МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ИНЖИНИРИНГА

КАФЕДРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой электроэнергетики
_____ Портнягин А.Л.
«___» _____2017 г.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ НПС "ДЕМЬЯНКА-13" СЕВЕРО-ДЕМЬЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к бакалаврской работе
БР.13.03.02. 03-3030/146а.059.2018.00.ПЗ

НОРМОКОНТРОЛЕР
Доцент, канд.техн.наук
_____ Хмара Г.А.

РУКОВОДИТЕЛЬ
должность, ученая степень
_____Сухачев И.С

РАЗРАБОТЧИК
Студент группы:ЭСбзу_14-1
_____Веретенникова В.С

Бакалаврская работа
защищена с оценкой_____
Секретарь ГЭК ___Шаталова Н.В.

Тюмень, 2018

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ИНЖИНИРИНГА

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой электроэнергетики
_____ Портнягин А.Л.
«___» _____2017 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу (бакалаврскую работу)

Ф.И.О. обучающегося: Веретенникова Виктория Сергеевна
Ф.И.О. руководителя ВКР: Сухачев Илья Сергеевич
Тема ВКР: «Электроснабжение НПС «Демьянка-13» Северо-Демьянского месторождения»
утверждена приказом по ИПТИ от «___»_____20__ г. № _____
Срок предоставления завершенной ВКР на кафедру «__» _____ 20__ г.

Исходные данные к ВКР:
Схема электроснабжения, длины ВЛ 10 КВ, КЛ 10 кВ, электрические нагрузки подключенных потребителей

Содержание пояснительной записки

Наименование раздела (главы)	Кол-во листов граф.части	% от объема ВКР	Дата выполнения
Общие характеристики потребителей	1	20	01.2018
Расчет электрических нагрузок и выбор оборудования	1	46	01.2018
Выбор и расчет релейной защиты	1	34	01.2018

Всего листов графической части ВКР: 73

Дата выдачи задания «___» _____ 20___ г. _____
(подпись руководителя)

Задание принял к исполнению «___» _____ 20___ г. _____
(подпись обучающегося)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа включает 67 стр., 3 рис., 11 табл., 18 источников и 3 листа графического материала.

Цель бакалаврской работы – выполнение проекта подстанции 110/10 кВ «Демьянка-13», с применением БМРЗ, на основе знаний, полученных при изучении теоретического курса.

Выполнен расчёт электрических нагрузок, произведён выбор силовых трансформаторов, высоковольтного оборудования, сечения проводов и кабелей. Выполнена проверка аппаратов по необходимым параметрам. Произведен выбор устройств релейной защиты, рассчитаны необходимые параметры и выбраны уставки соответствующих защит.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....8
1.ОБЩИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....9
1.1 .Описание проектируемого объекта.....9
1.1. Краткое описание НПС «Демьянка 13».....12
1.2. Краткое описание опорной базы промысла.....14
2.РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ.....16
2.1. Расчет электрической нагрузки потребителей ПС 110/10 кВ «Демьянка-13».....16
2.1.1.Расчет двигательной нагрузки подстанции «Демьянка-13».....16
2.1.2. Алгоритм расчета суммарной нагрузки НПС.....17
2.1.3. Расчет суммарной нагрузки ПС 110/10 кВ «Демьянка-13».....18
2.2. Выбор мощности трансформаторов.....20
2.3. Основной алгоритм расчета ТКЗ.....21
2.3.1 Расчет сопротивления элементов схемы электроснабжения.....24
2.4. Выбор ячеек КРУ.....31
2.5. Выбор сечений проводов и кабелей для ПС 110/10 кВ «Демьянка-13».....33
2.6 Выбор высоковольтных выключателей.....37
2.7. Выбор разъединителей.....41
2.8. Выбор ограничителей перенапряжений.....42
2.9. Выбор трансформаторов тока.....43
2.10. Выбор трансформаторов напряжения.....45
2.11. Выбор предохранителей.....47
2.12 . Проверка ВЛ 110 кВ по потерям напряжения.....48
3. ВЫБОР И РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ.....50
3.1 Описание применяемых устройств релейной защиты.....50
3.2. Требуемая защита на ПС 110/10 кВ.....51
3.3. Защита линий 10 кВ.....53
3.4. Защита силовых трансформаторов.....57
3.4.1 Расчет продольной дифференциальной защиты трансформатора.....57
3.4.2. Расчет МТЗ для защиты трансформатора.....60

3.5. Газовая защита трансформатора.....62
3.6. Защита синхронного двигателя.....62
3.6.1 Защита от многофазных замыканий на обмотке статора СД и ее выводах.....63
3.6.2 Защита от перегрузки.....64
3.6.3. Расчет защиты от однофазных замыканий на землю.....65
3.7. Выбор источника оперативного тока.....68
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....69
Список использованных источников.....71
ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....73

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АПВ	Автоматическое повторное включение
АВР	Автоматический ввод резерва
АЧР	Автоматическая частотная разгрузка
БСК	Блок статических конденсаторов
ВЛ	Воздушная линия
КЗ	Короткое замыкание
КЛ	Кабельная линия
КРУ	Комплектное распределительное устройство
КЭ	Качество электроэнергии
ЛЗШ	Логическая защита шин
МТЗ	Максимальная токовая защита
ОПН	Ограничитель перенапряжения
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
ПС	Подстанция
РЗА	Релейная защита и автоматика
РУ	Распределительное устройство
РПН	Регулирование под напряжением
СН	Собственные нужды
ТСН	Трансформаторы собственных нужд
СНН	Сверх низкое напряжение
ТСН	Трансформатор собственных нужд
ТО	Токовая отсечка
ТМГ	Трансформатор масляный герметичный
УРОВ	Устройство резервирования отключения выключателя
УЗО	Устройство защиты от замыканий на землю

ВВЕДЕНИЕ

Системы электроснабжения являются неотъемлемыми элементами современной строительной конструкции. Также, как и любые другие технологии, системы электроснабжения постоянно совершенствуются, и каждый новый временной период приносит с собой что-то новое из области данных технологий.

Именно появление новых решений в той или иной сфере, как правило, приводит к модернизации объектов, либо к использованию современных решений в процессе нового строительства.

В нашей стране нефтяная промышленность – одна из важнейших и наиболее прибыльных отраслей. К оборудованию, используемому для добычи и транспорта нефти, предъявляются высочайшие требования со стороны надежности и бесперебойности работы, и большую роль в этом играет правильно выстроенная система электроснабжения, которая в обязательном порядке должна соответствовать современным требованиям.

Только при таком соответствии можно рассчитывать на высокую эффективность и безопасность эксплуатации электрической сети.

В данной бакалаврской работе выполнена разработка системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции «Демьянка-13», а именно, проект понижающей подстанции 110/10 кВ, питающей электроприемники данной НПС.

Нефтеперекачивающие станции служат осуществления транспортировки нефти по трубопроводу, что является важнейшим этапом в цикле разработки месторождения.

Таким образом, тема бакалаврской работы «Электроснабжение НПС "Демьянка-13" Северо-Демьянского месторождения» является актуальной в условиях развития современной энергетики.

1. ОБЩИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

1.1 .Описание проектируемого объекта

В бакалаврской работе «Электроснабжение НПС "Демьянка-13" Северо-Демьянского месторождения» выполняется проект подстанции 110/10 кВ.

Она представляет собой подстанцию тупикового типа, предназначенную для электроснабжения электроприемников, расположенных на площадке НПС, а также на площадке ОБП, расположенной в относительной близости от подстанции.

В состав подстанции входят следующие сооружения:

1. Силовые трансформаторы 110/10 кВ (2 шт.);
2. Закрытое распределительное устройство 10 кВ (1 шт.);
3. Блок приема ВЛ 110 кВ (2 шт.);
4. Открытое распределительное устройства 110 кВ;
5. Блок ОПУ.

Электроснабжение собственных нужд подстанции осуществляется от двух трансформаторов собственных нужд ТМГ 10/0,4, установленных в отдельном отсеке блока ЗРУ 10 кВ. Для распределения электроэнергии 0380/220 В по подстанции предусматриваются шкафы НКУ ввода и распределения электроэнергии с АВР, также устанавливаемые в помещении ЗРУ 10 кВ.

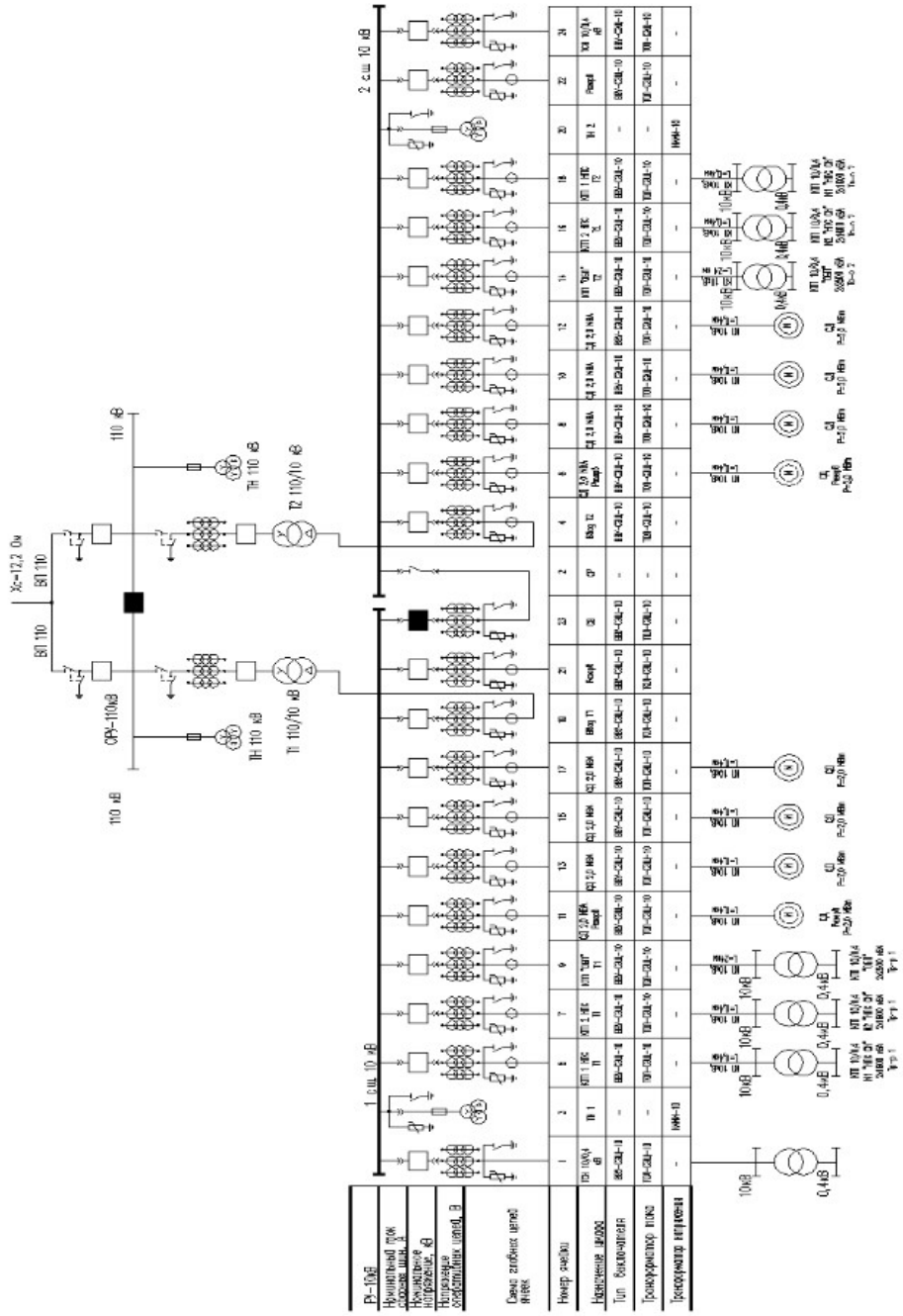
Основными потребителями электроэнергии, подключенными к подстанции, являются:

1. Синхронные электродвигатели 10 кВ (приводы основных насосов НПС). Количество двигателей: 6 рабочих и 2 резервных. Мощность каждого электродвигателя 2,0 МВт.
2. Двухтрансформаторные КТП 10/0,4 кВ (2 шт.), предназначенные для электроснабжения потребителей НПС на напряжении 380/220 В. Нагрузка КТП 10/0,4 кВ СН НПС представлена в таблице 1.1.
3. Двухтрансформаторная КТП 10/0,4 кВ «ОБП», предназначенная для электроснабжения потребителей площадки опорной базы промысла на напряжении 380/220 В. Нагрузка КТП 10/0,4 кВ «ОБП» представлена в таблице 1.1.

Электроснабжение КТП «СН НПС» 10/0,4 кВ осуществляется по кабельным линиям 10 кВ, L=0,4 км. Электроснабжение КТП «ОБП» 10/0,4 кВ осуществляется по ВЛ 10 кВ, L=24 км.

Схема однолинейная подстанции 110/10 кВ представлена на рисунке 1.1

Таблица 1.1



Электрическая нагрузка потребителей подстанции

Потребитель	Pc, МВт	Qc, Мвар	Sc, МВА	Pp, МВт	Qp, мвар	Sp, МВА
КТП 1 «СН НПС»	1,26	0,39	1,32	1,51	0,47	1,58
КТП 2 «СН НПС»	1,12	0,39	1,19	1,34	0,47	1,42
КТП «ОБП»	2,00	0,39	2,04	2,40	0,47	2,45

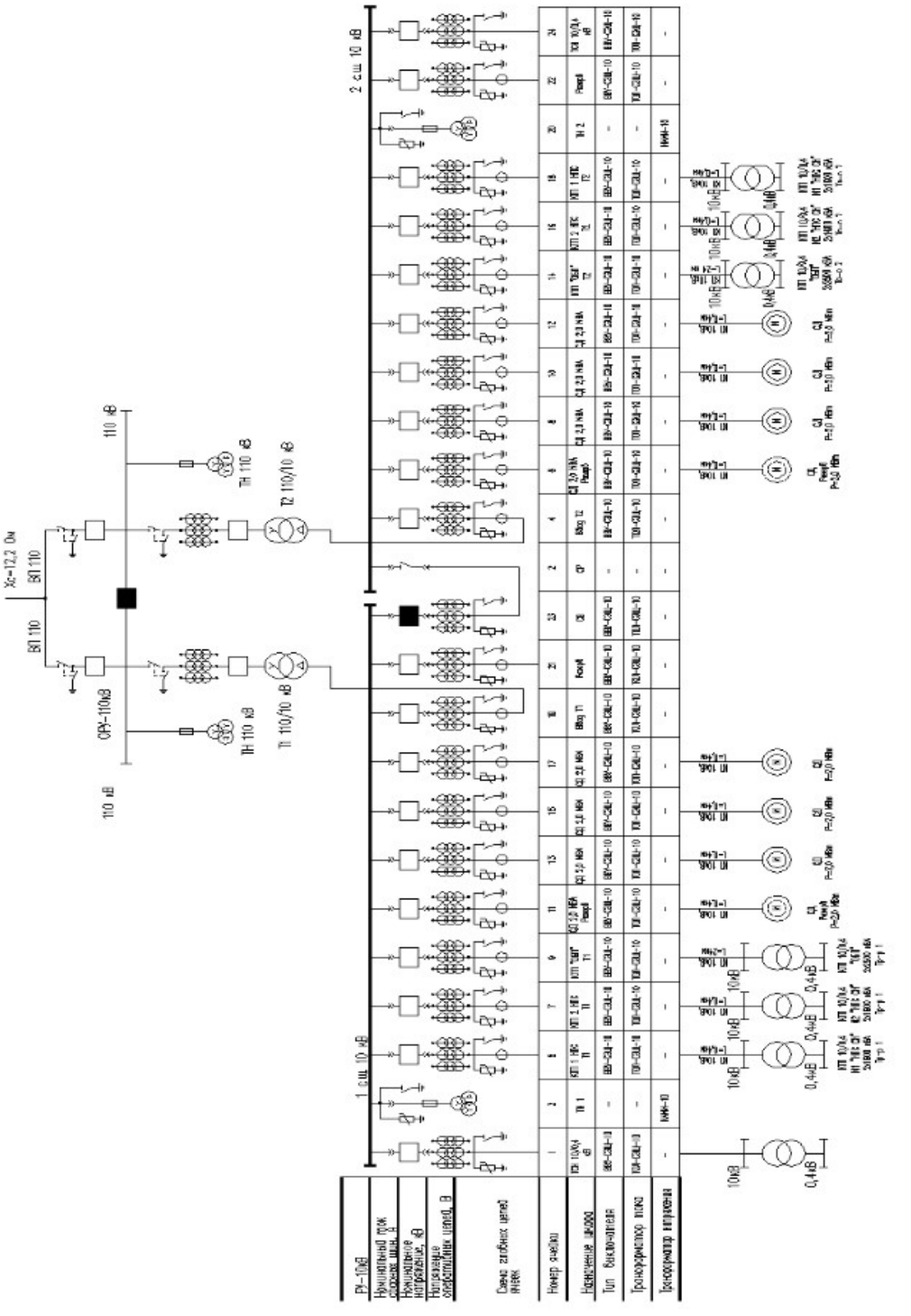


Рис.1.1. Схема электроснабжения НПС

1.1. Краткое описание НПС «Демьянка 13»

НПС является промежуточной перекачивающей станцией с резервуарным парком. Основное назначение НПС – операции по перекачке нефти по трубопроводу внешнего транспорта. Помимо того, на НПС осуществляются операции по приему и перекачке подготовленной на ЦПС нефти.

Выбор рациональной технологии перекачки вязких нефтей с учетом их реологических свойств и температурных условий по трассе нефтепровода имеет большое значение.

Резервуарный парк НПС, функционально объединенный с резервуарами ЦПС (резервуары типа РВС-5000 м3), совмещает запас суммарной емкости по товарной нефти, необходимой для совместной работы ЦПС и НПС, позволяет обеспечить равномерную и безаварийную работу нефтепровода внешнего транспорта в течение 0,3 суток на участке, следующем за НПС.

Технологическая схема промежуточной НПС с резервуарным парком обеспечивает проведение операций:

1. Перекачку нефти по схеме «из насоса в насос»;
2. Перекачку нефти по нефтепроводу минуя НПС при ее отключении;
3. Перекачку нефти «через емкость», «с подключенной емкостью» с приемом в РП и транспортом объемов подготовленной нефти ЦПС Демьянского месторождения;
4. Параллельную работу насосов внешнего транспорта;
5. Сброс нефти в резервуары РП:

а) через предохранительные клапаны ПК-1 при повышении давления на входе НПС выше допустимого;

б) через предохранительные клапаны ПК-2 при повышении давления до Рмах. допустимого на выходе насосных агрегатов (Рмах. принимается в соответствии с требуемым технологическим режимом работы нефтепровода);

6. Подогрев нефти в подогревателях на входе/выходе НПС;
7. Циркуляционный подогрев нефти, хранящейся в РП, подогревателями в случае остановки основного режима работы НПС;
8. Регулирование давления на выходе НПС регулирующей арматурой, установленной на напорном трубопроводе насосной внешнего транспорта (НВТ);

9. Прием нефти при прохождении скребка СОД в резервуары РП с последующим повышением качества нефти (снижение обводненности) с помощью откачки нефти с заданных уровней;

10. Зачистку резервуаров и сбросных трубопроводов в емкость типа ЕПП;

11. Внутрипарковые перекачки нефти;

12. Учет нефти после насосов НВТ с использованием автоматизированной системы учета нефти на базе СИКН;

13. Сбор конденсата из газоуравнительной системы РП в емкость сбора конденсата с последующей откачкой погружным насосом на прием в резервуары РП;

14. Сбор утечек и дренажа от насосных агрегатов, дренаж оборудования и трубопроводов НПС в емкости типа ЕПП;

15. Откачку нефти из дренажных емкостей на вход в РП.

Основные и вспомогательные сооружения НПС позволяют выполнить весь комплекс операций, необходимых для приема, учета и перекачки нефти.

Предусмотрены режимы работы НПС по схеме «из насоса в насос» с подключенным резервуаром-буфером для компенсации неравномерности перекачки, «через емкость», «с подключенной емкостью».

В основной насосной станции внешнего транспорта нефти устанавливается 8 насосов, два из которых являются резервными, остальные – рабочими. В качестве электропривода насосов НПС применяются синхронные электродвигатели 10 кВ мощностью 2,0 МВт каждый.

1.2. Краткое описание опорной базы промысла

Электроснабжение электроприемников опорной базы промысла осуществляется от двухстранформаторной КТП 10/0,4 кВ «ОБП», которая запитана от ПС 110/10 кВ «Демьянка 13» по двум ВЛ 10 кВ.

В состав объектов опорной базы промысла входит сама опорная база промысла и склад материально-технических ресурсов;

В составе опорной базы промысла предусматривается комплекс зданий и сооружений, позволяющий оперативно обслуживать промысловые объекты на месторождении. К таковым относятся:

- Открытая стоянка для автотранспорта.
- Гараж теплый.
- Корпус проведения ТО и ТР, в составе: участок ремонта электрооборудования; аккумуляторный участок; вулканизационный участок; участок ремонта приборов питания;
- Цех по ремонту НКТ. В цехе предполагается производить ремонт и выбраковку труб НКТ. Для этих целей в цехе будут предусмотрены следующие основные участки: цех по ремонту НКТ; компрессорная; тепловой узел.
- Цех по ремонту кабельных линий УЭЦН. В цехе по ремонту кабельных линий УЭЦН предполагается проводить следующие технологические операции: ревизию и ремонт ПЭД, ЭЦН и гидрозащиты; мойку ЭПУ; ремонт и испытание круглого кабеля; изготовление удлинителей и кабельных муфт.
- Цех по ремонту нефтепромыслового оборудования. В цехе по ремонту нефтепромыслового оборудования предполагается проводить ремонт запорной арматуры, ремонт приборов КИП и электроприборов, сварочные, токарно-фрезерные работы.
- Материально-технический склад теплый, холодный;
- Склад-навес масла в бочкотаре;
- Площадка хранения трубной продукции;
- Площадка бригады дорожной техники.
- Площадка бригады ТКРС.
- Площадка хранения бурового оборудования и материалов с козловым краном.
- Площадка для размещения временных складов;
- Склад хранения хим. реагентов с 6-ти месячным запасом.
- Котельная.
- Узел связи

2. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

В данном разделе производится расчет электрических нагрузок потребителей, расчет номинальных токов через элементы схемы электроснабжения, расчет токов короткого замыкания. На основании результатов проведенных расчетов выполняется выбор электрооборудования: силовых трансформаторов 110/10 кВ, измерительных трансформаторов тока и напряжения 110кВ и 10 кВ, выключателей 110кВ и 10 кВ, разъединителей 110 кВ и 10 кВ, предохранителей и ограничителей перенапряжения. Все оборудование является современным и надежным, характеристики оборудования подбираются в соответствии с рассчитанными параметрами системы электроснабжения.

2.1. Расчет электрической нагрузки потребителей ПС 110/10 кВ «Демьянка-13»

2.1.1. Расчет двигательной нагрузки подстанции «Демьянка-13»

В данном разделе произведем расчет нагрузки на РУ 10 кВ от двигателей НПС.

Метод, применяемый для расчета электрических нагрузок: коэффициент спроса.

Расчетная активная мощность высоковольтных синхронных двигателей находится по формуле [2.1]:

$$P_{р(сд)} = K_{с} \times P_{н(сд)} \times n_{сд} \ , \qquad (2.1)$$

где $n_{сд}$ - число электроприемников (синхронных двигателей),

$P_{н(сд)}$ – номинальная активная мощность единичного приемника,

Кс – коэффициент спроса, примем равным 0.84 для СД.

Согласно формуле (2.1):

$$P_{р(сд)} = 0.84 \times 6 \times 2 = 10,08 \ (МВт)$$

Расчетная реактивная мощность высоковольтных синхронных двигателей находится по формуле:

$$Q_p = P_p \times tg\varphi,$$

(2.2)

где tgφ выражается через коэффициент мощности cosφ=0.95**.**

Согласно формуле (2.2):

$$Q_p = -4{,}68 \times 0.32 = -3{,}31 \quad \text{(Мвар)}$$

Полную мощность НПС находим по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \qquad \textbf{(2.3)}$$

$$S_p = \sqrt{10{,}08^2 + (-3{,}31)^2} = 10{,}61 \ \text{(МВА)}$$

2.1.2. Алгоритм расчета суммарной нагрузки НПС

Суммарная расчетная нагрузка определяется как сумма средней суммарной (получаемой простым сложением всех средних нагрузок) и расчетной геометрически взвешенной парциальной добавки, определяемой формой составляющих суммарный график нагрузки**:**

$$P_M = P_X + \sqrt{\sum_{i=1}^{v} \Delta P_i^2}, \qquad \textbf{(2.4)}$$

где *Pc* - средняя суммарная нагрузка, кВт;

ΔPi - парциальная расчетная добавка, вносимая графиком *i*-й группы в суммарную расчетную нагрузку, кВт.

Величина *ΔPi* наиболее достоверно определяется как превышение максимальной нагрузкой каждой *i*-й группы над средней. Величина суммарной реактивной мощности определяется аналогично. В этом случае основной формулой для суммирования разнородных электрических нагрузок является:

$$P_M = \sum_{i=1}^{n} P_{Ci} + \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (P_{Mi} - P_{Ci})^2}, \quad \textbf{(2.5)}$$

$$Q_M = \sum_{j=1}^{m} Q_{Cj} + \sqrt{\sum_{j=1}^{m} (Q_{Mj} - Q_{Cj})^2} + \sum_{k=1}^{n-m} (-Q_k), \quad \textbf{(2.6)}$$

где j - номер группы электроприемников с отстающим током ;

m - число групп электроприемников с отстающим током;

k - номер группы электроприемников с опережающим током;

n - общее число групп электроприемников.

2.1.3. Расчет суммарной нагрузки ПС 110/10 кВ «Демьянка-13»

Суммарная нагрузка ПС 110/10 кВ «Демьянка-13» складывается из следующих составляющих:

Нагрузка от двигателей 10 кВ;

Нагрузка от КТП 1 «СН НПС» 10/0,4 кВ;

Нагрузка от КТП 1 «СН НПС» 10/0,4 кВ;

Нагрузка от КТП «ОБП» 10/0,4 кВ.

Данные для расчета сведены в таблицу 2.1, средние значения мощностей для НПС примем равным максимальными, так как нагрузка двигателей НПС является достаточно равномерной:

Таблица 2.1

Данные для расчета суммарной нагрузки НПС

Потребитель	Рс, МВт	Рм, МВт	Sр, МВА	Qс, Мвар	Qм, Мвар	Sс, МВА
Двигательная нагрузка НПС	10,08	10,08	10,61	-3,31	-3,31	10,61

КТП 10/0,4 кВ 1 «СН НПС»	**1,26**	**1,51**	**1,58**	**0,39**	**0,47**	**1,32**
КТП 10/0,4 кВ 2 «СН НПС»	**1,12**	**1,34**	**1,42**	**0,39**	**0,47**	**1,19**
КТП 10/0,4 кВ «ОБП»	**2,00**	**2,40**	**2,45**	**0,39**	**0,47**	**2,04**

Согласно формулам 2.5, 2.6 рассчитаем расчетные активную и реактивную нагрузки, МВт:

$$\sum_{i=1}^{n} P_{Ci} = 10,08+1,26+1,12+2,0=14,46 \text{ (МВт)}$$

$$\sum_{i=1}^{n} (P_{Mi}-P_{Ci})^2=(10,08\text{-}10,08)^2+(1,51\text{-}1,26)^2+(1,34\text{-}1,12)^2+$$

$$+(2,4\text{-}2,0)^2=0,271 \text{ (МВт)}$$

$$\sqrt{\sum_{i=1}^{n} (P_{Mi}-P_{Ci})^2}=\sqrt{0,271}=0,52 \text{ (МВт)}$$

$$P_p=14,46+0,52=14,98 \text{ (МВт)}$$

Расчет реактивной мощности производится аналогично, по формуле 2.3, результаты расчета представлены в таблице 2.2, Qp =-2,0 МВар.

Согласно формуле 2.3 определим суммарную нагрузку на НПС:

$$¿S_p=\sqrt{14,98^2+(-2,0)^2}=15,11 \text{ (МВА)}$$

Результаты расчета нагрузок представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2

Результат расчета электрических нагрузок на ПС 110/10 кВ «Демьянка-13»

Потребитель	Рном, МВт	Рр, МВт	Qp, Мвар	Sp, МВА
Двигательная нагрузка НПС	12,0	10,08	-3,31	10,61
КТП 10/0,4 кВ 1 «СН НПС»	2,5	1,51	0,47	1,58

КТП 10/0,4 кВ 2 «СН НПС»	2,5	1,34	0,47	1,42
КТП 10/0,4 кВ «ОБП»	2,5	2,4	0,47	2,45
ИТОГО ПС 110/10 кВ	-	14,98	-2,0	15,11

2.2. Выбор мощности трансформаторов

Номинальная мощность трансформатора выбирается по расчетной максимальной мощности потребителя. Sном ≥ Sp [5,15]. Расчетные нагрузки приведены в таблице 2.2.

Учитывая результат расчета мощности потребителей, Sp=15,11 МВА выберем трансформаторы для двухтрансформаторной подстанции 110/10 кВ. Номинальную мощность каждого из трансформаторов выбираем из 100 % резервирования электроснабжения, т.к. НПС относится к 1-ой категории надежности электроснабжения потребителей. С учетом допустимых нагрузок мощность каждого из трансформаторов может быть принята $S_{ном}$ =16000 МВА. Выберем двухобмоточные масляные трансформаторы типа ТМН-16000/110-У1, УХЛ1, технические данные которых сведены в таблицу 2.3.

Таблица 2.3

Технические данные трансформаторов

Параметры	Единицы измерения	Данные
Номинальная мощность, $S_{ном}$	кВ*А	16000
Номинальное напряжение обмотки ВН	кВ	115
Номинальное напряжение обмотки НН	кВ	10,5
Потери холостого хода, P_0	кВт	11,5
Потери короткого замыкания, $P_к$	кВт	35
Напряжение короткого замыкания, $U_к$	%	10,5

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме вычисляется по формуле:

$$Кз=Sp/(2\cdot Sном) \quad \textbf{(2.7)}$$

$$Кз=15,11/(2\cdot 16,0)=0,47$$

2.3. Основной алгоритм расчета ТКЗ

Электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения должно быть устойчивым к токам КЗ и выбираться с учетом их значений.

В нормальном режиме работы потребители питаются от своих секций шин, секционный выключатель в РУ 10кВ отключен. Двигатели потребляют номинальный ток. Для проверки оборудования принимается аварийный режим работы энергосистемы. В аварийном режиме все потребители РУ 10 кВ получают питание от второй секции шин, секционный выключатель в КРУ 10кВ включен, двигатели в момент короткого замыкания переходят в генераторный режим, при этом подпитывают место короткого замыкания. Согласно нормативным документам подпитка двигателей учитывается только до первой ступени трансформации [7,12,13].

Расчетная схема для расчета ТКЗ и схема замещения для расчета ТКЗ представлены на рис.2.1,2.2.

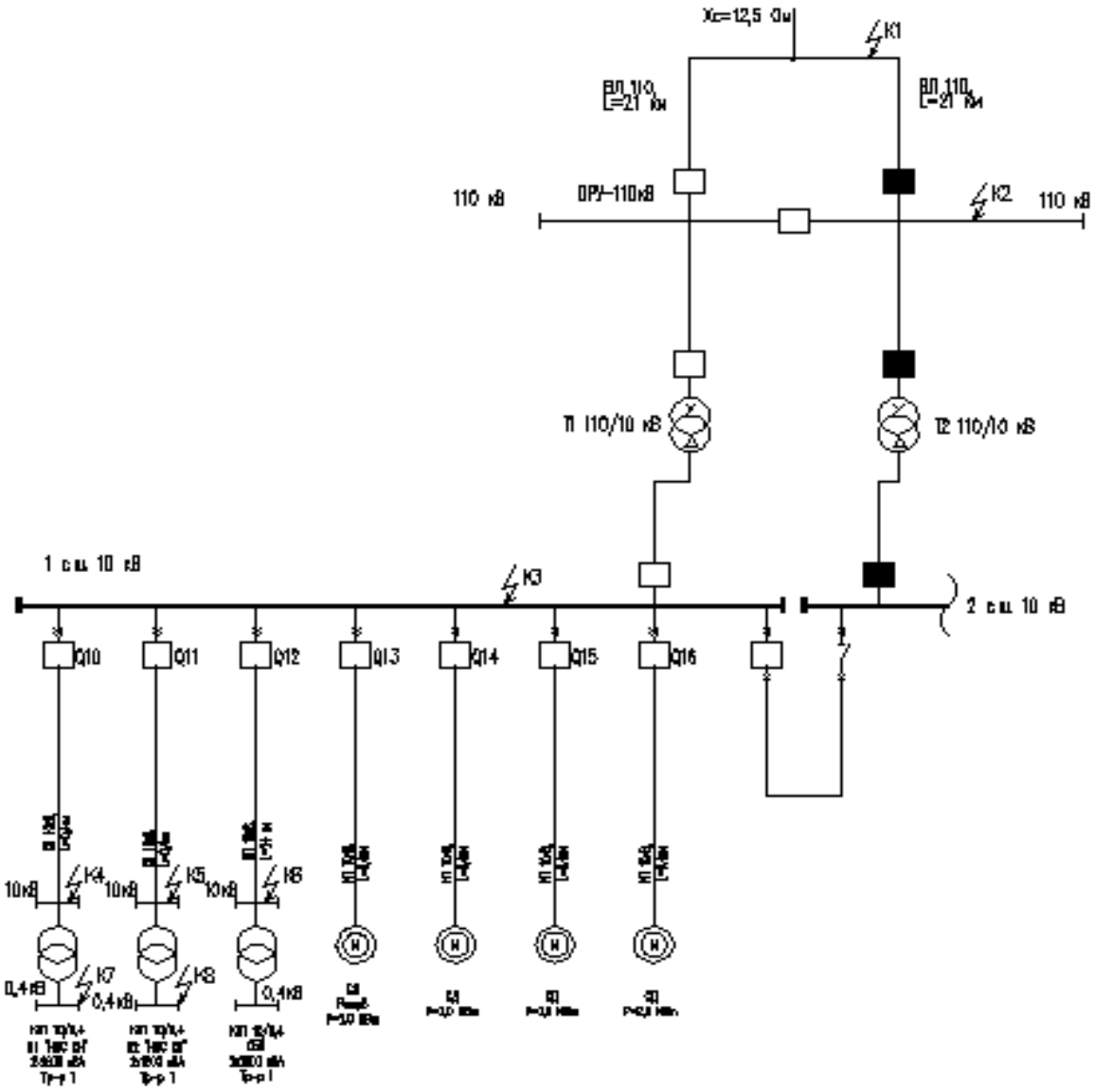


Рис.2.1 Расчетная схема для расчета ТКЗ

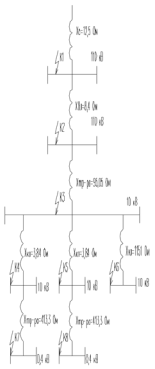


Рис. 2.2 Схема замещения для расчета ТКЗ

Расчет ТКЗ производится в именованных единицах. При расчете ТКЗ в именованных единицах все сопротивления элементов схемы замещения рассчитываются в Ом, приведенных к одной ступени напряжения, принятой за базисную.

За базисное напряжение принимаем значения: Uбаз=115к , Xс=12,5 Ом. Далее вычислим сопротивления элементов сети и приведем их к базисному напряжению.

2.3.1 Расчет сопротивления элементов схемы электроснабжения

Сопротивление трансформатора:

$$Xm = \frac{U_к}{100} \cdot \frac{U_{баз}^2}{S_{тр}} \quad , \tag{2.8}$$

где Uк – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Uр – расчетное напряжение трансформатора, кВ;

Sтр – мощность трансформатора, кВА;

Uбаз – базисное напряжение, кВА.

б) Сопротивление воздушной линии/кабельной линии:

$$X_{вл} = X_{л.уд} \cdot L \quad , \tag{2.9}$$

где, Хл – удельное сопротивление воздушной линии равное 0,4 Ом/м / удельное сопротивление кабельной линии, равное 0,08 Ом/м;

L – длина линии.

в) Синхронный двигатель:

Синхронный двигатель представляется в схемах замещения как источник ЭДС с сопротивлением.

$$S_н = \frac{P_{ном}}{\cos\phi} \quad , \tag{2.10}$$

$$X''_{дв} = X''_{дво.е.} \cdot \frac{U_{баз.}^2}{S_н} \quad , \tag{2.11}$$

$$X''_{дв}э = \frac{X''_{дв}}{n} \quad , \tag{2.12}$$

где $X''_{дв.ое}$ - сверхпереходное сопротивление синхронного двигателя равное 0,2 о.е;

Sн - номинальная мощность синхронного двигателя;

Рном – номинальная активная мощность синхронного двигателя;

cosα – коэффициент мощности;

$X''_{дв.}$ – сопротивление двигателя, приведенное к базисному напряжению, Ом.

$X''_{дв.э}$ – эквивалентное сопротивление всех двигателей, приведенное к базисному сопротивлению , Ом.

После расчетов сопротивлений элементов сети необходимо рассчитать ток трехфазного короткого замыкания, ударный ток короткого замыкания и мощность короткого замыкания в точке.

г) Эквивалентное сопротивление кабельных линий, питающих двигатели для учета токов подпитки от двигателей при условии, что длины кабельных линий равны между собой. По условию длины кабельных линий равны 0,5 км каждая:

$$X_{\text{вл}}э = \frac{X_{\text{вл}}}{n}, \quad (2.13)$$

а) Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{кз} = \frac{U_{баз}}{X_{кз} \cdot \sqrt{3}}, \quad (2.14)$$

Ток трехфазного короткого замыкания, с учетом тока подпитки от СД:

$$I_{кз} = \frac{U_{баз}}{X_{кз} \cdot \sqrt{3}} + Iд, \quad (2.15)$$

где $X_{кз}$ – суммарное сопротивление до точки КЗ.

б) Ударный ток короткого замыкания;

$$i_{уд} = I_{кз} \cdot к_{уд} \cdot \sqrt{2}, \quad (2.16)$$

где $I_{кз}$ – трехфазный ток КЗ в данной точке, кА,

$к_{уд}$ – коэффициент ударного тока равный 1,8 [14];

в) Двухфазное короткое замыкание в точке:

$$I_к^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^3 \quad (2.17)$$

2.3.2. Расчет сопротивления элементов схемы электроснабжения

Расчет сопротивлений ведем относительно базисного напряжения 115кВ.

Сопротивление трансформатора, согласно формуле (2.8):

$$Xm = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 95,05 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление трансформаторов 10/0,4 кВ находится аналогичным образом. Сопротивление трансформатора 10/0,4 1,6 МВА равно 413 Ом.

Сопротивление ВЛ 110 кВ, согласно формуле (2.10):

$$Xвл = 0,4 \cdot 21 \cdot ¿ 8,4 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление ВЛ 10 кВ на КТП 10/0,4 кВ «ОБП» находится аналогично, при длине ВЛ 24 км по формуле 2.9 и равно, при базисном напряжении 115 кВ:

Хвл = 1151 (Ом)

Сопротивление кабельных линий до КТП НПС1 и КТП НПС 2 находится аналогично, по формуле 2.9 и равно, соответственно 3,84 Ом.

Сопротивление двигателя, согласно формулам (2.11-2.13):

$$S_н = \frac{2000}{0.9} = 2222,2 \text{ (кВА)}$$

$$X''_{дв} = 0,2 \cdot \frac{115^2}{2,22} = 1322 \text{ (Ом)}$$

$$X_{дв} = \frac{1322}{6} = 198,3 \text{ (Ом)}$$

Рассчитаем ток подпитки со стороны двигателей в точке К-3 по формуле:

$$I_{дв} = \frac{U баз}{\sqrt{3} \cdot (X двэ + Xк)} \text{ (кА)} \quad (2.18),$$

где Хдв – сопротивление двигателей эквивалентное, приведенное к базисному напряжению,

Хк – эквивалентное сопротивление проводников (ВЛ и КЛ) между двигателями и точкой КЗ.

Эквивалентное сопротивление проводников до точки КЗ представляет собой эквивалентное сопротивление кабельных линий, питающих двигатели НПС. Найдем расчетное и эквивалентное сопротивление кабельных линий, приведенное к напряжению 115 кВ, согласно формулам 2.9, 2.13:

$$X_{\text{вл}} = 0,08 \cdot 0,4 \frac{115^2}{10,5^2} = 3,84 \quad \text{(Ом)}$$

$$X_{\text{влэ}} = \frac{3,84}{6} = 0,6 \quad \text{(Ом)}$$

$$I_{\text{дв2}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (198,3 + 0,6)} = 0,33 \quad \text{(кА)}$$

Рассчитаем ток подпитки со стороны двигателей в точке К-4 согласно формуле (2.18):

$$I_{\text{дв}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (198,3 + + 0,6 + 3,84)} = 0,32 \quad \text{(кА)}$$

Ток подпитки в точках К-5, К-6 находится аналогично, и стоставляет:

1. Ток подпитки в точке К-5, I подп. = 0,32 кА
2. Ток подпитки в точке К-6, I подп. = 0,049 кВ

Произведем расчет токов короткого замыкания в точке К-1, согласно формулам (2.14-2.18), подпитка от двигателей в данной точке не учитывается.

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{кз}=\frac{115}{(12,5)\cdot\sqrt{3}}=5,28 \quad \textbf{(кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания, на напряжении 115 кВ;

$$i_{уд}=5,28\cdot 1,8\cdot\sqrt{2}=13,3 \quad (кА)$$

Двухфазное короткое замыкание:

$$I_{к}^{(2)}=\frac{\sqrt{3}}{2}\times 5,28=4,57 \quad \textbf{(кА)}$$

Произведем расчет токов короткого замыкания в точке К-2, согласно формулам (2.12-2.14), подпитка от двигателей в данной точке не учитывается.

Ток трехфазного КЗ с учетом подпитки от СД:

$$I_{кз}=\frac{115}{(12,5+8,4)\cdot\sqrt{3}}=3,17 \quad \textbf{(кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд}=3,17\cdot 1,8\cdot\sqrt{2}=8,04 \quad (кА)$$

Двухфазное короткое замыкание:

$$I_{к}^{(2)}=\frac{\sqrt{3}}{2}\times 3,17=2,74 \quad \textbf{(кА)}$$

Произведем расчет токов короткого замыкания в точке К-3 на базисном напряжении 115 кВ, согласно формулам (2.12-2.14), подпитка от двигателей в данной точке учитывается.

Ток трехфазного КЗ с учетом подпитки от СД:

$$I_{кз}=\frac{115}{(12,6+8,4+95,05)\cdot\sqrt{3}}+0,33=0,91 \text{ (кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд}=0,91\cdot 1,8\cdot\sqrt{2}=2,31 \text{ (кА)}$$

Двухфазное короткое замыкание:

$$I_{к}^{(2)}=\frac{\sqrt{3}}{2}\times 0,91=0,79 \text{ (кА)}$$

Произведем расчет токов короткого замыкания в точке К-4 на базисном напряжении 115 кВ, согласно формулам (2.14-2.18), подпитка от двигателей в данной точке учитывается.

Ток трехфазного КЗ с учетом подпитки от СД:

$$I_{кз}=\frac{115}{(12,6+8,4+95,05+3,84)\cdot\sqrt{3}}+0,32=0,88 \text{ (кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд}=0,88\cdot 1,8\cdot\sqrt{2}=2,2 \text{ (кА)}$$

Двухфазное короткое замыкание:

$$I_{к}^{(2)}=\frac{\sqrt{3}}{2}\times 0,88=0,76 \text{ (кА)}$$

Токи в точках К-5…К-8 находятся аналогично, результаты расчета представлены в таблице 2.3.

Приведем значения токов короткого замыкания в точке К-3 к напряжению 10,5 кВ:

$$I^{(3)}_{кз10,5} = 0,91 \times \frac{115}{10,5} = 9,93 \text{ (кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания при напряжении 10,5 кВ:

$$i_{уд} = 9,93 \cdot 1,8 \cdot \sqrt{2} = 25,21 \text{ (кА)}$$

Двухфазное короткое замыкание:

$$I^{(2)}_{к} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 9,93 = 8,59 \text{ (кА)}$$

Токи короткого замыкания в точках К-4, К-5, К-6, К-7, К-8 приведенные к напряжению 10,5 кВ находятся аналогичным образом.

Результаты расчета токов КЗ представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4

Результаты расчета ТКЗ при номинальных напряжениях

Точка КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА	$i_{уд}$, кА	Uном, кВ	Sкз, кВА
К-1	5,28	4,57	13,30	115	1050,5
К-2	3,17	2,74	8,04	115	630,7
К-3	9,93	8,59	25,21	10,5	180,4
К-4	9,66	8,36	24,35	10,5	175,5
К-5	9,66	8,36	24,35	10,5	175,5
К-6	1,11	0,96	2,81	10,5	20,2
К-7	1,37	1,18	3,44	10,5	24,9
К-8	1,37	1,18	3,44	10,5	24,9

2.4. Выбор ячеек КРУ

Для комплектования ЗРУ 10 кВ предусматриваются комплектные ячейки КРУ-10 кВ. В составе ЗРУ 10 кВ на ПС 110/10 кВ «Демьянка-13» имеются ячейки следующего назначения:

1. Отходящих линий (18 шт.);
2. Секционного выключателя (1 шт.);
3. Секционного разъединителя (1 шт.);
4. Трансформатора напряжения (2 шт.);
5. Ввод от силового трансформатора (2 шт.).

Выбираем ячейки производства завода «Электрощит» г. Самара типа КРУ-СЭЩ-70. Комплектное распредустройство КРУ СЭЩ-70 предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока с номинальным значением напряжения 6-20 кВ и тока 630-3150А, частотой 50 Гц и 60 Гц.

Основные конструктивные особенности КРУ СЭЩ-70:

- Верхнее расположение сборных шин.
- Одностороннее обслуживание.
- Выдвижной элемент в средней части шкафа с выкатыванием на инвентарную тележку.
- Фасадные двери, обеспечивающие локализацию аварии.
- Заземляющий разъединитель с пружинной доводкой ножей.
- Единый контур заземления.
- Рама основания не требует специального нулевого цикла.
- Возможность разделки до 12 кабелей в одном шкафу.
- Двухступенчатая дуговая защита.
- Простые шторки, автоматически закрывающиеся при выкатывании выдвижного элемента.
- Возможность установки 2-х, 3-х и 4-х обмоточных трансформаторов тока с пломбированием цепей учёта.
- Любой выключатель по желанию заказчика.
- Удобный релейный шкаф, вмещающий любые схемные решения на микропроцессорах.
- Специальный увеличенный релейный шкаф, позволяющий выполнить любую схему на электромеханике.

- Все необходимые блокировки от неправильных действий персонала.
- Каркас и большинство деталей из оцинкованной стали.

Преимущества КРУ СЭЩ-70:

- Каркасная конструкция ускоряет срок изготовления заказа и позволяет легко изменить схему главных цепей на месте у заказчика – установкой дополнительных элементов (узлов трансформаторов тока, ОПН, трансформатора напряжения, заземляющего разъединителя).
- Удобный доступ к трансформаторам тока (10 кВ).
- Легко доступный трансформатор напряжения на вводе.
- Возможность дистанционного управления выдвижным элементом и заземляющим разъединителем посредством электрического привода.

2.5. Выбор сечений проводов и кабелей для ПС 110/10 кВ «Демьянка-13»

Сечение проводов и кабелей выбирают по техническим и экономическим соображениям. Произведем выбор сечений по расчетным токам. За расчетные токи потребителей примем их номинальные значения. Условие выбора сечения жил кабеля по допустимому нагреву при нормальных условиях прокладки: номинальный ток должен быть меньше либо равен допустимому току .

Условие проверки по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$I_{расч} \le I_{доп} \qquad (2.19)$$

По расчетному току, а также по термической стойкости к токам КЗ произведем выбор кабелей для линии, по которой осуществляется электроснабжение СД. Выберем медные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. Данные по кабелю занесены в таблицу. Проверка по термической стойкости – максимальный ток КЗ не должен превышать допустимые токи односекундного короткого замыкания кабелей.

Номинальный ток электродвигателя рассчитаем по формуле:

$$I_{p.ad} = \frac{P_н}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\phi}, \qquad \textbf{(2.20)}$$

где Рн – номинальная мощность двигателя, кВт,

Uн – номинальное напряжение, кВт,

cos φ – коэффициент мощности двигателя. Согласно выше указанной формул**е** (2.20)

$$I_{p.ad} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,9} = 122 \text{ (А)}$$

Выбранное сечение провода удовлетворяет условиям нагрева, данные приведены в таблице 2.4.

Произведем выбор проводников для ВЛ 110кВ до трансформатора 110/10 кВ. Выбор проводов ВЛ 110 кВ осуществим с учетом дополнительных параметров, таких как экономическая целесообразность и конструктивные особенности проектируемых ВЛ. Провода ВЛ 110 кВ выбираем по экономической плотности тока и проверяем на удовлетворение условию допустимого нагрева.

Расчетный ток ПС 110/10 кВ:

$$Ip = \frac{Pн}{\sqrt{3} \times Uн}, \quad \textbf{(2.21)}$$

где $S_{ном}$ –мощность трансформатора, кВт;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ;

Номинальный ток через трансформатор 110/10кВ:

$$I_{ном} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,42, \text{ (А)}$$

Ток по КЛ 10 кВ, ВЛ 10 кВ и 110 кВ найдем аналогично, подставив в формулу мощность нагрузки на соответствующей КТП 10/0,4 кВ. Результат расчета представлен в таблице 2.4 .

Для параллельно работающих линий, питающих КРУ-10кВ (рис. 2.1) в качестве расчетного тока принят ток послеаварийного режима, когда одна питающая линия вышла из строя. Расчетный ток для этого случая определим по величине расчетной мощности:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \text{ (А)} \qquad \textbf{(2.22)}$$

где $S_{.р}$ – полная расчетная мощность приемников , кВ · А;

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

$$I_P = \frac{15100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 831,1 \text{ (А)}$$

В качестве сборных шин РУ 10 кВ выбраны медные шины прямоугольного сечения размером 30х4 мм . Длительно допустимый ток при одной полосе на фазу составляет $I_{доп}$ = 475 А.

Условие выбора:

$$I_{расч} \le I_{доп}$$

$$323 < 475 \text{ (А)}$$

Для соблюдения условий достаточной механической прочности шины проверены на электродинамическую стойкость к токам КЗ.

Все выбранные кабели и провода удовлетворяют условию допустимого нагрева. Результаты расчетов представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5

Выбор проводов и кабелей

Наименование потребителей	Тр-р силовой 110/10 кВ	СД	КТП 1 10/0,4 кВ СН НПС	РУ 10 кВ	КТП 2 10/0,4 кВ СН НПС	КТП 10/0,4 кВ ОБП
Расчетная мощность, кВт	16000	2000	1510	15100	1340	2400
Проводник	ВЛ 110кВ	КЛ 10 кВ	КЛ 10 кВ	Шинопровод 10кВ	КЛ 10 кВ	ВЛ 10 кВ

Номинальный ток, А	80,42	110,1	83,1	831,2	73,7	132,1
Длительно допустимый ток, А	390	180	180	955	180	390
Сечение жилы кабеля, мм^2	120	3х50	3х50	50х6	3х50	120
Принятая марка кабеля или провода	АС 90/16	ПВВ нг (А)	ПВВнг (А)	медные шины прям.сеч	ПВВнг (А)	АС 90/16

2.6 Выбор высоковольтных выключателей.

Выбор высоковольтных выключателей основан на сравнении расчетных данных с каталожными. Данные по выбору выключателей представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6

Данные о выбранных выключателях

Место установки выключателя	Тип выключателя	Условия выбора	Расчетные данные сети	Каталожные данные выключателя
Q1…Q5	ВГТ-110	$U_с \le U_{ном}$,кВ $I_{расч} \le I_{ном}$,А $I_к \le I_{откл}$,кА $i_{уд} \le i_{дин}$, кА $B_к \le I_\infty^2 t_{п,}$ кА^{2}с	110 80,42 3,17 8,04 11,03	115 3150 50 63 4800
Q6…Q8	ВВУ-СЭЩ-10	$U_с \le U_{ном}$,кВ $I_{расч} \le I_{ном}$,А $I_к \le I_{откл}$,кА $i_{уд} \le i_{дин}$, кА $B_к \le I_\infty^2 t_{п,}$ кА^{2}с	10,5 831,20 9,93 25,21 108,52	10,5 1600 40 102 1200
Q13…16, Q18...Q21	ВВУ-СЭЩ-10	$U_с \le U_{ном}$,кВ $I_{расч} \le I_{ном}$,А $I_к \le I_{откл}$,кА	10,5 110,10 9,93	10,5 1600 40

		$i_{уд} \le i_{дин}$, кА	25,21	102
		$B_к \le I_\infty^2 t_{п,}$ кА^{2}с	108,52	1200
Отходящие линии на КТП 10/0,4 кВ	ВВУ-СЭЩ-10	$U_с \le U_{ном}$,кВ	10,5	10,5
		$I_{расч} \le I_{ном}$,А	132,10	1600
		$I_к \le I_{откл}$,кА	9,93	40
		$i_{уд} \le i_{дин}$, кА	25,21	102
		$B_к \le I_\infty^2 t_{п,}$ кА^{2}с	108,52	1200

Выключатели Q1…Q5

Выбираем высоковольтные элегазовые выключатели наружной установки – ВГТ-110, производства ЗАО Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш .

Выключатели серии ВГТ относятся к электрическим коммутационным аппаратам высокого напряжения, в которых гасящей и изолирующей средой является для исполнения ХЛ1* – смесь газов (элегаз SF6 + тетрафторметан CF4). Элегазовый выключатель ВГТ-110 колонковый. Состоит из трех полюсов (колонн), установленных на общей раме и механически связанных друг с другом. Все три полюса выключателя управляются одним пружинным приводом типа ППрК. В приводе имеется автоматическое управление 2-мя ступенями обогрева шкафа и контроль их исправности. Естественный уровень утечек элегаза – не более 0,5% в год. Выключатели ВГТ-110 базового исполнения с укороченными заводскими опорными металлоконструкциями полностью взаимозаменяемы (по присоединительным и установочным размерам) с маломасляными выключателями серии ВМТ.

В качестве выключателей 10 кВ применим ВВУ-СЭЩ нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 6-10 кВ. При разработке вакуумных выключателей учитывался уровень лучших отечественных и зарубежных аппаратов. Вакуумные коммутационные аппараты – передовая технология в аппаратостроении. В выключателях старого поколения для охлаждения и деионизации дуги, образующейся после разведения контактов, в качестве дугогасительной среды применяют масло, воздух или элегаз. Вакуумные выключатели выгодно отличаются от этих выключателей тем, что такой средой является просто вакуум.

Проверка выключателей на термическую стойкость к токам КЗ заключается в сравнении найденного при расчетных условиях интеграла джоуля с его допустимым для аппарата значением.

-10 производства завода «Электрощит» г. Самара (в составе ячеек ЗРУ 10 кВ). Вакуумные выключатели серии ВВУ-СЭЩ-10 предназначены для коммутации электрических цепей при

Расчет интеграла Джоуля при коротком замыкании (теплового импульса тока) $B_к$ можно выполнить следующим образом:

$$B_к = B_{к.п} + B_{к.а} = I_\infty^2 \cdot t_{откл} + I_\infty^2 \cdot T_а \left(1 - e^{-\frac{2t_{откл}}{T_а}}\right), \quad (2.23)$$

где $B_{к,п}$, $B_{к,а}$ – соответственно периодическая и апериодическая составляющие импульса тока;

I_∞ – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$t_{откл}$ – время от начала короткого замыкания до его отключения:

$$\boldsymbol{t_{откл} = t_з + t_{вык}} \quad \textbf{(2.24)}$$

где $t_з$ – время действия релейной защиты, для МТЗ $t_з$=0,5-1,0 с, примем $t_з$=1 с;

$t_{вык}$ – полное время отключения выключателя;

$T_а$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$T_а = \frac{L}{r} = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot r_\Sigma} \quad (2.25)$$

где x_Σ, r_Σ – суммарные индуктивные и активное сопротивление цепи КЗ.

В сетях, где активное сопротивление не учитывают из-за их несущественного влияния на полное сопротивление цепи КЗ, можно принять $T_а$ = 0,05.

При $\frac{t_{отк}}{T_a} \geq (1-2)$ тепловой импульс тока можно найти по упрощённой формуле:

$$B_к = I_\infty^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (2.26)$$

Отсюда тепловой импульс тока при КЗ для выключателей Q1-Q5,по формуле:

При $t_{вык}$ = 0,06 с

$$Вк = 3{,}17^2 * (1{,}06 + 0{,}05) = 11{,}03 \ (кА^2с)$$

Интеграл Джоуля при коротком замыкании для выключателей Q1-Q5:

$$B = I_\infty^2 \cdot t_n, \quad \textbf{(2.27)}$$

Для выключателей: I_∞=40кА; $t_п$=3с, тогда интеграл Джоуля

$$В = 40^2 \cdot 3 = 4800 \ (кА^2с)$$

то есть $B^к << I_\infty^2 \cdot t_n$

Тепловой импульс тока при КЗ для Выключателей Q7-Q26, выключателей на отходящих линиях от КРУ-10 кВ.

$$\mathbf{t}_{откл} = 1 + 0{,}005 \ (с)$$

Тепловой импульс тока при КЗ для выключателей:

$$Вк = 9{,}93\ 2 * (1{,}005 + 0{,}05) = 108{,}52 \ (кА2с)$$

Для выключателя: I_∞=20кА; $t_п$=3с, тогда интеграл Джоуля

$$I_\infty^2 \times t_п = 1200 \ (кА^2с)$$

то есть $B^к << I_\infty^2 \cdot t_n$

Все выбранные выключатели отвечают необходимым техническим требованиям.

2.7. Выбор разъединителей

В Качестве разъединителей 110 кВ выбираем разъединители РДЗ-110 производства компании ЗАО Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш.

Наружные разъединители РДЗ-110 предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрической сети высокого напряжения, а также заземления отключённых участков при помощи

Разъединители серии РДЗ приводятся в действие приводом ПРГ-2Б УХЛ1.

Разъединители 10 кВ поставляются комплектно с ячейками КРУ-10 кВ.

Технические характеристики разъединителя представлены в таблице 2.7**.**

Таблица 2.7

Технические данные разъединителя РДЗ-110

Наименование параметра	Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	$U_с \le U_{ном}$	110	110
Номинальный ток, А	$I_{расч} \le I_{ном}$	80,42	2000
Ток электродинамической стойкости, кА	$i_{уд} \le i_{дин}$	8,04	100
Ток термической стойкости, кА	$B_к \le I_\infty^2 t_п$	11,03	40

2.8. Выбор ограничителей перенапряжений

На напряжение 110 кВ выбираем ОПН-РК 110 кВ производства компании «Таврида-Электрик».

Ограничители перенапряжений нелинейные серии ОПН-РК предназначены для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений электрооборудования электрических сетей переменного тока промышленной частоты классов напряжения 110 кВ. ОПН-РК изготовлены с применением инновационной технологии обливки жидкой силиконовой резины на базе нестареющих высокоградиентных варисторов EPCOS нового поколения с повышенной пропускной способностью 760 А.

Рекомендуются для использования в качестве основного средства защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений.

ОПН-РК-110/56 разработаны специально для защиты изоляции нейтрали трансформаторов 110 кВ.

Благодаря применению варисторов с нестареющими характеристиками производства компании EPCOS, ОПН-РК не требуют обслуживания и контроля параметров на протяжении всего срока эксплуатации. Внешняя изоляция изготовлена с применением новейшей технологии литья жидкой силиконовой резины (Liquid Silicon Rubber). Это позволяет получить изоляционный корпус за одну операцию, что значительно снижает вероятность технологического брака и потери герметичности в процессе эксплуатации, в отличие от устаревшей, так называемой, «шашлычной» технологии. Такая изоляция обладает высокой гидрофобностью на протяжении всего срока службы и сохраняет ее даже в условиях сильно загрязненной атмосферы и позволяет не проводить чистку и обмывку изоляции аппаратов.

Минимальные массогабаритные показатели, обеспечивают удобство и простоту монтажа ОПН-РК. Конструкция фазного зажима обеспечивает удобство подключения ОПН-РК к сети и минимизацию статических нагрузок на ограничитель от тяжения провода.

2.9. Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока представлен в таблице 2.8

Таблица 2.8

Место установки	Тип ТТ	Условия выбора	Расчетные данные сети	Каталожные данные ТТ
ЗРУ 110кВ	ТФМ-110	$U_с \le U_{ном}$, кВ $I_{расч} \le I_{ном}$, А $i_{уд} \le i_{дин}$, кА $B_к \le I_\infty^2 t_п$, кА^2·с	110 80,422 8,04 9,52	110 100 180 972 100/5
ЗРУ 10кВ Ввод	ТОЛ-10	$U_с \le U_{ном}$, кВ $I_{расч} \le I_{ном}$, А $i_{уд} \le i_{дин}$, кА $B_к \le I_\infty^2 t_п$, кА^2·с	10,5 831,2 25,21 93,72	10 800 150 110,25 800/5
Отходящая линия на СД	ТОЛ-10	$U_с \le U_{ном}$, кВ $I_{расч} \le I_{ном}$, А $i_{уд} \le i_{дин}$, кА $B_к \le I_\infty^2 t_п$, кА^2·с	10,5 110,1 25,21	10 150 150 110,25

			93,72	150/5
Отходящая линия на КТП НПС	ТОЛ-10	$U_с \le U_{ном}$, кВ $I_{расч} \le I_{ном}$, А $i_{уд} \le i_{дин}$, кА $B_к \le I_\infty^2 t_п$, кА^2·с	10,5 73,7 25,21 93,72	10 75 150 110,25 75/5
Отходящая линия на КТП ОБП	ТОЛ-10	$U_с \le U_{ном}$, кВ $I_{расч} \le I_{ном}$, А $i_{уд} \le i_{дин}$, кА $B_к \le I_\infty^2 t_п$, кА^2·с	10,5 132,1 25,2 93,7	10 150 150 110,25 150/5

Выбираем трансформаторы тока ТФМ-110 производства компании ОАО «Электрозавод». Трансформаторы ТФМ-110 предназначены для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с холодным климатом.

На напряжение 10 кВ выбираем трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10 производства завода «электрощит» г. Самара.

Трансформаторы ТОЛ-10 предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления, для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в комплектных устройствах внутренней и наружной установок (КРУ, КРУН и КСО) переменного тока на класс напряжения до 10 кВ частоты 50 или 60 Гц.

Проверим трансформаторы тока, установленный на стороне 110 кВ на электродинамическую стойкость при КЗ:

$$\sqrt{2} \times К_{дин} \times I_{1ном} \geq i_{уд} \qquad (2.28)$$

где $k_{дин}$ – кратность электродинамической устойчивости, приводится в каталогах, $k_{дин} = 61$;

$I_{ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока, $I_{ном} = 100$А:

Проверим трансформаторы тока на термическую стойкость при КЗ.

$$B_к = 3{,}17^2 \cdot 0{,}95 = 9{,}52 \quad (кА^2 \cdot с)$$

Для трансформатора тока 110кВ $I_t = 51$кА, $t = 3с$

$$I_t^2 * t = 51 * 51 * 3 = 972 \quad (кА^2 \cdot с)$$

Проверим трансформаторы тока 10 кВ на термическую стойкость при КЗ.

$$B_к = 9{,}93^2 \cdot 0{,}95 = 93{,}72 \quad (кА^2 \cdot с)$$

Для трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ -10 $I_t = 52$ кА , $t = 1c$

$$I_t^2 * t = 52^2 * 1 = 110{,}25 \quad (кА^2 \cdot с)$$

Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют требованиям.

Трансформаторы тока для отходящих линий проверяются аналогичным образом**.**

2.10. Выбор трансформаторов напряжения

Параметры выбранных трансформаторов напряжения представлены в таблице 2.9

Таблица 2.9

Выбор трансформаторов напряжения

Место установки	Тип ТН	Условия выбора	Расчетные данные сети	Каталожные данные ТТ
ОРУ 110кВ	НКФ-110 кВ	$U_с \le U_{ном}$ Класс точности	110 кВ	110 кВ
РУ 10кВ	НАМИ-10	$U_с \le U_{ном}$ Класс точности	10 кВ	10кВ

Трансформаторы напряжения выбирают по номинальному первичному напряжению, классу точности, схеме соединения обмоток и конструктивному выполнению.

Условия выбора:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети};$$
$$S_{ном} \geq S_2.$$

где S_2 – суммарная мощность, потребляемая катушками приборов и реле.

Выбираем трансформаторы напряжения НКФ-110 производства компании ОАО «Электрозавод».

Трансформаторы состоят из одного, двух или трех блоков. Каждый блок состоит из стержневого магнитопровода с двумя стержнями. Первичная обмотка (ВН) равномерно распределена по всем стержням магнитопроводов. Вторичные обмотки (НН), основные и дополнительная, расположены на нижнем стержне нижнего магнитопровода, имеющего наименьший потенциал по отношению к земле (один конец первичной обмотки заземляется). На остальных стержнях размещены также промежуточные - выравнивающая и связующая обмотки, необходимые для равномерного распределения нагрузки вторичных обмоток по всем стержням. Шихтованные магнитопроводы собраны из пластин электротехнической стали. Обмотки трансформаторов - слоевые, намотанные круглым или прямоугольным обмоточным проводом на бакелитовых цилиндрах. Сначала намотана выравнивающая обмотка, затем первичная обмотка и на нее электростатический экран. Связующие обмотки и вторичные обмотки намотаны поверх электростатического экрана.

Каждый трансформатор оснащен эффективно действующим взрывозащитным устройством (мембраной), исключающим взрыв трансформатора даже при коротком внутреннем замыкании

Выбираем также трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения для установки в РУ-10 кВ типа НАМИ-10 производства компании «Электрощит» г. Самара.

Он предназначен для установки электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной нейтралью с целью передачи сигнала

измерительной информации приборам измерения, устройств автоматики, защиты, сигнализации и управления.

2.11. Выбор предохранителей

Для установки в ЗРУ 10 кВ выбираем предохранители ПКТ-10 кВ производства компании «КАЭЗ» - Курский электроаппаратный завод.

Предназначены для включения и выключения нагрузки, защиты от коротких замыканий и перегрузок трехфазных электрических цепей напряжением от 6 до 35 кВ переменного тока частоты 50/60 Гц при токах до 315 А включительно. Высоковольтные токоограничивающие предохранители серии ПКТ и токоограничивающие патроны серии ПТ на номинальное напряжение от 6 до 35 кВ и номинальные токи до 315 А, российского производства, обладают высокой отключающей способностью. В электрических сетях предохранители ПКТ в комбинации с выключателями нагрузки способны заменять дорогостоящие силовые выключатели.

Преимущества КЭАЗ

- быстродействие;
- способность отключать большие токи короткого замыкания с существенным ограничением их максимального значения;
- корпус патрона изготовлен из высококачественного термоустойчивого фарфора, покрытого влагонепроницаемой глазурью и обеспечивает высокие показатели отключающей способности;
- колпаки изготовлены из электротехнической меди с гальваническим покрытием (оловянирование) и обеспечивают
- высокие показатели токопроводности;
- современная технология засыпки предохранителей наполнителем (кварцевый песок строго определенной грануляции и химического состава) обеспечивает эффективное гашение электрической дуги внутри предохранителя при его срабатывании;

- держатель патрона имеет оригинальную, устойчивую к механическим воздействиям конструкцию, токоведущие части изготовлены из меди с покрытием олово-никель;

- патроны ПТ могут выпускаться с указателем срабатывания и ударным устройством.

2.12. Проверка ВЛ 110 кВ по потерям напряжения

Потери напряжения в линии или на отдельном участке определяют по формулам:

$$\Delta U = \frac{P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i}{U_{ном}} \quad (2.29)$$

$$R_i = r_{уд} \cdot L \quad (2.30)$$

$$X_i = x_{уд} \cdot L \quad (2.31)$$

где L – длина линии, км;

$r_{уд}$, $x_{уд}$ –активное и реактивное удельные сопротивления линии, Ом/км, $r_{уд}$=0,244 Ом/км, $x_{уд}$=0,4 Ом/км;

Pi, Qi – расчетные активные, реактивные мощности участков;

Ri, Xi – расчетные активные, реактивные сопротивления участков;

Для определения того, сколько процентов составляют потери напряжения, воспользуемся формулой:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\% \quad (2.32)$$

Произведем расчет потерь напряжения в линии на ПС 110/10 кВ :

Согласно формулам 2.30, 2.31:

$$R_i = 0,244 \cdot 21 = 5,12 \text{ (Ом)}$$

$$X_i = 0,4 \cdot 21 = 8,4 \text{ (Ом)}$$

Согласно формулам 2.30, 2.31:

$$\Delta U = \frac{14280 \cdot 8{,}4 + (-2000) \cdot 5{,}12}{115} = 945{,}01 \text{ (В)}$$

$$\Delta U = 0{,}945 \text{ (кВ)}$$

Согласно формуле 2.22 определим, сколько процентов составляют потери напряжения:

$$\Delta U_{\%} = \frac{0{,}945}{115} \cdot 100\,\% = 0{,}8 \text{ (\%)}$$

Потери напряжения ВЛ 10 кВ, КЛ 10 кВ рассчитываются аналогично, данные расчета представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10

Результат расчета потерь напряжения ВЛ и КЛ

Проводник	Ррас., кВт	Qрас., квар	L, км	ΔU, кВ	ΔU, %
ВЛ 110 кВ на ПС 110/10	14280	-2000	21	0,945	0,8
ВЛ 10 кВ на ОБП	2400	470	24	1,04	9,9
КЛ 10 кВ на КТП СН НПС 1	1510	470	0,4	0,063	0,6
КЛ 10 кВ на КТП СН НПС 1	1340	470	0,4	0,06	0,6

Делаем вывод о том, что потери напряжения являются незначительными.

3. ВЫБОР И РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

3.1 Описание применяемых устройств релейной защиты

В данной бакалаврской работе производится проектирование подстанции 110/10 кВ. Для обеспечения нормальной безопасной и надежной работы системы электроснабжения подстанция оснащается устройствами микропроцессорной релейной защиты.

Сегодня на смену традиционным релейным защитам на электромеханической элементной базе всё активнее приходят современные цифровые устройства, сочетающие в себе функции защиты, автоматики, управления и сигнализации. Использование цифровых терминалов дает возможность повысить чувствительность защит и значительно уменьшить время их срабатывания, что в совокупности с высокой надежностью позволяет существенно снизить величину ущерба от перерывов в электроснабжении.

Следует отметить, что возможность подключения микропроцессорных устройств управления, автоматики и защиты оборудования к системе АСУ ТП позволяет дистанционно осуществлять контроль над режимом работы оборудования, а также производить операции с коммутационными аппаратами (выключателями) без необходимости наличия на подстанции постоянного обслуживающего персонала.

Несмотря на многочисленные преимущества, у МП-защит есть и некоторые недостатки. Один из существенных недостатков данного типа защит – достаточно узкий диапазон рабочих температур. Поэтому в помещениях, где расположены щиты управления оборудованием (в данном случае укомплектованных микропроцессорными устройствами РЗА) необходимо обеспечить оптимальные климатические условия. В зимний период – это достаточный обогрев помещения, а в период высоких температур – наличие кондиционеров.

В противном случае, при нарушении установленного диапазона рабочих температур, МП-устройства могут работать некорректно, что может повлечь за собой возникновение аварийных ситуаций.

Из этого следует, что при планировании применения микропроцессорных устройств релейной защиты, обязательным условием является обеспечение оптимальных климатических условий в помещении, где планируется их установка.

3.2. Требуемая защита на ПС 110/10 кВ

На проектируемой подстанции 110/10 кВ требуется реализовать несколько различных типов защит применительно к различным объектам системы электроснабжения.

Виды защит, реализованные в данном дипломном проекте:

1. Защита силового трансформатора;
2. Защита отходящих кабельных и воздушных линий;
3. Защита синхронных электродвигателей.

В качестве устройств микропроцессорной релейной защиты выбираем терминалы «Сириус» производства компании «Радиус Автоматика» г. Зеленоград.

Согласно ПУЭ для силовых трансформаторов быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих повреждений и ненормальных режимов:

- от многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- от однофазных замыканий в обмотках и на выводах в сети с глухозаземлённой нейтралью;
- от витковых замыканий в обмотках;
- от внешних КЗ;
- от перегрузок;
- от однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью, если отключение необходимо по требованиям безопасности (шахты, торфоразработки и т. п.).

Защита силового трансформатора 35/6 кВ осуществляется с помощью терминала «Сириус-Т» Он выполняет следующие функции:

- Двухступенчатая продольная дифференциальная токовая защита (ДЗ);
- Прием сигналов от газовых защит (ГЗ)
- УРОВ;
- Прием внешних сигналов на отключение выключателя от УРОВ, противоаварийной автоматики;
- Прием сигнала от газового реле и обеспечение соответствующей газовой защиты.
- Трехступенчатая направленная максимальная токовая защита (МТЗ);

Также в РУ-10 кВ устанавливается шкаф регулирования напряжения силового трансформатора с микропроцессорным устройством «Сириус-РН», который выполняет следующие функции:

- Автоматическое поддержание напряжения в заданном диапазоне с коррекцией уровня напряжения по току нагрузки;

- Прием внешних блокировок регулирования при перегрузке по току, при пониженном измеряемом напряжении или повышенном, при неисправности ТН 10 кВ и электропривода РПН.

Для защиты отходящих линий применяются терминалы « Сириус-2Л», которые выполняют следующие функции:

- Токовая отсечка;
- МТЗ;

Для двигателя применяются следующие виды защит:

- от многофазных замыканий в обмотке статора и на её выводах -токовая отсечка;
- от перегрузки – МТЗ;
- от однофазных замыканий на землю – токовая защита нулевой последовательности;
- защита от снижения напряжения;
- защита от асинхронного режима;

Для защиты синхронных электродвигателей применяются терминалы «Сириус-Д», которые выполняют следующие функции:

– Трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем двух или трех фазных токов;
– защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ);
– защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по сумме высших гармоник;
– защита от однофазных замыканий на землю по току основной частоты **(**может быть выполнена направленной);
– защита синхронных двигателей от асинхронного хода в ступени МТЗ;
– минимальная токовая защита;
– защита минимального напряжения (ЗМН);
– Защита от перегрева электродвигателя;
– защита от затянутого пуска;
– защита от блокировки ротора;

3.3. Защита линий 10 кВ

Сети напряжением 10 кВ выполняются с изолированной нейтралью. Для таких линий предусматривается защита от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защита от многофазных замыканий включает в себя две ступени:

- Токовая отсечка (ТО);
- Максимальная токовая защита (МТЗ).

Для линий 10 кВ применим ТО, МТЗ и защиту от замыканий на землю, расчет МТЗ осуществляется следующим образом:

Ток срабатывания защиты равен:

$$I_{с.з.} = \frac{K_Н \cdot K_З}{K_В} \cdot I_{раб.макс}, \quad (3.1)$$

где $K_Н$ – коэффициент надежности;

$K_З$ – коэффициент самозапуска электродвигателей;

$K_В$ – коэффициент возврата реле, для цифровых реле $K_В$=0,95;

$I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии.

Ток срабатывания реле равен:

$$I_{с.р.} = \frac{K_{СХ}}{n_{ТА}} \cdot I_{с.з.}, \quad (3.2)$$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы;

$n_{ТА}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Коэффициент чувствительности для МТЗ:

$$K_{Ч.} = \frac{I_{к.мин}}{I_{с.з.}} \geq 1{,}5 \quad (3.3)$$

где $I_{к.мин}$ – ток двухфазного КЗ в конце зоны защиты в минимальном режиме работы энергосистемы.

В нашем случае минимальный режим работы – режим работы энергосистемы при отключенных секционных выключателях, когда силовые трансформаторы работают на отдельные секции шин.

Токовая отсечка не должна работать при КЗ на смежном участке. Поэтому ток срабатывания отсечки отстраивается от максимального тока КЗ в начале смежного участка или, что тоже самое, в конце защищаемой линии:

$$I_{с.з.} = K_{отс.} \cdot I_{к.макс} \quad (3.4)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

Ток срабатывания реле определится по формуле (7.7.1.2).

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч.} = \frac{I_{к.мин}}{I_{с.з.}} \geq 2 \quad (3.5)$$

Произведем расчет ТО и МТЗ, отстраиваемых на отходящей ячейки данной линии:

Ток срабатывания ТО, согласно формуле 3.4:

$$I_{с.з.} = 1{,}1 \cdot 1113 = 1224 \text{ (А)}$$

Значение уставки ТО, согласно формуле 3.2

$$I_{с.р.} = \frac{1}{30} \cdot 1113 = 40{,}82 \text{ (А)}$$

Коэффициент чувствительности для ТО, согласно выражению 3.5:

$$K_{ч.}=\frac{8591}{1224}>2$$

ТО удовлетворяет условиям чувствительности и является основной защитой данной линии.

Ток срабатывания МТЗ, согласно формуле 3.1:

$$I_{с.з.}=\frac{1,1\cdot 1,1}{0.95}\cdot 132,1=181,6 \text{ (А)}$$

Значение уставки МТЗ, согласно формуле 3.2:

$$I_{с.р.}=\frac{1}{30}\cdot 181,6=8 \text{ (А)}$$

Коэффициент чувствительности для МТЗ, согласно выражению 3.3:

$$K_{ч.}=\frac{1175}{87,17}>1,5$$

МТЗ удовлетворяет условиям чувствительности и будет являться резервной защитой данной линии.

При расчете кабельных линий на КТП НПС 1,2 становится ясно, что из за малой длины линий не обеспечивается чувствительность защиты.

Поэтому было принято решение реализовать защиту блоков : КЛ-Трансформатор 10/0,4 кВ, что во первых позволяет защитить трансформатор КТП 10/0,4, имеющий в качестве защиты только плавкий предохранитель и обеспечить надежную защиту короткой кабельной линии 10 кВ.

Для реализации данного вида защиты также производится расчет уставок ТО и МТЗ по приведенным выше формулам, токовая отсечка отстраивается от максимального тока КЗ за трансформатором 10/0,4 кВ.

Результат расчета и параметры уставок защит линий представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Результаты расчета и выбора уставок релейной защиты

Тип защиты	Условие отстройки	Ток сраб.защиты, А	То сраб. реле, А	Значение уставки	Удовлетворение условию чувств.
ВЛ 10 кВ на КТП 10/0,4 кВ ОБП					
Токовая отсечка	Iотс.= 1113	1224	40,83	40	да
МТЗ	Iном= 132,1А	181,64	6,05	6	да
ВЛ 10 кВ на КТП 1 НПС СН 10/0,4 кВ					
Токовая отсечка	Iотс.= 1181	1299	51,97	51	да
МТЗ	Iном= 73,7А	101,34	4,05	4	да
ВЛ 10 кВ на КТП 2 НПС СН 10/0,4 кВ					
Токовая отсечка	Iотс.= 1181	1299	51,97	51	да
МТЗ	Iном= 73,7А	101,34	4,05	4	да

3.4. Защита силовых трансформаторов

3.4.1 Расчет продольной дифференциальной защиты трансформатора

Ток срабатывания дифференциальной защиты рассчитывают по двум условиям:

а) отстройки от броска тока намагничивания при включении силового трансформатора

$$I_{с.з.} = Кб \cdot I_{ном}; \quad \textbf{(3.6)}$$

где Кб – коэффициент отстройки защиты от броска тока намагничивания, Кб=3 [16];

Iн - номинальный ток силового трансформатора.

$$I_{с.з.} = 3 \cdot 80,42 = 241,26 \text{ (кА)}$$

б) отстройки от тока небаланса при внешних КЗ

$$I_{с.з.} = Кн \cdot I_{нб.расч}; \quad \textbf{(3.7)}$$

где Iнб.расч – ток небаланса, протекающий в защите при сквозном КЗ, приведенный к главным цепям.

где Кн – коэффициент надежности защиты, Кн=1,1;

Первичное значение тока небаланса, А:

$$I_{нб.} = I'_{нб} + I''_{нб} \quad \textbf{(3.8)}$$

где $I_{нб}'$ - составляющая тока небаланса, обусловленная разностью намагничивающих токов в плечах защиты

$I_{нб}''$ - составляющая тока небаланса, обусловленная регулировкой коэффициента трансформации защищаемого трансформатора с РПН.

Определим значение $I_{нб}'$:

$$I'_{нб} = K_{одн} \cdot K_{апер} \cdot \varepsilon \cdot I^{(3)}_{кз} \quad \textbf{(3.9)}$$

где $K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, при защите силовых трансформаторов $K_{одн} = 1$;

ε – относительное значение тока намагничивания, принимается ε = 0.1;

$K_{апер}$ – коэффициент апериодичности, $K_{апер} = 0,1$;

$I^{(3)}_{кз}$ – ток максимального короткого замыкания при внешнем КЗ, приведенный к напряжению 110 кВ (НН трансформатора).

$$I'_{нб} = 1 \cdot 0,1 \cdot 0,1 \cdot 9930 \cdot \frac{10,5}{115} = 9,06 \quad \textbf{(А)}$$

Определим значение $I_{нб}''$:

$$I''_{нб} = \Delta U_{РПН} \cdot I^{(3)}_{кз} \quad \textbf{(3.10)}$$

где $\Delta U_{рпн}$ – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора, принимается 0,16.

$$I''_{нб} = 0,16 \cdot 9930 \cdot \frac{10,5}{115} = 145,06$$

(А)

Определим расчетный ток небаланса:

$$I_{нб.} = 145,06 + 9,06 = 154,12 \text{ (А)}$$

Ток срабатывания защиты при отстройке от тока небаланса:

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 154,12 = 169,59 \text{ (А)}$$

Делаем вывод, что ток срабатывания защиты при отстройке от броска тока намагничивания является наибольшим, следовательно, расчет будем рассматривать относительно него.

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср.р.} = \frac{K_{сх}}{n_{та}} \cdot I_{с.з.} \quad \textbf{(3.11)}$$

где Ксх– коэффициент схемы соединения обмоток трансформаторов тока, Ксх=1,73;

$n_{ТА}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока 100/5;

$$I_{ср.р.} = \frac{1,73}{20} \cdot 241,26 = 20,86 \text{ (А)}$$

Для дифференциальной защиты, полученный ток срабатывания реле является током уставки.

Чувствительность дифференциальной защиты определяется при КЗ в пределах защищаемой зоны, когда токи КЗ имеют минимально возможные значения. Коэффициент чувствительности:

$$Кч = \frac{Iк^{(2)}_{кз}.}{Iс.р} \geq 2; \quad \textbf{(3.12)}$$

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 3}{0,95} \cdot (0,461 + 0,27) = 2,77$$

Делаем вывод о том, что дифференциальная защита удовлетворяет условию чувствительности.

3.4.2. Расчет МТЗ для защиты трансформатора

Ток срабатывания защиты выбирается по условию отстройки от наибольшего рабочего тока

$$I_{с.з.}=\frac{K_н}{K_в}\cdot I_{раб.макс;} \quad \textbf{(3.13)}$$

где $K_н$ – коэффициент надежности, примем $K_н$=1,1;

$K_в$ – коэффициент возврата реле, $K_в$=0,96;

$I_{раб.макс.}$ – максимальный рабочий ток трансформатора,

$$I_{раб.макс.}=I_{раб}= \textbf{80,42 (А)}$$

$$I_{с.з.}=\frac{1,1}{0.96}\cdot 80,42= \textbf{92,14 (А);}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.}=\frac{K_{сх}}{n_{та}}\cdot I_{с.з.} \textbf{;} \quad \textbf{(3.14)}$$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы, для нашей схемы соединения обмоток трансформаторов тока $K_{сх}=\sqrt{3}$;

$n_{та}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока,

$n_{та}$=150/5=30.

Отсюда:

$$I_{с.р.}=\frac{\sqrt{3}}{20}\cdot ¿¿ 92,14 = 4,6 \text{ (А)}$$

Коэффициент чувствительности для МТЗ:

$$Кч=\frac{I_{кз}^{(2)}}{Iс.з.}\geq 1,5; \quad \textbf{(3.15)}$$

$$Кч=\frac{2740}{92,14}\geq 1,5;$$

3.5. Газовая защита трансформатора

Применяется от внутренних повреждений в трансформаторах, которые сопровождаются разложением масла и образованием газов. К таким повреждениям относятся витковые замыкания и замыкания обмоток на корпус. Они могут сопровождаться повышенным нагревом деталей или электрической дугой.

При незначительных повреждениях объем выделяющихся газов и скорость их выделения невелики, опасные повреждения сопровождаются бурным газовыделением и движением масла по направлению к расширителю. Эти признаки и используются при построении схемы защиты. Первая ступень газовой защиты действует на сигнал, вторая ступень – на отключение трансформатора без выдержки времени. В качестве чувствительного элемента защиты используется газовое реле, которое реагирует на появление газа и движение масла. Газовое реле устанавливается на трубопроводе, соединяющем бак трансформатора с расширителем так, чтобы через него проходили газы и поток масла.

Газовая защита является весьма чувствительной. В соответствии с ПУЭ установка газовой защиты обязательна для трансформаторов мощностью 6,3МВ А и более.

3.6. Защита синхронного двигателя

Для синхронного двигателя мощностью 2,0 МВт предусматриваются следующие виды защит [8,2,3]:

- от многофазных замыканий в обмотке статора и на её выводах -токовая отсечка; Чувствительность защит от междуфазных замыканий должна проверяться при КЗ на вводах питания электродвигателя (в коробке подключения машины).
- от перегрузки – МТЗ;
- от однофазных замыканий на землю – токовая защита нулевой последовательности;
- защита от снижения напряжения;
- защита от асинхронного режима

3.6.1 Защита от многофазных замыканий на обмотке статора СД и ее выводах

Для реализации данного вида защиты применятся максимальная токовая отсечка.

Ток срабатывания отсечки определится:

$$K_ч = \frac{9}{2,77} = 3,24 \geq 1,5 \quad (3.16)$$

где $K_н$ – коэффициент надежности, $K_н$=1.1;

$K_в$ – коэффициент возврата $K_в$=0.95.

$I_{пуск}$ – пусковой ток.

$$I_{пуск} = K_п \cdot I_{ном}, \quad (3.17)$$

где $K_п$ – кратность пускового тока, $K_п$=5,3;

$I_{ном}$ – номинальный ток двигателя.

$$I_{пуск} = 5,3 \cdot 110 = 583 \text{ (А)}$$

$$I_{с.о} = \frac{1.1}{0.95} \cdot 583 = 675,05 \text{ (А)}$$

Ток срабатывания реле определится:

$$I_{ср.р} = \frac{K_{сх}}{n_{TA}} I_{с.о}, \quad (3.18)$$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы, для данной схемы включения $K_{сх}$=1;

n_{TA} – коэффициент трансформации трансформаторов тока 150/5.

$$I_{ср.р} = \frac{1}{30} 675,05 = 22,5 \text{ (А)}$$

Оценим чувствительность защиты. Для синхронных двигателей коэффициент чувствительности токовой отсечки должен быть не менее 2.

$$K_ч = \frac{I_к^{(2)}}{I_{с.з}} \geq 2 \qquad (3.19)$$

$$K_ч = \frac{8590}{675,07} = 12,7$$

Таким образом, делаем вывод что токовая отсечка удовлетворяет условиям чувствительности. Защита от многофазных замыканий на обмотке статора и ее выводах обеспечивается.

3.6.2 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки устанавливается в случаях, когда возможны перегрузки по технологическим причинам. Защита выполняется с действием на сигнал, если есть возможность ликвидации перегрузки дежурным персоналом, на автоматическую разгрузку и отключение. В качестве защиты от перегрузки применяется МТЗ с выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{K_н}{K_в} I_{ном}, \qquad (3.20)$$

где Кн – коэффициент надежности, Кн=1.1;

Кв – коэффициент возврата, Кв=0.95;

$I_{ном}$ – номинальный ток двигателя.

$$I_{с.з.} = \frac{1.1}{0,95} \cdot 110 = 114,95 \text{ (А)}$$

Ток срабатывания реле определится:

$$I_{ср.р} = \frac{K_н}{K_в \cdot n_{ТА}} Ic, \quad (3.21)$$

где Кн – коэффициент надежности, Кн=1.1;

Кв – коэффициент возврата, Кв=0.95;

$n_{ТА}$ – коффициент трансформации трансформаторов тока 150/5;

$I_с$ –ток срабатывания защиты.

$$I_{ср.р} = \frac{1.1}{0.95 \cdot 30} \cdot 114 = 4,43 \text{ (А)}$$

3.6.3. Расчет защиты от однофазных замыканий на землю

Защита электродвигателей мощностью более 2 МВт с действием на отключение должна предусматриваться при токах ОЗЗ 5 А и более. В данной бакалаврской работе рассматривается двигатель мощностью 2 МВА, следовательно, защита должна предусматриваться.

Для повышения чувствительности защита от ОЗЗ в сетях с изолированной нейтралью защита выполняется с выдержкой времени 0,1 с. Защита действует на отключение электродвигателя.

Защита от замыканий на землю в терминалах БМРЗ выполняет функцию защиты от однофазных замыканий на землю;

При реализации защиты от ОЗЗ в сетях с изолированной нейтралью настройка защиты выполняется отстройкой её тока срабатывания от собственного емкостного тока защищаемого присоединения.

При ОЗЗ весь суммарный емкостной ток двух неповрежденных фаз этой сети будет протекать в точку ОЗЗ, то есть через все присоединения сети, где нет ОЗЗ, будет протекать свой собственный емкостной ток в направлении места ОЗЗ, от значений которых и выполняется отстройка защит этих присоединений.

Ток срабатывания защиты электродвигателя от ОЗЗ определяется из формулы:

$$I_{с.з} = \frac{K_н \cdot K_{бр}}{K_в} \cdot \left(I_{емк.дв} + I_{емк.л} \right) \quad \textbf{(3.22)}$$

где Кв– коэффициент возврата = 0,95 для терминалов БМРЗ,

Кн – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

Iемк.дв – емкостной ток защищаемого электродвигателя,

Iемк.л – емкостной ток кабельной линии, соединяющий электродвигатель с ячейкой,

Кбр – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ, при времени срабатывания защиты от ОЗЗ 0,1 с, Кбр=3.

Расчет собственного емкостного тока электродвигателя выполняется по выражению:

$$I_{емк.дв} = 2\pi \cdot f_{ном} \cdot \sqrt{3} \cdot c_{дв} \cdot U_{ном.дв.} \quad (3.23)$$

где – Сдв - электрическая емкость фазы статора двигателя, Ф;

Uном.дв – номинальное напряжение двигателя, В;

fном– номинальное значение частоты питающей сети, Гц.

Емкость фазы статора принимается по данным завода–изготовителя, Сдв=0,085 мкФ.

Значение собственного емкостного тока линии рассчитывается по формуле:

$$I_{емк.л} = I_{уд.емк} \cdot l \cdot m \quad \textbf{(3.24)}$$

Значение удельного емкостного тока кабельной линии Iуд.емк (тип кабеля 3х50 (ПВВнг(А)-ХЛ 10 кВ) согласно данным завода изготовителя равно 0,68 А/км, m – число кабелей в линии, l- длина кабельной линии- составляет 0,5 км.

Рассчитаем по формуле 3.23 собственный емкостной ток двигателя:

$$I_{емк.дв} = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,085 \cdot 10^{-6} \cdot 10000 = 0,461 \quad \textbf{(А)}$$

Рассчитаем по формуле 3.24 собственный емкостной ток линии**:**

$$I_{емк.л} = 0,68 \cdot 0,4 \cdot 1 = 0,272 \quad \textbf{(А)}$$

Ток срабатывания защиты электродвигателя

(А)

$$I_{с.з}=\frac{1,2\cdot 3}{0,95}\cdot(0,461+0,27)=2,77$$

Согласно исходным данным, общий емкостной ток сети при ОЗЗ (ΣIОЗЗ) составляет 9 А.

Проверим защиту на чувствительность:

$$K_{ч}=\frac{\sum I_{озз}}{I_{сз}}\geq 1,5$$

$$K_{ч}=\frac{9}{2,77}=3,24\geq 1,5$$

Защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

3.7. Выбор источника оперативного тока

Для питания цепей управления, автоматики, сигнализации и защиты применяется оперативный ток. Существует три основных вида оперативного тока: переменный, постоянный и выпрямленный. Источниками переменного оперативного тока являются измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН).

На проектируемой подстанции применяется постоянный оперативный ток, в качестве источника постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи.

Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и в аварийном. Постоянный оперативный ток применяется обычно на электростанциях, тяговых подстанциях, крупных трансформаторных подстанциях с первичным напряжением 110 кВ и выше.

Сеть постоянного тока секционируется на отдельные участки - шинки, имеющие собственные источники оперативного тока. Такие меры предприняты для

увеличения надежности питания ответственных участков цепи. Секции шинок разделены между собой рубильниками для подачи питания при повреждении одной или нескольких питающих линий. На всех отходящих питающих линиях установлены автоматические выключатели либо предохранители, для защиты от коротких замыканий.

На шинках батареи устанавливается устройство контроля изоляции которое работает на сигнал. Используется для избежания нарушения целостности изоляции, что в свою очередь может привести к образованию обходных путей для тока в цепях управления коммутационным оборудованием и ложным его срабатываниям.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе выполнен проект повышающей подстанции 35/10 кВ для электроснабжения площадки НПС.

В работе представлены необходимые расчеты и пояснения, содержащие следующую информацию:

1. Изучение характеристик потребителей электроэнергии и выполнение расчета нагрузок на подстанцию 110/10 кВ. Выполнен расчет нагрузки от синхронных электродвигателей – приводов основных насосов НПС и расчет суммарной нагрузки на подстанцию.
2. Расчет номинальных токов, протекающих по проводникам, которые питают оборудование подстанции, выбор сечений и типов проводников.
3. Расчет токов короткого замыкания в именованных единицах, нужный для выбора оборудования и расчета параметров РЗА.
4. Выбор электрооборудования (ТТ и ТН, выключатели, разъединители, ОПН, предохранители) на основании сравнения данных системы с каталожными данными.
5. Выбор и расчет параметров релейной защиты: дифференциальной защиты силового трансформатора 110/10 кВ, синхронных электродвигателей.

В тексте бакалаврской работы приводятся все необходимые расчеты и четкое обоснование принятых решений. Все выбранное оборудование удовлетворяет необходимым условиям. Микропроцессорные устройства РЗА «Сириус-Т», «Сириус-Д», «Сириус-2Л» производства компании» Радиус-Автоматика» являются оптимальными по стоимости и характеристикам, выбранные параметры позволяют осуществить защиту электрооборудования в необходимом объеме.

Таким образом, тема проекта является актуальной и раскрыта в полной мере.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дьяков А.ФМикропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем. - М: МЭИ, 2008 – 512с.
2. Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-Т». Руководство по эксплуатации.– М.:ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010 – 98с.
3. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. РД 153-34.0-20.527-98 – Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – Москва, Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России»,2008-131с.
4. Дъяков А.Ф Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем. – М.: МЭИ, 2008 – 512с.
5. РД 39-0147323-803-89-Р "Указания по расчету и регулированию электрических нагрузок и потребления предприятий нефтяной промышленности", Миннефтепром, Гипротюменнефтегаз.
6. Справочник нефтяника [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: http://wwwoil.ru/
7. Электроснабжение промышленных предприятий/ под ред. Б.И. Кудрина. - М.: Интермент Инжиниринг, 2007 -672с.
8. Важенина Л.В., Петрова О.А. Методические указания по организационно-экономической части дипломных проектов студентов специальности 140211.65 «Электроснабжение» очного и заочного обучения.- ТюмГНГУ, 2011.-20 с.
9. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы. Земли. Общие требования рекультивации земель.
10. ГОСТ 17.5.1.02-85. Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации.