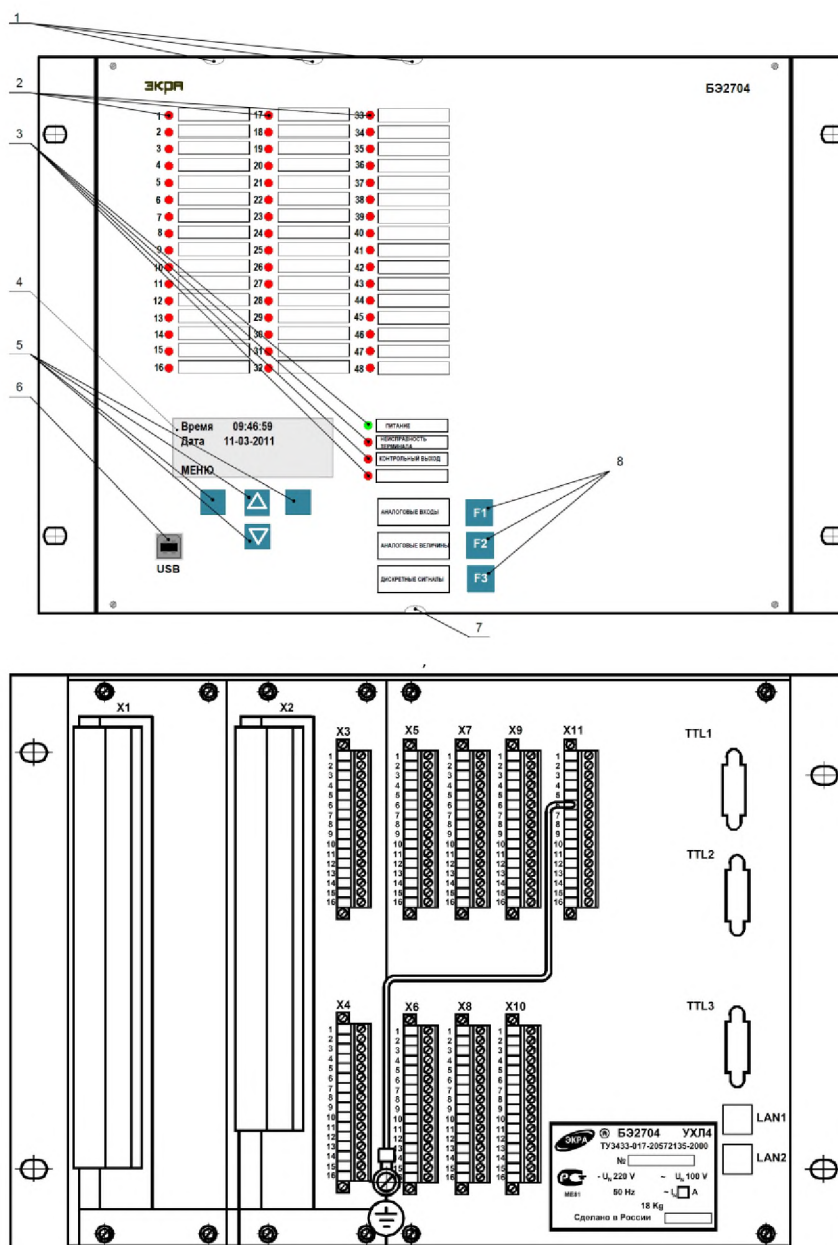


Рисунок 4.2.2 – Расположение элементов на панелях терминала БЭ2704 048 (1 – карманы для установки шаблонов вкладышей для светодиодной сигнализации срабатывания отдельных защит терминала, 2 – 48 двухцветных светодиодных индикаторов, сигнализирующих срабатывание отдельных защит терминала, 3 – двухцветные светодиодные индикаторы сигнализации текущего состояния терминала 4 – дисплей 4x20 символов, 5 – кнопки выбора и прокрутки, 6 – разъем для подключения к последовательному порту ПК, 7 – карман для установки шаблона вкладыша обозначений функциональных кнопок, 8 – кнопки функциональные F1, F2, F3)

4.3 Расчет уставок выбранных защит

Выбор уставок МТЗ, ЗП, токовых реле автоматики охлаждения, токового реле для блокировки РПН, реле напряжения необходимо производить в соответствии с требованиями "Руководящих указаний по релейной защите трансформаторов и автотрансформаторов", требований завода-изготовителя трансформатора (автотрансформатора) и руководством по эксплуатации на конкретный шкаф ШЭ2607 защиты трансформатора (автотрансформатора) и ошиновки низкого напряжения Т(АТ).

Для ДЗТ Т(АТ), ошиновки НН Т(АТ) выбираются уставки:

- ток срабатывания ДЗТ;
- ток начала торможения ДЗТ;
- ток торможения блокировки ДЗТ;
- коэффициент торможения ДЗТ;
- уровень блокировки по 2-й гармонике ДЗТ;
- ток срабатывания дифференциальной отсечки ДЗТ.

Подробный расчет уставок защит приведен в приложении А. Рассчитанные уставки представлены таблице 4.3.1. Характеристика срабатывания ДЗТ представлена на Рисунке 4.3.1.

Таблица 4.3.1 – Результаты расчета уставок ДЗТ БЭ2704 048

Наименование	Уставка	
	Первичные	В терминале
1	2	3
Начальный ток срабатывания ДЗТ	52,5 А	0,35 о.е.
Ток начала торможения	150 А	1,0 о.е.
Ток торможения блокировки	150 А	1,0 о.е.
Коэффициент торможения	0,3 о.е.	
Уровень блокировки по 2 гармонике	15 А	0,1 о.е.
Ток срабатывания диф. отсечки	150 А	1,0 о.е.
Ток срабатывания МТЗ ВН	131,1 А	4,37 А
Ток срабатывания МТЗ НН	441 А	5,51 А
Ток срабатывания ЗП	114,6 А	3,82 А

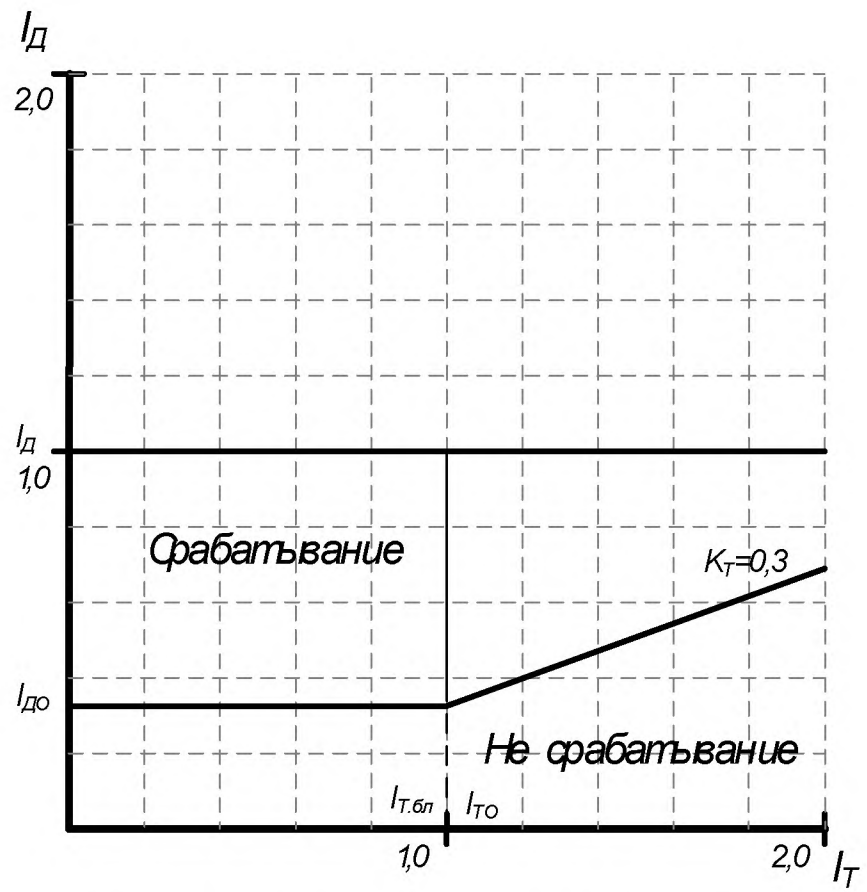


Рисунок 4.3.1 – Характеристика срабатывания ДЗТ

5 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

5.1 Анализ компоновки подстанции

Распределительное устройство 110 и 10 кВ закрытого типа. ОПУ расположено в модульном здании повышенной заводской готовности.

Защита электрооборудования 110 кВ и 10 кВ от набегающих волн атмосферных и коммутационных перенапряжений производится ОПН.

Контрольные кабели частично проложены по кабельным конструкциям в металлических коробах, частично в наземных ж/б лотках.

Цепи управления и сигнализации выполнены экранированным кабелем с двухсторонним заземлением экрана.

На подстанции применяется микропроцессорная аппаратура РЗА, АСУ и связи. Аппаратура установлена в ОПУ, ЗРУ, КРУ 110, 10 кВ.

5.2 Характеристика заземляющего устройства

Заземляющее устройство подстанции (далее ЗУ) запроектировано по норме на допустимое сопротивление растеканию. В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с глухозаземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года должно быть не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

В связи с размещением на основном ограждении электроприемников и прокладки к ним кабелей, проектируемое основное ограждение присоединяется к заземляющему устройству подстанции. При этом выполняется выравнивание потенциалов путем прокладки горизонтального заземлителя с внешней стороны ограды на расстоянии 1 м от нее на глубине 1 м. Внешний заземлитель присоединяется к заземляющему устройству подстанции и ограде не менее чем в четырех точках. В местах въезда/выезда для выравнивания потенциала установлены вертикальные электроды, а стойки ограждения ворот для образования замкнутого контура соединены между собой стальной оцинкованной полосой 40x4 мм проложенной в земле на глубине 0,7 м.

В соответствии с требованиями п. 5.5 РД-91-020.00-КТН-259-10 в качестве материала заземлителя применён стальной горячеоцинкованный прокат. Заземляющее устройство подстанции представляет собой сетку из полосовой оцинкованной стали сечением 40x4 мм, проложенную на глубину 0,7 м в пределах ограждения подстанции и на глубину 1 м за территорией подстанции, а также 41 вертикальных оцинкованных стальных заземлителей диаметром 18 мм длиной 5 м.

Металлические части модульного здания ОПУ, металлоконструкции под установку оборудования и металлические шкафы на территории РУ соединяются с контуром заземления заземляющими проводниками из полосовой стали сечением 40x4 мм. Кабельные конструкции и металлические корпуса также присоединяются к контуру заземления подстанции.

Стальные заземляющие проводники, прокладываемые открыто, а также при входе в грунт до глубины 150 мм, в том числе места болтовых и сварных соединений проводников к оборудованию и металлоконструкциям для защиты от коррозии и идентификации за два раза окрашиваются в чередующиеся желтый и зеленый цвета краской по металлу для наружных работ. Длина чередующихся цветных полос равна (100 ± 5) мм. Разъемные соединения защищены от атмосферной коррозии нейтральной смазкой.

В соответствии с требованиями п. 7.1.53 РД-91.020.00-КТН-259-10 площадки обслуживания оборудования, заземлены не менее чем в двух местах. Соединения выполнены неразборными с помощью сварки. Места соединения выполнены видимыми не менее 200 мм и обозначены специальными знаками заземления по ГОСТ 2113075 [21].

Все ЗУ зданий и сооружений объекта объединены в единое комплексное ЗУ согласно РД-91.020.00-КТН-259-10.

В блочно-модульном здании ОПУ полной заводской готовности, предусматривается система уравнивания потенциалов посредством соединения с главной заземляющей шиной (ГЗШ) следующих проводящих частей:

- нулевого защитного проводника питающей линии;

- главного заземляющего проводника, присоединенного к ЗУ здания;
- всех металлоконструкций здания;
- экранов и брони кабелей при вводе в здание;
- металлических частей систем вентиляции и кондиционирования;
- проводящих конструкций внутри помещений.

Проводники система уравнивания потенциалов предусматриваются минимально возможной длины.

В качестве ГЗШ (главная заземляющая шина) предусматривается шина РЕ щита собственных нужд переменного тока 0,4 кВ, установленного в блочно-модульном здании ОПУ. ГЗШ выполнена из меди сечением 6х60 мм и обеспечивает возможность присоединения необходимого количества проводников, что соответствует требованиям п. 7.1.36 РД-91-020.00-КТН-259-10.

ГЗШ соединяется с ЗУ главным заземляющим проводником из стального провода, сечение которого принято не менее 75 мм².

Поскольку в PEN-проводнике, соединяющем нейтраль трансформатора с шиной PEN щита собственных нужд 0,4 кВ, установлен трансформатор тока, то заземляющий проводник присоединен к PEN-проводнику сразу за трансформатором тока. При этом разделение PEN-проводника на РЕ-проводник и N-проводник выполнено также за трансформатором тока. Трансформатор тока размещен как можно ближе к выводу нейтрали трансформатора. Принятые решения соответствуют требованиям п. 7.1.25 РД-91.020.00-КТН-259-10.

Внутри помещения ОПУ по периметру на высоте 0,2-0,4 м, но не более 0,5 м проложена шина заземления.

Подробный расчет приведен в приложении Г.

5.3 Характеристика молниезащиты ПС

Защита от ударов молнии в территорию проектируемой ПС 110 кВ Астафьева выполнена согласно «Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО 153-34.21.122-2003. Согласно СО 153-34.21.122-2003 примем уровень надежности защиты от ПУМ = 0,99.

Молниезащита выполняется следующими объектами:

– молниеотводами, установленными на прожекторных мачтах ($H = 40,25$ м);

– молниеотводами, установленными на порталах гибкой ошиновки ОРУ 220 кВ ($H = 30,6$ м).

От стоек конструкции ОРУ с молниеотводами обеспечивается растекание тока молнии по магистралям заземления не менее чем в двух направлениях с углом не менее 90° между соседними. Предусматривается установка не менее одного вертикального электрода длиной 5 м на каждом направлении, на расстоянии не менее длины электрода от места присоединения к магистрали заземления стойки с молниеотводом.

Подробный расчет приведен в приложении Г.

6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

На проектируемой ПС 110 кВ Астафьева принято к установке следующее силовое оборудование:

- 2 силовых трансформатора ТМН-6300/110;
- распределительное устройство ВН принято в виде КРУЭ 110 кВ от производителя Siemens AG 8DN;
- выключатели высоковольтные элегазовые в составе КРУЭ FG-245;
- трансформаторы тока и напряжения в составе КРУЭ 110 кВ 8DN;
- распределительное устройство НН принято в виде КРУ 10 кВ типа СЭЩ-36;
- на открытой части установлены ОПН для защиты от импульсных и набегающих волн перенапряжений.

6.1 Безопасность

При проектировании и реконструкции станций, подстанций, линий электропередачи, трансформаторов и других электроэнергетических объектов, важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеназванных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ – Правила устройства электроустановок, требования ПТЭ, технику безопасности при строительномонтажных работах в энергетике и др.

При устройстве электроустановок реконструируемой подстанции выполняются ниже перечисленные требования.

Распределительные устройства 110 кВ и выше оборудуются оперативной блокировкой, исключающей возможность:

- включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамыкатели;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;

– отключения и включения отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата [3].

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособление для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении [8].

Для РУ с простыми схемами электрических соединений рекомендуется применять механическую (ключевую) оперативную блокировку, а во всех остальных случаях – электромагнитную. Разъединители ОРУ–220 и ОРУ–110 оборудуются электромагнитной блокировкой [8].

В качестве блокирующих устройств испытательных камер применяются электрические замки, которые можно отпереть лишь при снятии напряжения с оборудования. Цепь питания оборудования высокого напряжения испытательных камер, как правило, оснащаются вспомогательными контактами, автоматически размыкающимися при открытии двери.

Действующие электроустановки оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения переносного заземления.

В местах, в которых стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

При наличии трансформаторов напряжения заземление сборных шин осуществляется заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто уста-

новленных трансформаторов 2 и 1,6 м; сетки должны иметь отверстия размером 10x10 мм, а также приспособления для запираания их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагает на высоте 0,1–0,2 м [3].

Указатели уровня и температуры масла маслonaполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие состояние оборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы обеспечить обеспечены удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения.

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата составляет не менее 0,2 м или предусмотрен соответствующий приямок [8].

Территория подстанции «ГПП» ограждены внешним забором высотой 2,5 м.

Вспомогательные сооружения (мастерские, склады, ОПУ и т. П.), расположенные на территории ОРУ, огораживаются внутренним забором высотой 1,6 м.

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов, а также РД 34.03.603 «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины, компрессорные установки и воздухохборники, приспособления и инструмент должны быть испытаны и должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда, правилами Госгортехнадзора и РД 34.03.204 «Правилами безопасности при работе с инструментом и приспособлениями», а также инструкциями заводов–изготовителей [28].

Инструкции по охране труда для рабочих и служащих приводятся в соответствии с ПТБ.

Порядок обучения и проверки знаний работающих должен соответствовать «Руководящим указаниям по организации работы с персоналом на энергетических предприятиях и в организациях».

Рабочие и инженерно–технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ [28].

При производстве всего комплекса строительно–монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно–монтажных работ должны соответствовать предусмотренных в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности [28].

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током на подстанции предусматривается защитное заземление [8].

6.2 Экологичность

На открытой части ПС установлены 2 трансформатора ТМН-6300/110.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно “Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ”, предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник [32].

Диаметр маслоотводов выбирается из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов [32].

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

Различают следующие виды воздействия [25]:

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

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

– акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. В России акустический шум от проводов ВЛ не нормируется. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода [1]. Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливаются определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для проектируемой подстанции 110/10 кВ Астафьева проведем расчет размеров маслоприемника для силового трансформатора ТМН-6300/110 УХЛ1. Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик автотрансформатора и занесены в таблицу 6.2.1.

Таблица 6.2.1 – Исходные данные для расчета маслоприемника

Масса трансформаторного масла, т	Длина, м	Ширина, м	Высота, м
1	2	3	4
3,915	5,37	3,95	4,9

Определение ширины и глубины маслоприемника.

Исходя из ПУЭ габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 1 м при массе от 2 до 10 т [8].

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta \quad (6.2.1)$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta \quad (6.2.2)$$

где A и B - длина и ширина автотрансформатора соответственно;

A' и B' - длина и ширина маслоприемника соответственно.

$$A' = 5,37 + 2 \cdot 1,0 = 7,37 \text{ м}$$

$$B' = 3,95 + 2 \cdot 1,0 = 5,95 \text{ м}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{\text{МП}} = A' \cdot B'$$

$$S_{\text{МП}} = 7,97 \cdot 5,95 = 47,4 \text{ м}^2$$

Определение глубины маслоприемника.

Маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

Глубина маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O} \quad (6.2.3)$$

где $h_{Г}$ – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ [8] примем равным 0,25 м;

$h_{В}$ – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ [8] примем равным 0,05 м;

$h_{ТМ+H_2O}$ – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин [32].

$h_{ТМ}$ рассчитаем по формуле:

$$h_{ТМ} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}}, \quad (6.2.4)$$

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

$$V_{ТМ} = \frac{M_{ТМ}}{\rho_{ТМ}}, \quad (6.2.5)$$

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

$$V_{ТМ} = \frac{3915}{890} = 4,4 \text{ м}^3$$

$$h_{ТМ} = \frac{4,4}{47,4} = 0,09 \text{ м}$$

h_{H_2O} рассчитаем аналогично:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}} \quad (6.2.6)$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}) \quad (6.2.7)$$

где $I=0,2$ л/с · м² – секундный расход воды, $t=30$ мин=1800с;

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

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B) \quad (6.2.8)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 4,9 \cdot (5,37 + 3,95) = 91,3 \text{ м}^2$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (50,8 + 91,3) = 40,9 \text{ м}^3$$

$$h_{H_2O} = \frac{40,9}{47,4} = 0,86 \text{ м}$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{МП} = 0,25 + 0,05 + 0,09 + 0,86 = 1,25 \text{ м}$$

Схематичное изображение маслоприемника представлено на рисунке 6.2.1.

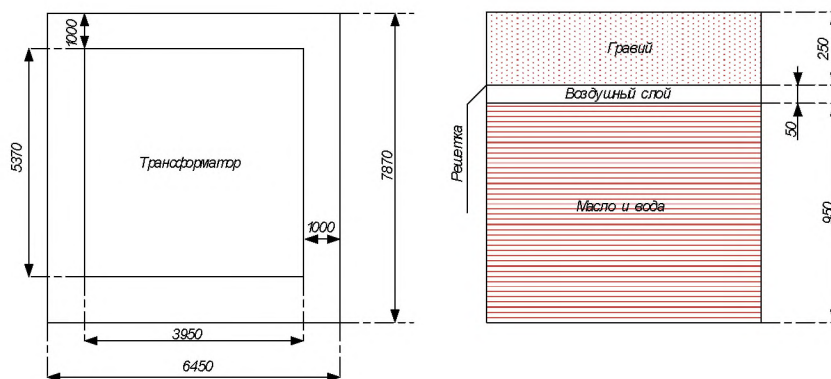


Рисунок 6.2.1 – Эскиз маслоприемника

6.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции 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 [26].

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

Порядок тушения пожара на энергообъекте [29]:

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.

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 автотрансформаторов 125 МВ·А, учитывая их важность, на подстанции может быть предусмотрена автоматическая система пожаротушения распыленной водой, включающая в себя насосную станцию пожаротушения с насосами ДЗ20–50, камеру переключения задвижек, сухо-трубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР–15 и пожарные резервуары. Расход воды на тушение одного автотрансформатора составляет 70,4 л/с [8].

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Противопожарный запас в объеме 160 м³ хранится в двух резервуарах емкостью 100 м³.

Восстановление пожарного запаса предусмотрено в течение 36 часов от двух скважин, одна из которых – рабочая, вторая – резервная.

Кроме этого, как уже было сказано, 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 [8].

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной) [32].

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

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 [5].

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. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ–5, ОУ–8) или углекислотные–бромэтиловые (ОУБ–3, ОУБ–7) огнетушители, а также распыленную воду [27].

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

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

6.4 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера

Отключение аварийных участков сети и элементов ПС производится действиями релейной защиты.

Организация ремонтно-восстановительных работ в аварийных случаях по срокам и объемам зависит от состава и оперативности ремонтно-восстановительных бригад.

Оборудование ПС устойчиво к действию токов короткого замыкания.

Для защиты от поражения электрическим током при пробое изоляции предусмотрено заземляющее устройство.

Обслуживание и ремонт ПС будет осуществляться дежурным персоналом, поэтому разработка мероприятий по оповещению и защите мобильного персонала не требуется.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе было произведено проектирование электрической сети в связи с подключением ПС Мыс Астафьева. Проектируемая ПС расположена в г. Находке Приморского края. Строительство ПС вызвано необходимостью обеспечить надежное электроснабжение потребителей. Максимальная мощность энергопринимающих устройств 26,5 МВт. Из нескольких вариантов конфигурации сети был выбран предпочтительный по основным технико-экономическим критериям.

Исполнение Подстанции принято в виде ЗРУ и открытой установкой двух силовых трансформаторов напряжением 35/10 кВ мощностью 25 МВА. Выключатели 35, 10 кВ приняты вакуумные. Для обслуживания выключателей используются специальные коридоры обслуживания. Трансформаторы тока приняты в составе КРУ. Здание ОПУ принято модульного типа с помещением для оперативного персонала (без постоянного пребывания персонала), оборудованное средствами связи.

Питание сети собственных нужд предусматривается от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 10/0,4 кВ, установленных в комплектных однострансформаторных подстанциях наружной установки на территории ПС.

Защиту зданий ЗРУ и закрытых помещений, имеющих металлические покрытия кровли или железобетонные несущие конструкции кровли, выполнены заземлением этих конструкций. Защита от грозových и коммутационных перенапряжений принята с помощью ОПН установленных вблизи силовых трансформаторов со стороны высокого и низкого напряжения. Заземляющее устройство подстанции принято в виде сетки из горизонтальных заземлителей (оцинкованная полоса 40x4 мм) и вертикальных электродов (оцинкованный круг диаметром 18 мм). Сопротивление ЗУ не более 0,5 Ом.

Оборудование, расположенное на открытой части ПС, устанавливается на блочные металлоконструкции повышенной заводской готовности. Защитное покрытие металлоконструкций выполнено методом горячего цинкования.

В части проектирования устройств РЗА были выбраны микропроцессорные терминалы защит фирмы ЭКРА. Для осуществления функций основных и резервных защит силовых трансформаторов были выбраны терминалы БЭ2704 048.

Были рассмотрены вопросы охраны труда на ПС, безопасности и экологичности. В части шумового загрязнения был рассчитан уровень шума от силовых трансформаторов и определено минимальное расстояние от трансформаторов, за пределами которого уровень шума соответствует санитарно-гигиеническим нормативам. При рассмотрении вопроса экологичности были рассчитаны габаритные размеры маслоприемника, рассмотрены необходимые мероприятия по его обслуживанию и технической эксплуатации. Были рассмотрены вопросы пожарной безопасности, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера.

БИЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2011, – 86 с.
- 3 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2013. – 346 с.
- 5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.
- 6 Научно-исследовательское, проектное и производственное предприятие по природоохранной деятельности ООО «Недра». Расширение трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» на участке НПС «Сковородино» – СМНП «Козьмино» до 50 млн.тонн в год. внешнее электроснабжение нпс №26. Рабочая документация. ПС 220 кВ НПС-26. Электротехнические решения. Открытая часть ПС. – Пермь, 2018. – 128 с.
- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
- 8 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.
- 10 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2012 – 368 с.

11 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 17.04.2018).

12 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 17.04.2018).

13 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015

14 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: https://www.websor.ru/va_99m.html. (дата обращения 02.04.2018).

15 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2011.

16 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

17 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с.

18 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.

19 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.

20 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

21 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

22 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2017).

23 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2013.

24 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

25 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

26 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

27 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

28 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

29 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

30 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

31 Межгосударственный стандарт система стандартов безопасности труда шум. Трансформаторы силовые масляные нормы и методы контроля, ГОСТ 12.2.024-87, 2001.

32 Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов. РД 34.49.104 (РД 34.15.109-91)