

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения понизительной насосной
№2 СП «Благовещенская ТЭЦ»

Исполнитель

студент группы 742-узб

подпись, дата

П.В. Малышев

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Малышева Павла Викторовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения понизительной насосной №2 СП «Благовещенская ТЭЦ»

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема ПНС-2, технические данные электрического оборудования, однолинейная схема электрической сети 10 кВ. Материалы преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Расчет электрических нагрузок, выбор оборудования, расчет токов короткого замыкания, безопасность жизнедеятельности, расчет экономических показателей

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 5 рисунков, 13 таблиц, 20 источников, 2 приложения

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Руководитель профессор, канд. техн. наук Ю.В. Мясоедов, консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. наук А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 07.04.2021

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

Задание принял к исполнению (дата): 07.04.2021
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 92стр., 5 рисунков,13 таблиц,83 формулы,20 источников, 2 приложения.

НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ, ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЬ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ЧАТОТЫ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМИАТОР, ВАКУУМНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, СИЛОВАЯ ЯЧЕЙКА, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПЕРЕГРУЗКА, МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ.

В данной работе была достигнута цель по разработке оптимального варианта реконструкции системы электроснабжения понизительной насосной станции №2 принадлежащей СП «Благовещенская ТЭЦ». Сформулированы основные недостатки существующей схемы электроснабжения и на их основе проведен расчет и выбор схемы нового распределительного устройства высокого и низкого напряжения ПНС-2, выбрано необходимое для реконструкции оборудования включая преобразователи частоты, выключатели номинальным напряжением 10, 0,4 кВ, выбрана марка и сечение проводника для питания ПНС-2, рассмотрены основные требования в области охраны труда и техники безопасности при строительно-монтажных работах и последующей эксплуатации электротехнического оборудования. Так же проведены необходимые экономические расчеты.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель

АВР - автоматический ввод резерва

АСУ - автоматизированная система управления

БМРЗ – блок микропроцессорной релейной защиты

БФПО – базовое функциональное программное обеспечение

ВВ – вакуумный выключатель

ВН – высокое напряжение

ИБП – источник бесперебойного питания

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

МТЗ – максимальная токовая защита

НН - низкое напряжения

ПМК - программный модуль конфигурации

ПНС – понизительная насосная станция

ПЧ – преобразователь частоты

СП – совместное предприятие

ТН – трансформатор напряжения

ТСН трансформатор собственных нужд

ТО – токовая отсечка

ТТ – трансформатор тока

ТЭЦ – теплоэлектростанция

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Климатические условия.....	9
2 Описание существующей схемы электроснабжения ПНС-2.....	10
2.1 Характеристика источников питания.....	12
3 Описание технологического процесса работы понизительной насосной станции.....	15
3.1 Технологический процесс работы ПНС-2.....	15
3.2 Высоковольтные преобразователи частоты.....	15
4 Разработка схемы электроснабжения.....	18
5 Расчет электрических нагрузок.....	20
5.1 Расчет нагрузки 6кВ.....	20
5.2 Расчет нагрузки 0,4 кВ.....	24
5.3 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	28
5.4 Определение расчетных нагрузок на стороне 6 кВ ПНС-2	30
5.5 Выбор компенсирующих устройств.....	31
6 Выбор типа и сечения кабельных линий.....	34
7 Выбор типа и сечения воздушных линий.....	37
8 Расчет токов короткого замыкания.....	38
9 Проверка питающих линий по термической стойкости.....	44
9.1 Проверка питающих кабельных линий по термической стойкости....	44
9.2 Проверка питающих воздушных линий по термической стойкости..	44
10 Проверка питающих линий по дополнительной потере напряжения.....	46
11 Выбор оборудования РУПНС-2.....	48
11.1 Выбор и проверка выключателей 6 кВ.....	48
11.2 Выбор многофункционального прибора учета электрической энергии	49
11.3 Выбор трансформаторов напряжения 6 кВ.....	50
11.4 Выбор трансформаторов тока 6 кВ.....	51

11.5 Выбор изоляторов 6кВ.....	53
12 Автоматика ввода резерва.....	54
13 АИИСКУЭ.....	57
14 Телемеханика.....	59
15 АСУЭТО.....	63
16 БМРЗ.....	67
17 Организационно-экономическая часть.....	73
17.1 Расчет капиталовложений.....	73
17.2 Расчет экономических издержек.....	75
17.3 Расчет амортизационных затрат.....	75
17.4 Расчет суммарных издержек.....	75
18 Безопасность и экологичность.....	77
18.1 Безопасность.....	77
18.2 Экологичность.....	81
18.3 Чрезвычайные ситуации.....	88
Заключение.....	90
Библиографический список.....	91
Приложение А. Потребители 0,4 кВ.....	93
Приложение Б. Выбор кабельных линий 10 кВ.....	94

ВВЕДЕНИЕ

Данная выпускная квалификационная работа рассматривает вариант реконструкции системы электроснабжения понизительной насосной станции №2 СП«Благовещенская ТЭЦ» в Амурской области, в связи с повышением требований надежности а так же из-за возросшей нагрузки на данный промышленный объект.

Целью данной работы является разработка современной системы электроснабжения с учетом налагаемых требований по надежности и качества электроснабжения, учитывая так же опыт эксплуатации данного оборудования.

Актуальность данной выпускной квалификационной работы заключается в том, что после ввода в эксплуатацию данного промышленного объекта выявилось значительное количество недостатков как в принятой системе электроснабжения так и в технологии работы насосной станции. К основным недостаткам следует отнести то что в настоящее время питание ПНС №2 осуществляется от двух фидеров напряжением 10 кВ (ф. 9 ПС «Кооперативная», ф. 38 ПС «Западная»), которые являются довольно разветвленными и по сути не обеспечивают высокую степень надежности и качества электроснабжения оборудования ПНС-2. Периодически происходят короткие замыкания на питающих линиях электропередачи, приводящие как полному отключению питания ПНС-2 так и к значительным колебаниям напряжения, что губительно влияет на работу высоковольтных преобразователей частоты или вовсе выводит их из строя, в данной работе предусматривается организовать питание данного объекта непосредственно с шин собственных нужд «Благовещенской ТЭЦ». При проектировании системы электроснабжения не было учтено что мощности установленных эл. двигателей в ближайшее время будет недостаточно для полноценного функционирования насосной станции, так же потребуется и большая мощность преобразователей частоты. При работе как высоковольтных эл. двигателей так и преобразователей частоты требуется значительное количество реактивной

мощности при этом первым проектом не была учтена установка компенсирующих устройств на ПНС-2, это приводит к значительной нагрузке питающих линий электропередачи и увеличивает вероятность перегрузки с последующим отключением.

Практическая значимость данной работы заключается в том что предлагаемая новая система электроснабжения промышленного объекта будет учитывать все недостатки выявленные в ходе эксплуатации и позволит избежать их в дальнейшей эксплуатации, при этом на значительно более высокий уровень будет поднято качество и надежность электроснабжения, снижены убытки от простоя оборудования и выхода его из строя в связи с перебоями в электроснабжении и низким его качеством.

В ходе выполнения работы выполнено решение следующих задач:

- расчет электрических нагрузок на стороне ВН, НН ПНС-2
- выбор оптимальной схемы электроснабжения
- расчет ТСН 6/0,4 кВ
- расчёт токов КЗ
- выбор необходимого оборудования ПНС №2 и питающих линий
- проверка оборудования по токам КЗ
- выбор микропроцессорной защиты
- расчет капиталовложений

При выполнении данной работы были использованы следующие программные продукты как: Word, Excel, Visio. Matsoft: Mathcad.

Ожидаемые результаты от выполнения работы: получение основных данных о необходимом оборудовании и его характеристиках, получение данных о действительных характеристиках токов короткого замыкания во всех РУ ПНС-2 после реконструкции, а так же определение стоимости реконструкции.

1 КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Реконструкция промышленного объекта довольно ответственная процедура и при выборе оборудования следует отталкиваться от климатической характеристикой местности, т.к. именно она определяет характеристики применяемого оборудования и в значительной степени влияет на его стоимость.

Неправильный выбор оборудования приведет к снижению качества электроснабжения выходу его из строя а так же в худшем случае к возникновению чрезвычайной ситуации.

В данном разделе в таблице 1 приводим основные необходимые данные которые понадобятся в дальнейших расчетах и при выборе электрооборудования ПНС-2

Таблица 1 – Климатические условия

Параметр	Значение
район по гололеду (ПУЭ)	3
Район по ветру (ПУЭ)	3
низшая температура воздуха, °С	- 45,4
среднегодовая температура воздуха, °С	+1,6
высшая температура воздуха, °С	+ 39,4
температура при гололеде, °С	- 10
глубина промерзания грунтов, м	3

Указанные данные используем в дальнейших расчетах при выборе оборудования.

2 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПНС-2

На рисунке 1 представлена подробная однолинейная схема электроснабжения ПНС-2, как видно на рисунке это типовая схема для трансформаторных подстанций городского типа, однако здесь имеются потребители в виде насосных установок, общее количество которых составляет 3 шт. Насосы Н-1,2 располагаются на разных секциях и их эл. двигатели подключаются к шинам через преобразователи частоты соответствующей мощности и коммутационный аппарат – вакуумный выключатель 10 кВ, третий насос подключается к шинам непосредственно через выключатель и регулировки частоты вращения и плавного пуска не имеет.

На стороне высокого напряжения 10 кВ используется схема «две секции шин с секционным выключателем» снабженным устройством автоматического ввода резерва и устройством восстановления нормального режима работы, при пропадании напряжения на вводном выключателе происходит его отключение и включается секционный, а так же при восстановлении напряжения на питающем вводе происходит его включение с отключением секционного выключателя. Питание на секции 10 кВ подается соответственно на 1 секцию 10 кВ от ф. 9 ПС «Кооперативная» на 2 сек. 10 кВ от ф. 10 ПС «Западная». Питание осуществляется по воздушным линиям электропередачи выполненным проводом марки АС сечением 35 мм². Возле здания насосной станции расположены две опоры с установленными на них линейными разъединителями, далее по средствам кабельной вставки ввод организован непосредственно в РУ 10 кВ.

Следует отметить что включение третьего насоса на ПНС-2 в работы практически ни разу не происходило это обусловлено отсутствием плавного пуска, иначе при включении произойдет гидравлический удар в системе теплоснабжения который может вывести ее из строя.

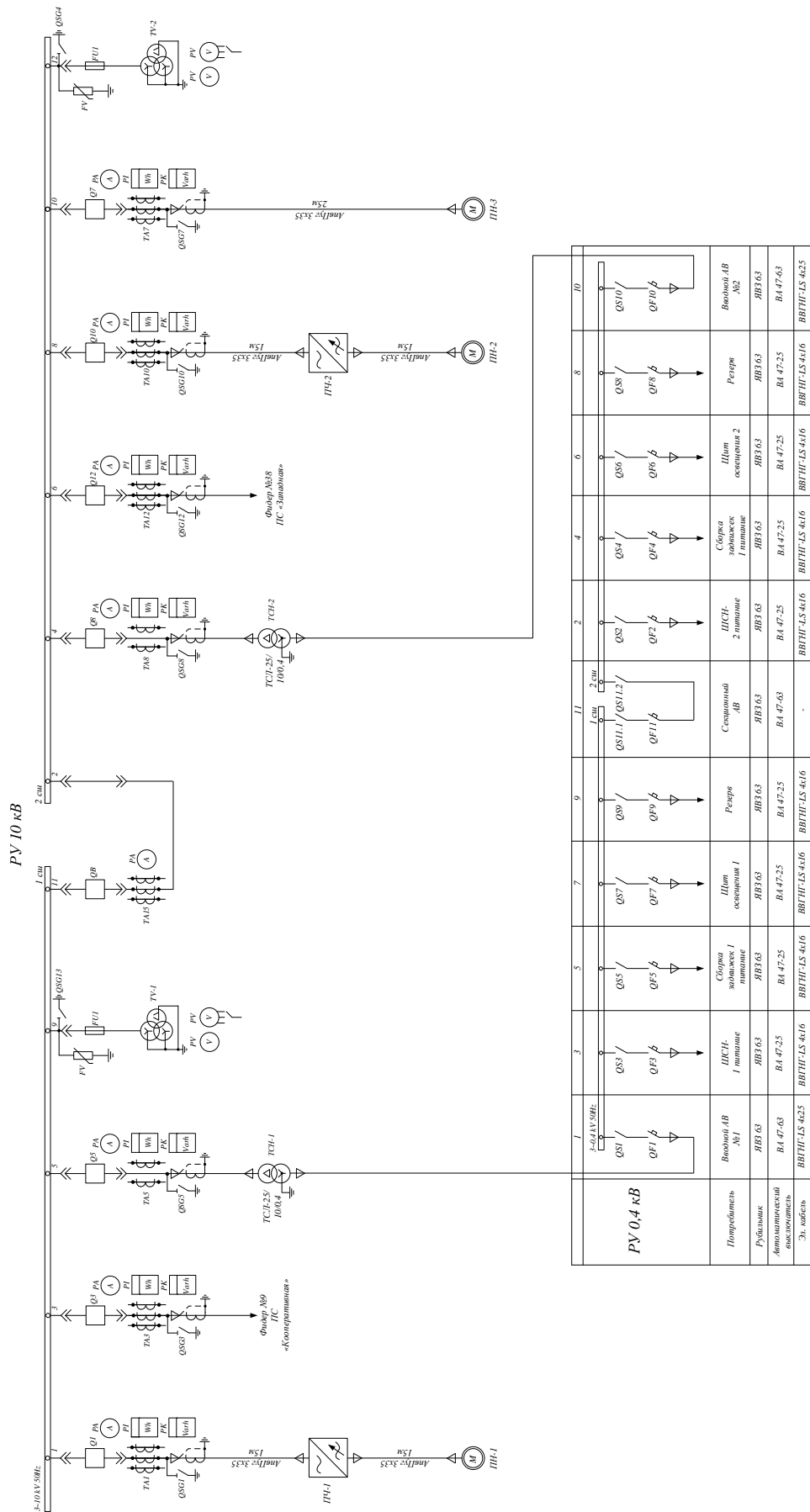


Рисунок – 1 Подробная однолинейная схема ПНС-2

Отсутствие устройств компенсации реактивной мощности приводят к значительной загрузке питающих линий электропередачи, и установка данных устройств изначально не была предусмотрена проектом.

Основные недостатки существующей системы электроснабжения:

1) Отсутствие устройств компенсации реактивной мощности
2) Низкая надежность и качество электроэнергии поставляемой со стороны питающих линий (периодические отключения питания, броски напряжения)

3) Мощность эл. двигателей насосов установленных в настоящее время недостаточна для дальнейшей эксплуатации теплосети с учетом постоянного роста количества потребителей

4) Отсутствие преобразователя частоты для третьего насоса практически полностью блокирует его работу

5) Дополнительной проблемой является то что преобразователи частоты расположены в непосредственной близости от насосных установок и при появлении какой либо течи или порыва произойдет выход их из строя вследствие попадания воды во внутрь ПЧ

2.1 Характеристика источников питания

Как указывалось ранее питания ПНС-2 осуществляется от двух источников, на первую секцию 10 кВ от ПС «Кооперативная», на вторую секцию 10 кВ от ПС «Западная», рассмотрим подробно оба источника

ПС «Кооперативная» имеет два уровня напряжения 110/10 кВ , распределительные устройства выполнены по схеме: 110 кВ «одна секционированная система шин», при этом количество присоединений составляет 3 включая одну питающую линию электропередачи, 10 кВ «две секции шин», при этом на стороне НН имеется АВР.

На ПС «Кооперативная» установлены трансформаторы типа ТМН номинальным напряжением 110/10 кВ и номинальной мощностью 6,3 МВА.

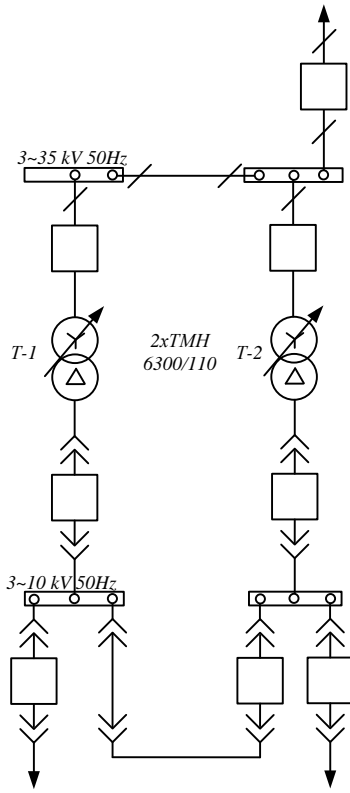


Рисунок – 2 Однолинейная схема ПС «Кооперативная»

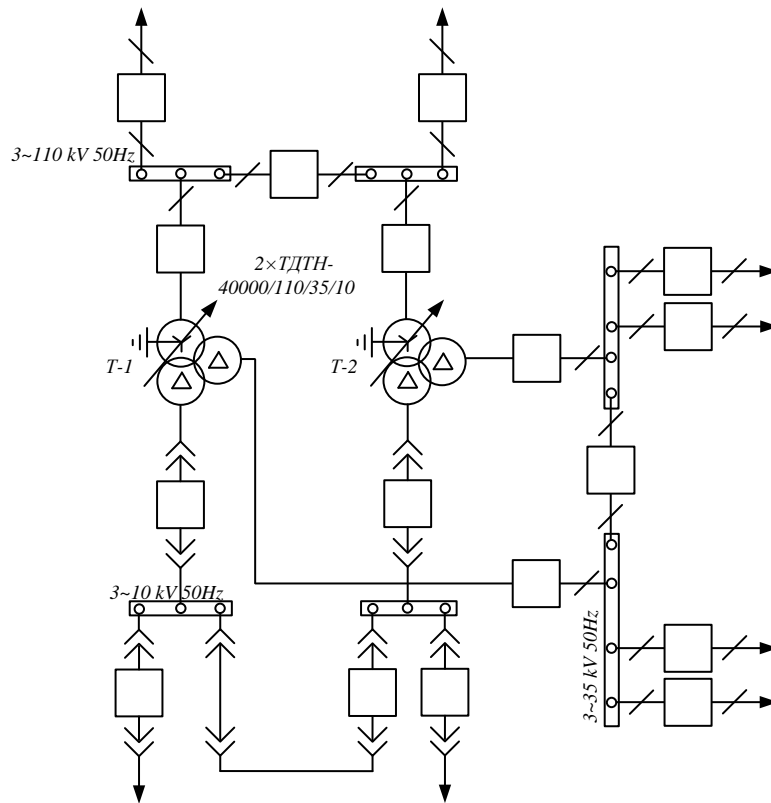


Рисунок – 3 Однолинейная схема ПС «Западная»

Питание от ПС «Кооперативная» осуществляется по одноцепной ВЛ 110 кВ со стороны Благовещенской ТЭЦ в виде отпайки.

ПС «Западная» имеет три уровня напряжений 110/35/10 кВ, соответственно на ней установлены трехобмоточные трансформаторы соответствующего номинального напряжения, тип трансформаторов ТДТН 40000/110/35/10, номинальная мощность составляет 40 МВА, охлаждение – принудительная циркуляция воздуха, так же они имеют устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

Распределительное устройство высокого и среднего напряжений выполнено по схеме «одна секционированная система шин», количество присоединений на стороне ВН составляет 4 включая двух цепную питающую линию электропередачи. На стороне низкого напряжения схема «две секции шин»

Как указывалось ранее питание от данных источников поступает на ПНС-2 посредством очень разветвленных фидеров что в значительной степени определяет надежность и качество электроснабжения, большая протяженность ВЛ, выполненной не изолированным проводом марки АС, приводит к высокой вероятности ее повреждения на том или ином участке, что по факту часто и происходит. Поэтому в данной работе предполагается организовать питание на напряжении 6 кВ непосредственно с шин СН «Благовещенской ТЭЦ»

3 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА РАБОТЫ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ

3.1 Технологический процесс работы ПНС-2

Понижительная насосная станция №2 предназначена для работы с системой теплоснабжения микрорайонов города «Благовещенск» расположенных в северной его части. ПНС-2 выполняет вспомогательную функцию по перекачке теплоносителя через систему теплоснабжения.

Первоначально, установленные на «Благовещенской ТЭЦ» сетевые насосы в полной степени обеспечивали возложенные на них объёмы теплоносителя, но со временем из-за постоянно продолжающейся застройки микрорайонов их мощности стало недостаточно. Данный факт привел к тому что давление в отдаленных точках теплосети стало не соответствовать нормативным значениям а объём прокачиваемого теплоносителя недостаточен для качественного теплоснабжения потребителей, исходя из этого было принято решение о строительстве понижительной насосной станции которая позволила бы увеличить объёмы перекачиваемого теплоносителя и повысить качество теплоснабжения.

Данная насосная станция по схеме теплоснабжения находится в обратном трубопроводе и работая последовательно с сетевыми насосами расположенными на БТЭЦ позволяет выполнять две основные функции:

- увеличение расхода теплоносителя для равномерного распределения давления и температуры по всей системе теплоснабжения.
- снижение давления на напорной магистрали после сетевых насосов расположенных на БТЭЦ.

3.2 Высоковольтные преобразователи частоты

В настоящее время в промышленности в частности на насосных станциях широкое применение получили частотные преобразователи которые позволяют в значительной степени улучшить как работу электрооборудования в частности электродвигателей а так же самих насосных установок спаренных с эл.

двигателями, рассмотрим подробно преимущества и недостатки использования данного рода оборудования.

Преимущества использования преобразователей частоты:

- плавный пуск электродвигателя позволяет избежать ударных пусковых токов и в значительной степени продлить их ресурс, снизить ударную нагрузку на питающие линии электропередачи а так же избежать ложной работы защит на питающих подстанциях. При плавном пуске механизма насоса отсутствует так же гидравлический удар который может вывести из строя системы теплоснабжения

- функция регулирования частоты вращения электродвигателя позволяет снизить нагрузку как на сам электродвигатель так и на механизм приводимый им в движение, в зависимости от потребностей в данный момент времени мощность нагрузки регулируется в зависимости от заложенной в преобразователь частоты программе.

- в преобразователе частоты заложены различные функции защиты и при ненормальном режиме работы питающей сети или электродвигателя происходит защитное отключение как со стороны питания так и со стороны электродвигателя.

- в преобразователе частоты имеется функция байпас, при необходимости сам ПЧ может исключаться из работы и электродвигатель будет работать напрямую от сети что в значительной степени повышает надежность электроснабжения

- при работе электродвигателя с преобразователем частоты создается высокий крутящий момент который позволяет быстро развернуть механизм.

- преобразователь частоты является в некоторой степени и фильтром и позволяет в некоторой степени снизить влияние различных искажений напряжения и гармоник на работу электродвигателя и повысить его срок бесперебойной работы.

- кратковременные колебания напряжения а так же его исчезновение не влияют на работу электродвигателя спаренного с преобразователем частоты.

Недостатки использования преобразователей частоты:

- высокая стоимость данного оборудования не позволяет использовать повсеместно с насосными установками, в частности для экономии финансовых средств на ПНС-2 третий электродвигатель не снабжен данным устройством что в значительной степени блокирует его эксплуатацию из за опасения ударных токов и гидравлических ударов в системе теплоснабжения.

- преобразователи частоты чувствительны к качеству электроэнергии и могут выходить из строя при замыканиях на землю в питающей сети либо при значительных колебаниях напряжения и частоты, поэтому система защиты расположенная на вводном выключателе должна быть должным образом отстроена от данных снижений качества электроэнергии.

4 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

На основании указанных ранее недостатков при проектировании новой системы электроснабжения принимаем следующие условия:

- распределительное устройство высокого напряжения оставляем с действующей схемой «две секции шин с секционным выключателем» однако принимаем уровень номинального напряжения как в системе собственных нужд БТЭЦ 6 кВ

- устанавливаем устройства компенсации реактивной мощности 6 кВ, которые позволят в значительной степени снизить потери напряжения и активной мощности, повысить уровень напряжения в сети.

- для третьего двигателя принимаем к установке дополнительный преобразователь частоты переменного тока.

- для повышения надежности электроснабжения каждого отдельного эл. двигателя принимаем к установке дополнительное РУ которое позволит каждому из двигателей получать питание от любого преобразователя частоты.

- питание ПНС-2 осуществляется от двух секций 6 кВ распределительного устройства собственных нужд ВК (водогрейной котельной) БТЭЦ посредством кабельно-воздушных линий электропередачи.

Однолинейная схема ПНС-2 после реконструкции представлена на рисунке 4:

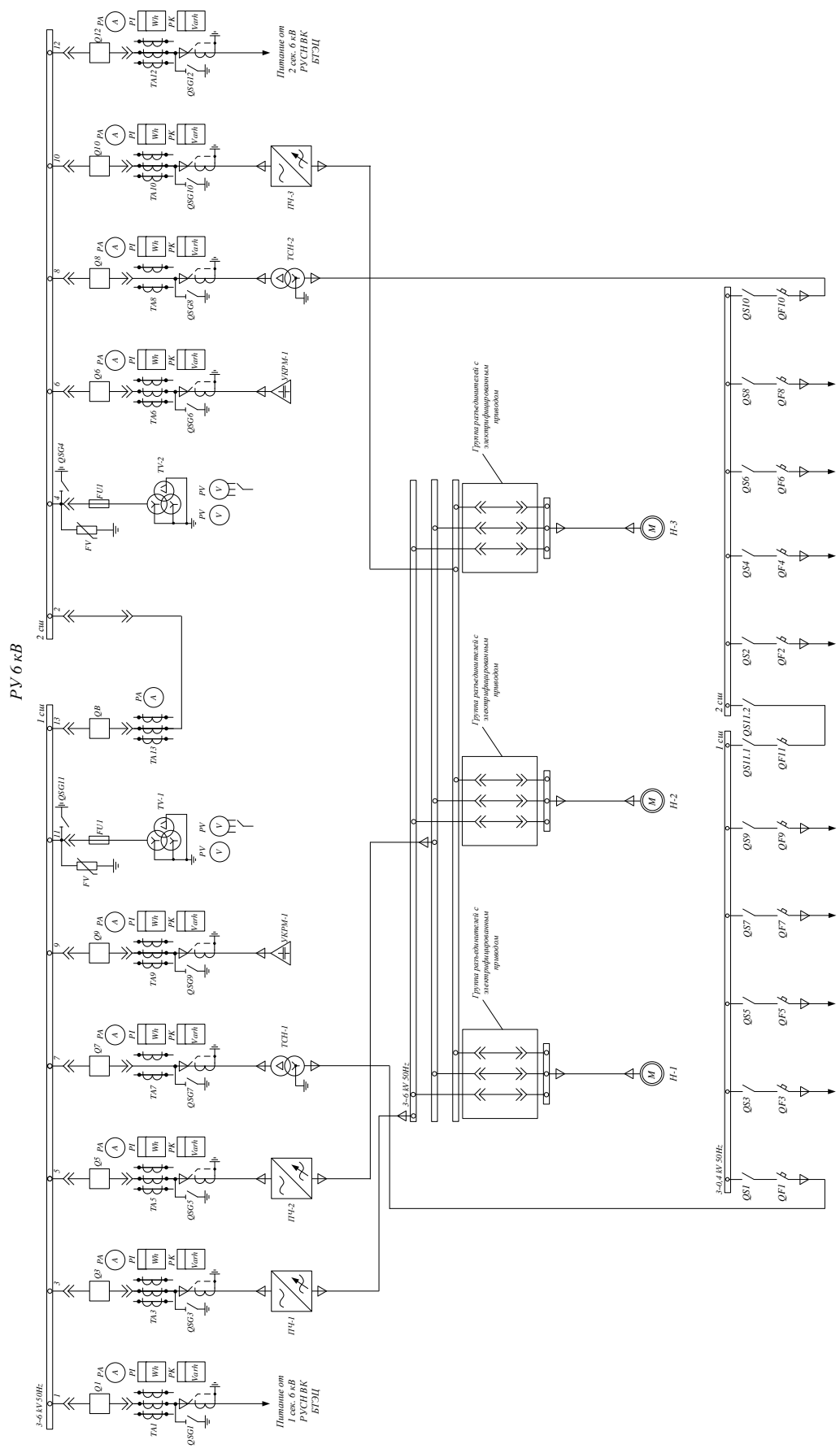


Рисунок – 4 Подробная однолинейная схема ПНС-2 после реконструкции

5 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

После планируемой реконструкции на ПНС-2 будут изменены нагрузки и следовательно при выборе нового оборудования следует отталкиваться от них поэтому в данном разделе проводим расчет мощности нагрузки как на стороне высокого так и на стороне низкого напряжения.

5.1 Расчет нагрузки 6кВ

Т.к. реконструкция предполагает подключение ПНС-2 от собственных нужд БТЭЦ следовательно номинальное напряжение высокой стороны составит 6 кВ, после реконструкции предполагается использовать двигатели большей мощности 800 кВт вместо установленных сейчас 630 кВт.

Рассмотрим подробно характеристики новых эл. двигателей которые представлены в таблице 2:

Таблица 2 – Технические эл. двигателей 6 кВ

Параметр	Значение
Тип эл. двигателя	A4 450х-4
Номинальное линейное напряжение статора	6000 В
Номинальный ток статора	92,9 А
Номинальная активная мощность	800 кВт
Частота вращения	1500 об/мин
КПД	95,3%
cosφ	0,86
Коэффициент использования механизма	0,95

По технологии работы насосной станции в работе постоянно находятся 2 насоса, при этом третий находится в постоянном резерве и включается в работу действием автоматики при отключении одного из работающих, исходя из этого определяем расчетную активную мощность от группы приемников по следующей формуле[3]:

$$P_p = \sum k_{ui} \cdot P_{номi} \quad (1)$$

где k_{ui} - коэффициент использования механизма.

$P_{номi}$ - номинальная активная мощность.

$$P_p = 2 \cdot 0,7 \cdot 800 = 1120,0 \text{ (кВт)}$$

Расчетная реактивная мощность [3]:

$$Q_p = \sum k_{ui} \cdot P_{номi} \cdot tg\varphi \quad (2)$$

где $tg\varphi$ - коэффициент мощности.

$$Q_p = 2 \cdot 0,7 \cdot 800 \cdot 0,59 = 660,8 \text{ (квар)}$$

Полная расчетная мощность [3]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (3)$$

$$S_p = \sqrt{1120,0^2 + 660,8^2} = 1300,4 \text{ (кВА)}$$

При расчете мощности нагрузки на шинах 6 кВ ПНС-2 от электродвигателей, необходимо предварительно выбрать соответствующие преобразователи частоты т.к. от них так же зависит мощность нагрузки, это связано с потерями мощности во входных трансформаторах ПЧ.

Исходя из технических характеристик электродвигателей проводим выбор преобразователей частоты и принимаем тип указанный в таблице 3

Таблица 3 – Характеристики ПЧ

Параметр	Значение
Наименование ПЧ	ПЧВМ-ТТПТ-125 -6000- 50-УХЛ4-ЭИН
Номинальное напряжение (В)	6000
Номинальный выходной ток (А)	125
Номинальная активная мощность (кВт)	1000
КПД (%)	96

Рассмотрим основные преимущества современных преобразователей частоты которые построены на многоуровневых схемах преобразование электрической энергии. В состав такого преобразователя входят несколько низковольтных ячеек которые гальванически развязаны от источников переменного трехфазного напряжения при этом каждая ячейка представляет собой низковольтный преобразователь частоты.

В результате высокое выходное напряжение получается путем сложения всех напряжений силовых ячеек которые входят в состав данного преобразователя.

В конструкции преобразователя частоты используются современные хорошо зарекомендовавшие себя диодно-тиристорные модули позволяющие достигнуть большой надёжности при небольших габаритах преобразователя.

Основные преимущества преобразователя частоты: это высокий коэффициент полезного действия также сюда относим использование сухого защищённого много-обмоточного трансформатора на входе преобразователя частоты, гарантия минимального уровня искажений напряжения и отсутствие гармонических составляющих на выходе преобразователя.

При использовании данного преобразователя частоты может быть задан произвольный закон зависимости напряжения от частоты, что в свою позволяет добиться очень высоких пусковых моментов электродвигателя, дополнительной особенностью преобразователя частоты является его сохранение работоспособности а также и приводимого им электродвигателя при значительных провалах напряжения в питающей сети.

Также к особенностям относим возможность автоматического подхвата вращающегося электродвигателя после провала напряжения, возможность торможения электродвигателя с использованием постоянного тока.

Далее проводим расчет потерь мощности в силовом трансформаторе ПЧ, технические характеристики данного устройства указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики входного трансформатора ПЧ

Параметр	Значение
Номинальное линейное напряжение (В)	6000
Номинальная полная мощность (кВА)	12500
Мощность потерь ХХ (кВт)	1,8
Мощность потерь КЗ (кВт)	17,0
Ток ХХ (%)	1,0
Напряжение КЗ (%)	6,0

Потери активной мощности [1]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot k_{факт}^2 + \Delta P_x \quad (4)$$

Потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{тном}} + \frac{I_x \cdot S_{тном}}{100} \quad (5)$$

где S_n - расчетная полная мощность нагрузки

Q_n - расчетная реактивная мощность нагрузки

u_k - напряжение КЗ (%)

I_x - ток ХХ (%)

$\Delta P_x, \Delta P_k$ - потери ХХ и КЗ

ΔQ_x - потери реактивной мощности ХХ

Определяем общие потери мощности от двух работающих ПЧ:

$$\Delta P_m = 2 \cdot 17,0 \cdot \left(\frac{1300,4 \cdot 0,5}{1250} \right)^2 + 2 \cdot 1,8 = 21,29 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{6,0 \cdot (1300,4 \cdot 0,5)^2}{100 \cdot 1250} + 2 \cdot \frac{0,5 \cdot 1250}{100} = 25,06 \text{ (квар)}$$

Полная мощность потерь:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (6)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{21,29^2 + 25,06^2} = 33,65 \text{ (кВА)}$$

Нагрузка на шинах 6 кВ ПНС-2 от работы электродвигателей и ПЧ, с учетом потерь мощности составляет:

$$P_{pвнл} = P_p + \Delta P_m \quad (7)$$

$$Q_{pвнл} = Q_p + \Delta Q_m \quad (8)$$

$$S_{pвнл} = S_p + \Delta S_m \quad (9)$$

$$P_{pвнл} = 1120,0 + 21,29 = 1141,29 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{pвнл} = 660,8 + 25,06 = 685,86 \text{ (квар)}$$

$$S_{pвнл} = 1300,4 + 33,65 = 1334,05 \text{ (кВА)}$$

Таким образом определена первая часть нагрузки РУ 6 кВ от работы электродвигателей и спаренных с ними преобразователей частоты, далее необходимо определить вторую часть нагрузки от работы оборудования 0,4 кВ которое питается от трансформаторов ТСН 6/0,4 кВ.

К электрооборудованию 0,4 кВ относится все вспомогательное оборудование необходимо для полноценного функционирования ПНС-2, в частности это задвижки трубопроводов системы теплоснабжения, вентиляция и обогрев, оперативный ток коммутационных аппаратов 6 кВ, тельфер, освещение.

5.2 Расчет нагрузки 0,4 кВ

Проводим расчет нагрузки потребителей 0,4 кВ ПНС-2, информация о потребителях представлена в таблице 5.

Список потребителей так же приведен в приложении А

Определяем групповой коэффициент использования:

$$k_{uзр} = \frac{\sum k_{ui} \times P_{номi}}{\sum P_{номi}} \quad (10)$$

где k_{ui} -коэффициент использования

$P_{номi}$ - номинальная активная мощность потребителя.

Таблица 5 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ ПНС-2

Потребитель	Кол-во	$P_{ном}$ (кВт)	k_{ui}	cosφ
Задвижка	7	1,5	0,01	0,75
Вентиляция	4	1,5	0,65	0,8
	12	0,55	0,65	0,8
Тельфер	1	$1 \times 1,5 + 2 \times 0,55$	0,1	0,75
Привод В-6кВ	10	0,18	0,01	0,75
Привод Р-6кВ	9	0,18	0,01	0,75
Отопление	10	2,0	1	1
Внутреннее освещение	27	0,08	1	0,82
Наружное освещение	8	0,25	1	0,82

Список потребителей так же приведен в приложении А

Определяем групповой коэффициент использования [3]:

$$k_{гp} = \frac{\sum k_{ui} \times P_{номi}}{\sum P_{номi}} \quad (10)$$

где k_{ui} -коэффициент использования

$P_{номi}$ - номинальная активная мощность потребителя.

Эффективное количество электроприемников [3]:

$$N_э = \frac{(\sum n_i \times P_{номi})^2}{\sum n_i \times P_{номi}^2} \quad (11)$$

где n_i -количество электроприемников в группе.

Средняя мощность рассматриваемой группы:

$$P_{cp} = \sum k_{ui} \times P_{номi} (12)$$

Расчетная активная мощность группы электроприемников [3]:

$$P_p = P_{cp} \cdot k_p (13)$$

Средняя реактивная мощность [3]:

$$Q_{cp} = \sum k_{ui} \times P_{номi} \times tg\varphi_i (14)$$

Расчетная реактивная мощность [3]:

$$Q_p = k \times Q_{cp} (15)$$

Расчетная мощность нагрузки освещения:

$$P_{po} = P_{cv} \cdot N (16)$$

где P_{cv} - мощность одного светильника;

N - количество светильников.

Расчетная реактивная мощность осветительных приборов:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot tg\varphi_l (17)$$

где $tg\varphi_l$ - коэффициент реактивной мощности для ламп определенного типа.

Расчетная активная мощность нагрузки отопления:

$$P_{пот} = n \cdot P_{ном} (18)$$

где $n, P_{ном}$ - количество и номинальная мощность конвектора.

Расчетная активная мощность нагрузки 0,4 кВ:

$$P_{p04} = P_p + P_{po} + P_{пот} (19)$$

Расчетная реактивная мощность нагрузки 0,4 кВ:

$$Q_{p04} = Q_p + Q_{po} (20)$$

Расчетная полная мощность нагрузки 0,4 кВ:

$$S_{p04} = \sqrt{P_{p04}^2 + Q_{p04}^2} \quad (21)$$

Выполняем данный расчет:

$$k_{uzp} = \frac{8,59}{29,3} = 0,29$$

Эффективное число электроприемников:

$$N_э = \frac{858,49}{35,43} = 24,23 \text{ (шт.)}$$

Средняя активная мощность группы:

$$P_{cp} = 8,59 \text{ (кВт)}$$

Расчетная активная мощность группы:

$$P_p = 8,59 \cdot 1,05 = 9,02 \text{ (кВт)}$$

Средняя реактивная мощность группы:

$$Q_{cp} = 6,5 \text{ (квар)}$$

Расчетная реактивная мощность группы:

$$Q_p = 1 \cdot 6,5 = 6,5 \text{ (квар)}$$

Расчетная активная мощность освещения:

$$P_{po} = 0,08 \cdot 27 + 8 \cdot 0,25 = 2,02 \text{ (кВт)}$$

Расчетная реактивная мощность нагрузки осветительных приборов:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi_l = 2,02 \cdot 0,7 = 1,41 \text{ (квар)}$$

Расчетная активная мощность отопления:

$$P_{пот} = 10 \cdot 2,0 = 20,0 \text{ (кВт)}$$

Суммарная расчетная активная мощность 0,4 кВ:

$$P_{p04} = 9,02 + 2,02 + 20,0 = 31,04 \text{ (кВт)}$$

Суммарная расчетная реактивная мощность 0,4 кВ:

$$Q_{p04} = 6,5 + 1,41 = 7,91 \text{ (квар)}$$

Суммарная расчетная полная мощность 0,4 кВ:

$$S_{p04} = \sqrt{31,04^2 + 7,91^2} = 32,03 \text{ (кВА)}$$

Далее проводим выбор трансформаторов собственных нужд для питания всех потребителей 0,4 кВ после реконструкции системы электроснабжения.

5.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

В связи с изменением номинального напряжения питающей сети в данном разделе проводим выбор трансформаторов собственных нужд ПНС-2.

Требуемая мощность ТСН [4]:

$$S_{\text{треб}} = \frac{S_{p04}}{n_T \cdot k} \quad (22)$$

где S_{p04} - расчётная полная мощность нагрузки 0,4 кВ;

n_T - количество ТСН;

k - коэффициент загрузки.

После выбора номинальной мощности принятый тип трансформатора проверяется по коэффициенту загрузки [4]:

$$k_{\text{факт}} = \frac{S_{p04}}{n_T \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (23)$$

где $S_{\text{Тном}}$ - номинальная мощность принятого трансформатора.

Значение коэффициента загрузки должно удовлетворять условию:

$$k_{\text{факт}} \leq 0,7$$

Проводим расчет требуемой мощности

$$S_{\text{треб}} = \frac{32,03}{2 \cdot 0,7} = 22,87 \text{ (кВА)}$$

Принимаем трансформатор типа ТС-25/6/0,4 технические характеристики указаны в таблице в таблице 6:

Таблица 6 – Технические характеристики трансформатора ТС-25/6/0,4

Характеристика	Значение
Uном	6000/400 В
Sном	25 кВА
Pхх	0,19 кВт
Pкз	0,45 кВт
Iхх	4,0%
Uкз	4,0%

Повторно проверяем коэффициент загрузки:

$$k_{\text{факт}} = \frac{32,03}{2 \cdot 25} = 0,68$$

Коэффициент загрузки при отключении одного трансформатора:

$$k_{\text{нав}} = \frac{S_{p04}}{S_{\text{Тном}}}$$

$$k_{\text{нав}} = \frac{32,03}{25} = 1,36$$

Значение коэффициента загрузки при отключении одного трансформатора должно удовлетворять условию:

$$k_{\text{нав}} \leq 1,4$$

Проверка пройдена трансформатор принимаем к установке.

Потери активной и реактивной мощности ТСН:

$$\Delta P_m = 2 \cdot 0,45 \cdot 0,68^2 + 2 \cdot 0,19 = 1,74 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{4,0 \cdot (32,03 \cdot 0,5)^2}{100 \cdot 25} + 2 \cdot \frac{4,0 \cdot 25}{100} = 3,87 \text{ (квар)}$$

Определяем полную мощность потерь ТСН:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (24)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{1,74^2 + 3,87^2} = 4,24 \text{ (кВА)}$$

Полная нагрузка ТСН приведенная к шинам 6кВ:

$$P_{pвн2} = P_{p04} + \Delta P_m \quad (25)$$

$$Q_{pвн2} = Q_{p04} + \Delta Q_m \quad (26)$$

$$S_{pвн2} = S_{p04} + \Delta S_m \quad (27)$$

$$P_{pвн2} = 31,04 + 1,74 = 32,78 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{pвн2} = 7,91 + 3,87 = 11,78 \text{ (квар)}$$

$$S_{pвн2} = 32,03 + 4,24 = 36,27 \text{ (кВА)}$$

5.4 Определение расчетных нагрузок на стороне 6кВ ПНС-2

В данном разделе проведем расчет суммарной мощности нагрузки на шинах 6кВ ТП от высоковольтной и низковольтной нагрузки [7]:

$$P_{p\Sigma} = P_{pвн1} + P_{pвн2} \quad (28)$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_{pвн1} + Q_{pвн2} \quad (29)$$

$$P_{p\Sigma} = 1141,29 + 32,78 = 1174,07 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = 685,86 + 11,78 = 697,64 \text{ (квар)}$$

Далее на основании полученных данных проводим расчет и выбор типа и количества компенсирующих устройств.

5.5 Выбор компенсирующих устройств

Устройства компенсации реактивной мощности оказывают существенное положительное влияние на режим работы электроустановок и электрических сетей в целом, в частности они позволяют снизить потери активной и реактивной энергии, поднять уровень напряжения на удаленных точках сети, установка такого рода устройств на ПНС-2 позволит применять силовое оборудование с меньшей пропускной способностью, нежели без использования таких устройств.

Для выбора сечений питающих ЛЭП определяется экономически выгодная реактивная мощность, задаваемая энергосистемой в часы максимальных нагрузок.

В данной работе в качестве источников реактивной мощности рассматриваются шкафы типа УКРМФ номинальным напряжением 6кВ включающие в себя фильтры гармоник.

Высоковольтные регулируемые конденсаторные установки с фильтрами гармоник УКРМФ на напряжение 6кВ применяются для уменьшения гармонических искажений и повышению коэффициента мощности, улучшая тем самым параметры системы и существенно снижая эксплуатационные затраты. Высоковольтные конденсаторные установки с фильтрами гармоник собираются на базе высоковольтных конденсаторов, автоматических регуляторов реактивной мощности и вакуумных контакторов SchneiderElectric.

Конденсаторные установки УКРМФ-10 играют ключевую роль в уменьшении гармоник и коррекции коэффициента мощности, так как способствуют оптимизации эффективности в системе распределения энергии. Данный тип установок защищает как систему электроснабжения и оборудование предприятия, так и энергосистему поставщика электроэнергии.

Уменьшение гармонических искажений приводит к увеличению производительности предприятия, так как способствует решению:

- перегорания предохранителей конденсаторов;
- ложных срабатываний автоматических выключателей и предохранителей;

- повышенного нагрева оборудования (трансформаторов, коммутационных устройств);
- повышенных потерь в трансформаторах;
- старения изоляции;
- ликвидации ошибок измерений счётчиков потребления электроэнергии;
- повышения уровня шума;
- проблем в работе электроприводов и источников питания.

Расчёт требуемой мощности УКРМФ проводится по предельному коэффициенту мощности [7]:

$$Q_K = Q_{p\Sigma} - P_{p\Sigma} \cdot tg \cdot \varphi \quad (30)$$

где $tg \varphi$ - предельный коэффициент мощности (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»

Требуемую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну секцию шинбкВ:

$$Q_{k1} = \frac{Q_K}{2} \quad (31)$$

Далее выбираем мощность УКРМФ из стандартного ряда мощностей для данного типа устройств и определяем некомпенсированную мощность по следующей формуле:

$$Q_{неск} = Q_{p\Sigma} - Q_{ном} \quad (32)$$

где $Q_{ном}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным устанавливаемым на обе секции бкВ.

Проводим расчет требуемой мощности УКРМФ (уровень напряжения в точке поставки потребителю электрической энергии составляет 6кВ поэтому максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети составляет 0,4):

$$Q_K = 697,64 - 1174,07 \cdot 0,4 = 228,01 \text{ (квар):}$$

Мощность КУ требуемая на одну секцию 6кВ:

$$Q_{k1} = \frac{228,01}{2} = 114,01 \text{ (квар)}$$

По требуемой мощности на одну секцию шин6кВ выбираем ближайшую большую номинальную мощность согласно каталожным данным и фактическую суммарную реактивную мощность.

Принимаем УКРМФ – 6 - 125 номинальной мощностью 125квар и ступенью регулировки 25 квар для данного класса напряжений, основные технические данные данного устройства представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Технические данные

Технические данные УКРМФ-6-125	
Номинальное напряжение	6 кВ
Климатическое исполнение	УХЛ
Номинальная мощность (квар)	125

Нескомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{неск} = 697,64 - 2 \cdot 125 = 447,64 \text{ (квар)}$$

Полученные результаты используем при выборе питающих линий.

6 ВЫБОР ТИПА И СЕЧЕНИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

В данном разделе проводится расчет и выбор кабельных линий расположенных как внутри ПНС-2так и питающих ее.

Сечения кабельных линий электропередачи выбираются по условиям нагрева токами нагрузки с последующей проверкой:

- по термической стойкости от воздействия токов короткого замыкания;
- по допустимой потере напряжения при нормальном режиме работы

Выбор по длительно допустимому току сводится к сравнению расчетного тока с длительно допустимым [7]:

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (33)$$

где I_p – расчетный ток в сечении;

$I_{\text{дд}}$ – длительно допустимый ток КЛ определяется по следующему выражению:

$$I_{\text{дд}} = I_{\text{дон}} \cdot k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{сн}} \cdot k_{\text{нов}} \quad (34)$$

где $I_{\text{дон}}$ – допустимый длительный ток одиночного проводника.

$k_{\text{ср}}$ – коэффициент учитывающий температуру среды отличную от расчетной;

$k_{\text{сн}}$ – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой прокладке кабелей

$k_{\text{нов}}$ – коэффициент повышения допустимого тока при недогрузке отдельных кабелей.

Расчетный ток в сечении определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (35)$$

где S_p - расчетная мощность в сечении кабельной линии;

U_n - номинальное линейное напряжение кабеля;

Проводим расчет кабельной линии вводного питания 6 кВ(с учетом компенсации реактивной мощности при условии питания ПНС-2 только от одной цепи КВЛ):

$$I_p = \frac{\sqrt{1174,07^2 + 447,64^2}}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 115,15 \text{ (A)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение кабеля, принимаем на данном участке кабель типа 3×АПвПу50/16 (кабель номинальным напряжением 6 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена с алюминиевыми жилами и сечением токопроводящей жилы 50 мм² и сечением экрана 16 мм²) с длительно допустимым током 170А, определяем длительно допустимый ток:

$$I_{\text{до}} = 170,0 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 170,0 \text{ (A)}$$

Проводим проверку:

$$115,15 \leq 170,0$$

Кабель прошел проверку следовательно его принимаем к монтажу.

Аналогично проводится выбор марки и сечения остальных кабельных линий результаты приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор и проверка КЛ 6 кВ

Участок	I_p (A)	КЛ	$I_{\text{до}}$ (A)
Водная КЛ 6 кВ №1	115,15	3×АПвПу50/16	170
Водная КЛ 6 кВ №2	115,15	3×АПвПу50/16	170
ПЧ-1	61,13	3×АПвПу35/16	135,24
ПЧ-1	61,13	3×АПвПу35/16	135,24
ПЧ-1	61,13	3×АПвПу35/16	135,24

Продолжение таблицы 8

ТСН-1	1,47	3×АПвПу35/16	135,24
ТСН-2	1,47	3×АПвПу35/16	135,24

Выбранные кабельные линии проходят проверку по длительно допустимому току.

7 ВЫБОР ТИПА И СЕЧЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Как указывалось ранее питающая линия является кабельно-воздушной поэтому необходимо провести расчет и выбор воздушной части. Проводим выбор типа и сечения воздушной линии электропередачи для питания ПНС-2 от РУСН ВК БТЭЦ.

Расчетный ток в линии должен удовлетворять условию что и для КЛ [5]:

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (36)$$

где I_p – расчетный ток в сечении;

$I_{\text{до}}$ – длительно допустимый ток для определенного типа проводника (ВЛ), определяется по паспортным данным.

Проводим расчет воздушной линии вводного питания 6 кВ (с учетом компенсации реактивной мощности при условии питания ПНС-2 только от одной цепи КВЛ):

$$I_p = \frac{\sqrt{1174,07^2 + 447,64^2}}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 115,15 \text{ (А)}$$

В качестве проводника принимаем СИП-3 3×50 самонесущий изолированный провод номинальным напряжением 20 кВ. Принимаем сечение проводника соответствующее расчетному значению тока, 50 мм², номинальный ток для данного проводника составляет 245 А.

Проводим проверку:

$$I_p \leq I_{\text{до}}$$

$$115,15 \geq 245$$

Сечение проходит проверку.

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания необходим для проверки выбранного оборудования в частности кабельных и воздушных линий электропередачи по термической стойкости, коммутационных аппаратов по термической, динамической и коммутационной стойкости. Оборудование нельзя устанавливать на промышленном объекте если оно не проходит соответствующую проверку.

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания на шинах 6кВ и 0,4 кВ ПНС-2. Расчет проводим в именованных единицах с использованием среднего ряда напряжений. Схема с указанием расчётных точек короткого замыкания представлена на рисунке 5.

Активные и индуктивные сопротивления КЛ [5]:

$$X_{кл} = x_0 \cdot L \quad (37)$$

$$X_{кл} = 0,2 \cdot (0,3 + 0,1) = 0,08 \text{ (Ом)}$$

$$R_{кл} = r_0 \cdot L \quad (38)$$

$$R_{кл} = 0,92 \cdot (0,3 + 0,1) = 0,37 \text{ (Ом)}$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление КЛ.

Активные и индуктивные сопротивления ВЛ:

$$X_{вл} = x_0 \cdot L \quad (39)$$

$$X_{вл} = 0,08 \cdot 1,0 = 0,08 \text{ (Ом)}$$

$$R_{вл} = r_0 \cdot L \quad (40)$$

$$R_{вл} = 0,92 \cdot 1,0 = 0,92 \text{ (Ом)}$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление КЛ.

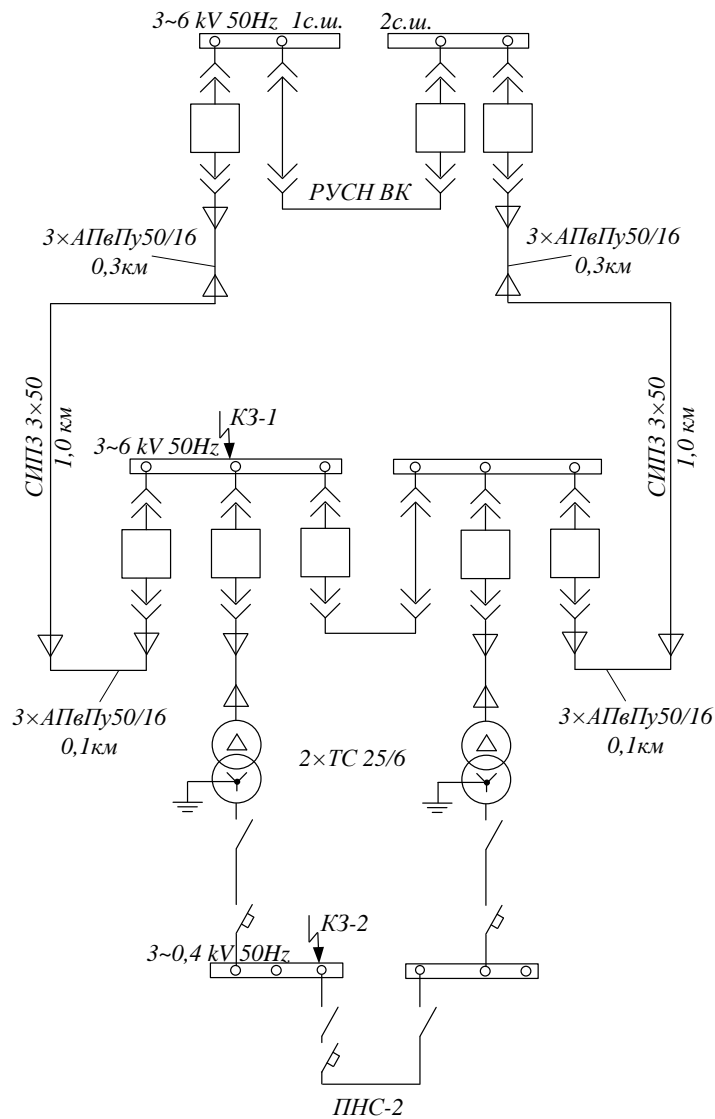


Рисунок5 - Расчетные точки КЗ

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 6кВ источника питания РУСН ВК :

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \quad (41)$$

где U_{cp} - напряжение среднего ряда, принимается равным 6,3кВ.

$I_{кз}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах РУСН ВК.

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 16,65} = 0,22 \text{ (Ом)}$$

Определяем сопротивление ТСН:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U^2}{S_{\text{тном}}^2} \quad (42)$$

$$R_T = \frac{450 \cdot 6300^2}{25000^2} = 72 \text{ (Ом)}$$

$$X_T = \frac{u_k \cdot U^2}{100 \cdot S_{\text{тном}}} \quad (43)$$

$$X_T = \frac{4,0 \cdot 6300^2}{100 \cdot 25000} = 160 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ-1

$$X_{P1} = X_c + X_{кл} + X_{вл} \quad (44)$$

$$X_{P1} = 0,22 + 0,08 + 0,08 = 0,38 \text{ (Ом)}$$

$$R_{P1} = R_{кл} + R_{вл} \quad (45)$$

$$R_{P1} = 0,37 + 0,92 = 1,29 \text{ (Ом)}$$

Результирующее сопротивление до точки КЗ-2

$$X_{P2} = X_c + X_{кл} + X_{вл} + X_T \quad (46)$$

$$X_{P2} = 0,22 + 0,08 + 0,08 + 160 = 160,38 \text{ (Ом)}$$

$$R_{P2} = R_{кл} + R_{вл} + R_T \quad (47)$$

$$R_{P2} = 0,37 + 0,92 + 72 = 73,29 \text{ (Ом)}$$

Определяем периодическую составляющая тока короткого замыкания по следующей формуле для первой точки короткого замыкания [4]:

$$I_{no} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (48)$$

$$I_{no1} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,29^2 + 0,38^2}} = 4,33 \text{ (кА)}$$

Для второй точки расчет проводим с учетом коэффициента трансформации:

$$I_{no2} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{73,29^2 + 160,38^2}} \cdot \frac{6300}{400} = 0,91 \text{ (кА)}$$

Проводим расчет постоянной времени для каждой точки КЗ:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (49)$$

где ω - синхронная частота напряжения сети 314 рад/с.

$$T_{a1} = \frac{X_{p1}}{\omega \cdot R_{p1}}$$

$$T_{a1} = \frac{0,38}{314 \cdot 1,29} = 0,002$$

$$T_{a2} = \frac{X_{p2}}{\omega \cdot R_{p2}}$$

$$T_{a2} = \frac{160,38}{314 \cdot 73,29} = 0,007$$

Коэффициент ударного тока:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \quad (50)$$

$$K_{a1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a1}}}$$

$$K_{a1} = 1 + e^{\frac{0.01}{0.002}} = 1,01$$

$$K_{a2} = 1 + e^{\frac{0.01}{T_{a2}}}$$

$$K_{a2} = 1 + e^{\frac{0.01}{0.007}} = 1,24$$

Ударный ток короткого замыкания определяется как:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_a \quad (51)$$

$$I_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{по1} \cdot K_{a1}$$

$$I_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 4,33 \cdot 1,01 = 6,16 \text{ (кА)}$$

$$I_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot I_{по2} \cdot K_{a2}$$

$$I_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 0,91 \cdot 1,24 = 1,59 \text{ (кА)}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяется только для точки КЗ-1 следующим образом:

$$I_A = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{T_a}} \quad (52)$$

где T_{OB} - полное время отключения выключателя с учетом минимального времени работы релейной защиты.

$$I_{A1} = \sqrt{2} \cdot 4,33 \cdot e^{\frac{-0,09}{0,002}} = 0,34 \text{ (кА)}$$

Проводим расчет теплового импульса по формуле [4]:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (T_{OB} + T_a) \quad (53)$$

$$B_{k1} = 4,33^2 \cdot (0,6 + 0,002) = 12,41 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

$$B_{k2} = 0,91^2 \cdot (0,6 + 0,007) = 0,51 (\text{кА}^2\text{с})$$

Расчет токов короткого замыкания окончен далее проводим выбор и проверку остального оборудования ПНС-2

9 ПРОВЕРКА ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ

9.1 Проверка питающих кабельных линий по термической стойкости

Проверку на термическую стойкость кабельной линии будем выполнять сравнением теплового импульса (паспортного значения с расчетным). Определяем предельное значение интеграла для типа кабеля 3×АПвПу50/16 (ток односекундного короткого замыкания согласно каталожным данным в данном случае составляет 4,7 кА) [4]:

$$B_{\text{доп}} = 4,7^2 \cdot 1 = 22,09 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Сравниваем данное значение со значением для шин 6 кВ ПНС-2 рассчитанное ранее:

$$B_{\text{к1}} = 14,27 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Проводник проходит проверку при условии:

$$B_{\text{доп}} \geq B_{\text{к1}} \quad (54)$$

$$22,09 \geq 12,41$$

В данном случае проводник проходит проверку т.к. неравенство сохраняется.

9.2 Проверка питающих воздушных линий по термической стойкости

Проверку на термическую стойкость воздушной линии будем аналогично кабельной линии, выполнять сравнением теплового импульса (паспортного значения с расчетным). Определяем предельное значение интеграла для типа проводника типа СИП-3 3×50 (ток односекундного короткого замыкания согласно каталожным данным составляет 4,3 кА), определяем допустимый тепловой импульс:

$$B_{\text{кдоп}} = 4,3^2 \cdot 1 = 18,49 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Сравниваем данное значение со значением для шин 6 кВ ПНС-2 рассчитанное ранее:

$$B_{\text{к1}} = 14,27 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Проводник проходит проверку при условии:

$$B_{\text{кдоп}} \geq B_{\text{к1}} \tag{55}$$

$$18,49 \geq 12,41$$

Допустимый тепловой импульс как и в случае с кабельной питающей линии больше расчетного значения следовательно данный тип проводника проходит проверку и его принимаем к установке

10 ПРОВЕРКА ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

В рассматриваемом разделе будем проводить расчет потери напряжения в питающей кабельно-воздушной линии при работе в ремонтном режиме работы (питание осуществляется от одной цепи КВЛ вторая находится в ремонте), данный расчет необходим для определения фактической потери напряжения при работе с номинальной нагрузкой. Полученное значение необходимо сравнить с допустимым значением и сделать вывод о том проходят ли питающие линии проверку или нет, при неудовлетворительных результатах необходимо увеличивать сечение питающих линий и повторно проводить проверку, расчёт проводится отдельно для кабельной части линии и для воздушной далее суммарная потеря напряжения сравнивается с допустимым значением.

Потеря напряжения в участке питающей линии определяется по следующей формуле [3]:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (56)$$

где r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление линии, Ом/км.

Предварительно определяем коэффициенты мощности:

$$\cos \varphi = \frac{P_{p\Sigma}}{\sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}} \quad (57)$$

$$\sin \varphi = \frac{Q_{неск}}{\sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}} \quad (58)$$

$$\cos \varphi = \frac{1174,07}{\sqrt{1174,07^2 + 447,64^2}} = 0,93$$

$$\sin \varphi = \frac{447,64}{\sqrt{1174,07^2 + 447,64^2}} = 0,36$$

Проводим расчет для воздушной линии:

$$\Delta U_{ВЛ} = \sqrt{3} \cdot 115,15 \cdot 1,0 \cdot (0,92 \cdot 0,93 + 0,08 \cdot 0,36) \cdot \frac{100}{6300} = 2,8 (\%)$$

Проводим расчет для кабельной линии:

$$\Delta U_{КЛ} = \sqrt{3} \cdot 115,15 \cdot 0,4 \cdot (0,92 \cdot 0,93 + 0,2 \cdot 0,36) \cdot \frac{100}{6300} = 1,17$$

Определяем суммарную потерю напряжения на шинах 6 кВ ПНС-2

$$\Delta U = \Delta U_{ВЛ} + \Delta U_{КЛ} \quad (59)$$

$$\Delta U = 2,8 + 1,17 = 3,97 (\%)$$

Суммарная потеря напряжения в нормальном режиме не должна превышать 5%, следовательно проводники выбраны верно и замена их не требуется, расчет окончен.

11 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПНС-2

11.1 Выбор и проверка выключателей 6кВ

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (60)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (61)$$

Выбранный выключатель проверяется на коммутационную способность, электродинамическую стойкость, термическую стойкость путем сравнения каталожных данных данного выключателя с рассчитанными ранее данными.

Выполняем расчет максимального значения рабочего тока РУ 6кВ по следующей формуле (с учетом компенсации реактивной мощности) [6]:

$$I_m = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

$$I_m = \frac{\sqrt{1174,07^2 + 447,64^2}}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 115,15 \text{ (А)}$$

Принимаем для установки на РУ 6кВ ПНС-2 КРУ типа СЭЩ-70 10кВ с выключателями типа ВВУ-СЭЩ, рассмотрим достоинства данного КРУ:

- возможность дистанционного управления вакуумным выключателем, выкатным элементом и заземляющим разъединителем;
- видео фиксация положения выкатного элемента и заземляющего разъединителя;
- дистанционный контроль температуры контактных соединений выключателя и кабельных присоединений;
- все основные узлы (выключатель, трансформаторы тока и напряжения, изоляторы) российского производства, изготавливаются на одном предприятии, что гарантирует их надёжную совместную работу.

Сравнение параметров выбранного выключателя с расчетными данными показано в таблице 9:

Таблица 9 – Выбор и проверка выключателей 6кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	115,15	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	4,33	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$ (кА)	51	6,16	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	20	4,33	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение апериодической составляющей, I_a (кА)	8,48	0,34	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	51	6,16	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	1200	12,41	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Принятый тип выключателя проходит проверку по всем параметрам, его принимаем к установке.

11.2 Выбор многофункционального прибора учета электрической энергии

В данной работе в качестве измерительного комплекса по учету электрической энергии принимаем прибор АЛЬФА 1800 (Метроника)

Микропроцессорный счетчик электрической энергии Альфа 1800 производится на заводе ЭльстерМетроника. Данный прибор разработан с применением общего опыта компании по учету энергоресурсов и снабжен всеми функциями необходимыми для эффективной работы в системах электроснабжения. Передовая технология на базе измерительного чипа гарантирует высокую точность и надежность при учёте электрической энергии.

Прибор трансформаторного включения предназначен для учета как активной так и реактивной энергии и мощности в трехфазных электрических сетях промышленной частоты в многотарифном режиме, хранения измеренных данных в своей памяти а также передачи по системам коммуникации на

диспетчерский пункт данных по контролю, учету и распределению электрической энергии.

Данный прибор предназначен для установки на высоковольтные подстанции и распределительные пункты, распределительные сети и промышленные предприятия, может использоваться в качестве датчика сигнала в телеизмерениях и параметрах.

11.3 Выбор трансформаторов напряжения 6кВ

Трансформаторы напряжения выбираются: по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения, по классу точности, по вторичной нагрузке:

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (62)$$

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

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

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 6кВ, расчет вторичной нагрузки представлен в таблице 10:

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 6кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность(ВА)
Вольтметр	Э-335	2	2
Счетчик АЭ	АЛЬФА 1800	9	1
Счетчик РЭ			
Сумма			11

Принимаем на стороне 6кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 6.

Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Проверка выбранного ТН 6кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная	75 ВА	11 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора принимаем к установке на РУ 6 кВ ПНС-2.

11.4 Выбор трансформаторов тока 6кВ

Номинальный ток трансформатора тока принимается как можно ближе к рабочему току установки. Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

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

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (63)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_k = 0,1 \text{ Ом}$.

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (64)$$

где $\rho = 0,0283 \text{ (Ом} \cdot \text{мм}^2\text{)/м}$ – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 6кВ - 20 м;

F - сечение соединительного провода, $F = 4 \text{ мм}^2$.

Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 20}{4} = 0,14 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I_2^2} \quad (65)$$

где S_{np} - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 5\text{А}$.

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 6кВ $S_{np} = 0,62\text{ ВА}$.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока 6кВ:

$$Z_{2.10} = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\kappa} = 0,14 + 0,02 + 0,1 = 0,26 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 6кВ ТОЛ – СЭЩс номинальным током первичной обмотки 150 А. Сравнение параметров приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка выбранного ТТ 6кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ (кВ)	6	6	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ (А)	75	115	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.раб}}$
Предельный сквозной ток $I_{\text{прскв}}$, $I_{\text{уд}}$ (кА)	52	6,16	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ (кА ² с)	3675	12,41	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\kappa}$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2\text{ном}}$ (Ом)	1,2	0,26	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Выбранный трансформатор тока проходит по всем требованиям.

11.5 Выбор изоляторов 6кВ

В распределительных устройствах применяются опорные изоляторы для крепления проводников и изоляции их друг от друга и от заземленных частей, их выбор и проверка выполняются:

По номинальному линейному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$$

По допустимой механической нагрузке:

$$F_{\text{разр}} \cdot 0,6 \geq F_{\text{расч}}$$

где $F_{\text{разр}}$ – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{\text{расч}}$ -расчетное усилие в рассматриваемом РУ (Н).

Проводим расчет силы которая воздействует на опорные изоляторы находящиеся в распределительном устройстве 6кВ ПНС-2, при расположении в горизонтальной плоскости:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (66)$$

где a – расстояние между шинами.

l -расстояние между изоляторами одной шины.

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{6160^2 \cdot 1,1}{0,32} \cdot 10^{-7} = 29,84 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению проходной изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным разрушающим усилием 8000 Н, проверяем неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 29,84$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки распределительном устройстве 6кВПНС-2

12 АВТОМАТИКА ВВОДА РЕЗЕРВА

В данной работе устройство АВР применяется как на стороне высокого напряжения бкВПС-2 так и на стороне низкого напряжения 0,4 кВ для увеличения параметров надежности электроснабжения потребителей. Рассмотрим подробно данное устройство.

Система АВР — это оборудование для автоматического ввода резерва. Такое устройство при нарушении параметров тока в основной сети самостоятельно производит переключение нагрузки на резервный ввод. При этом в качестве резервного источника выступает другая секция шин. В некоторых случаях наличие резервного питания и системы его ввода является обязательным.

Назначение АВР и требования к нему.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основного питания. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (не устранённые токи короткого замыкания и т.п.). Еще один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

Принцип работы АВР.

При любых отклонениях от заданных параметров автоматика дает команду на смену ввода. Таким отклонением от нормы может стать перенапряжение, падение напряжения, обрыв сети, перекос фаз или короткое замыкание. При этом устройство АВР проверяет выполнение целого ряда дополнительных условий. Во-первых, на защищаемом участке не должно быть

не устранённых неисправностей, иначе подключение резерва не имеет смысла и даже может представлять опасность. Во-вторых, основной ввод должен быть включен. Чтобы исключить ситуацию, когда не напряжение на основной линии пропало, а сам ввод был отключен намеренно. В третьих, проверяется наличие напряжения на резервной линии, ведь вторая секция может быть обесточена или требуется время для подачи напряжения.

Если все условия удовлетворяются, устройство АВР размыкает основной ввод. Только после этого подключается резервный (секционный). Далее принцип работы АВР может развиваться по двум сценариям. Если предполагается наличие двух равноценных вводов, то будет осуществляться питание от резерва. В противном случае произойдет возврат на основной ввод, когда параметры электрического тока на нем восстановятся.

Компоненты АВР.

С технической точки зрения устройство АВР состоит из логической и коммутационной части. Первая из них отвечает за принятие решений, а вторая выполняет механическую функцию, то есть осуществляет переключение на практике. Но задач у автоматики несколько, поэтому стоит рассмотреть компоненты АВР более детально. На каждом из вводов находятся измерительные органы. При этом измерительная часть имеет регулируемую уставку, чтобы можно было задавать верхнюю и нижнюю границу рабочего напряжения. В задачи измерительной части входит постоянный контроль того или иного ввода.

Что касается логического реле, то оно тоже имеет регулировку выдержки срабатывания. К логической части также относится цепь однократности, которая представляет собой двухпозиционное реле. Еще один немаловажный элемент АВР - индикаторная (сигнальная) часть. Она реализуется на основе указательных реле. По сути, это важная составляющая защитной функции АВР, поскольку информирует обо всех изменениях и неисправностях в работе.

В отношении силовой части стоит сказать, что она может быть собрана на контакторах или автоматических выключателях. В любом случае силовая часть

должна полностью исключать возможность одновременного включения обоих вводов. Это возможно только при использовании сразу двух типов блокировки - электронной и механической.

Типовые схемы АВР.

Схема АВР на два ввода. Это самый простой вариант организации системы АВР. Реализуется на основе двух выключателей. В трехфазной сети схема строится с использованием реле контроля фаз. Принцип действия АВР на два ввода максимально простой. В нормальном режиме электрический ток подается через первый ввод. В случае нарушений контакт на первом вводе разомкнется, а на втором замкнется. Затем происходит обратный процесс, когда напряжение на основном вводе снова появляется. Особенность данной схемы заключается в том, что всегда существует приоритет первого ввода.

На ПНС 2 принимаем устройство АВР с приоритетом питания от рабочего ввода на стороне бкВ, а так же принимаем автоматику восстановления нормального режима ВНР те при появлении стабильного напряжения на рабочем вводе она переводит питание секции на основное питание.

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета (АИИС КУЭ) предназначена для организации учета энергоресурсов у различных субъектов: генерирующих и сетевых компаний, гарантирующих поставщиков и крупных потребителей электроэнергии.

Типовая структура АИИС КУЭ включает в себя информационно-измерительные комплексы (ИИК) точек учета, информационно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ) и информационно-вычислительный комплекс (ИВК) верхнего уровня системы. Более сложные системы могут дополнительно иметь общий центр сбора и обработки данных (ЦСОД), например для консолидации данных подчиненных по иерархии локальных систем учета.

В точках учета в составе ИИК используются интеллектуальные счетчики различных производителей, измерительные трансформаторы тока и напряжения, имеющие метрологическую аттестацию и отвечающие техническим требованиям ОРЭ.

Для консолидации данных на уровне ИВКЭ (отдельные подстанции, ОРУ отходящих линий на электростанциях, распределительные устройства для собственных нужд и т. д.) используются УСПД ЭКОМ-3000 и другие типы УСПД, обеспечивающие опрос счетчиков и архивирование данных на требуемую глубину, а также синхронизацию измерений с помощью встроенного ГЛОНАСС/GPS-приемника единого времени.

ИВК включает в себя сервер базы данных, сервер сбора данных, web-сервер и пользовательский интерфейс. Необходимую функциональность на уровне ИВК-системы обеспечивает программный комплекс, он включает в себя инструменты для конфигурации системы, программы для сбора и передачи данных, а также пользовательский интерфейс для визуализации данных по группам и отдельным точкам учета. В качестве программной платформы

сервера базы данных используется операционная система MS WindowsServer 2012 (и выше) и СУБД MS SQL Server 2016 (и выше).

Для организации каналов связи между ИВК и ИВКЭ используется локальная вычислительная сеть, выделенные или коммутируемые каналы связи телефонной сети общего пользования, каналы GSM/GPRS/3G-связи, спутниковые каналы связи и др. Объекты учета, не оборудованные каналами связи, могут быть опрошены вручную с помощью специального программного обеспечения, входящего в состав программного комплекса.

14 ТЕЛЕМЕХАНИКА

На ПНС-2 для управления процессом переключения коммутационными аппаратами используются средства телемеханики.

Телемеханика – это комплекс оборудования и программного обеспечения, которые обеспечивают возможность приема и передачи информации, сигналов от различных объектов, а также позволяют управлять оборудованием данных объектов. В данной статье рассмотрим, что представляют собой системы телемеханики электроэнергетических объектов – электростанций, подстанций.

Телемеханика электроэнергетических объектов, по сути, являющаяся автоматизированной системой управления технологическим процессом (АСУ ТП), включает в себя несколько отдельных систем:

- системы автоматического управления (САУ);
- средства диспетчерского и технического управления (СДТУ);
- программное обеспечение, служащее для сбора, обработки, хранения, анализа различной информации относительно работы электрического оборудования (SCADA);
- пульты управления, панели с переключающими устройствами, контрольно-измерительными приборами.

Для передачи данных между системами телемеханики объектов с центральными пунктами управления, в зависимости от взаимного расположения объектов, используют беспроводные, проводные средства связи, ВЧ-связь по высоковольтным линиям электропередач.

Системы телемеханики строятся таким образом, чтобы обеспечить высокую точность, скорость и надежность при передаче информации, сигналов управления оборудованием. Также одной из основных задач данных систем является организация быстрой и точной фиксации изменения тех или иных параметров электрической сети, состояния оборудования, что обеспечивается благодаря максимальной автоматизации данного процесса.

Системы телемеханики применяют для организации контроля и управления над оборудованием объектов, которые расположены в различной степени удаленности от центра управления. На энергетических объектах, на которых запрещено находиться продолжительное время или вообще нахождение человека невозможно (например, по причине высокого радиационного фона, высокого уровня загрязнения).

К достоинствам систем телемеханики можно отнести:

-независимость от удаленности объектов контроля и управления энергетическими объектами (для электрических распределительных подстанций – центральный диспетчерский пункт). Благодаря наличию телемеханических систем на энергетических объектах и использования современных средств связи, контроль и управление над данными объектами можно выполнять из любой точки, независимо от взаимного расположения объектов. То есть посредством систем телемеханики можно организовать контроль и управление над объектами, расположенными, например, в нескольких областях;

-возможность контроля над оперативно-техническим персоналом. Во время проведения оперативных переключений на оборудовании, особенно во время ликвидации аварий и технологических нарушений, оперативно-технический персонал может допустить ошибку. Благодаря наличию систем АСУ ТП, в частности SCADA, дежурный диспетчер, который отдает команды на операции с оборудованием на подстанции, может в реальном времени контролировать процесс выполнения команд.

- в случае допущения ошибок во время выполнения оперативных переключений, дежурный диспетчер может своевременно обнаружить данную ошибку и сообщить о ней оперативному персоналу, что позволяет предупредить возникновения различных негативных последствий.

- при необходимости вывода в ремонт силового трансформатора, оперативный персонал выполнит все необходимые операции по отключению данного элемента оборудования от электрической сети, но заземление данного

элемента произведет только после того, как вышестоящий оперативный персонал – дежурный диспетчер лично убедиться в правильности выполненных переключений и возможности производства дальнейших операций – заземления силового трансформатора. В зависимости от сложности выполняемых переключений такая проверка может выполняться несколько раз;

- экономия средств, благодаря наличию систем телемеханики на энергетических объектах, можно значительно снизить затраты на содержание обслуживающего персонала, так как контроль над режимом работы оборудования, считывания информации с микропроцессорных терминалов защит оборудования относительно нарушений режимов работы в электрических сетях, а также выполнения операций с высоковольтными выключателями, автоматическими выключателями с мотор-приводами можно вести дистанционно;

- оперативность. Управление оборудованием персоналом непосредственно на объекте занимает определенное количество времени: обнаружение неисправности, фиксирование в журнале, доклад вышестоящему персоналу, получение команды на выполнение тех или иных команд, фиксация команды в журнале, выполнение команды, фиксация в журнале о выполненной команде, доклад вышестоящему персоналу.

В случае управления оборудованием дистанционно посредством систем АСУ ТП выполнение необходимых операций производится более оперативно, так как команда может быть выполнена непосредственно дежурным диспетчером сразу при возникновении такой необходимости.

Что касается недостатков, то наиболее ярко выраженным недостатком систем телемеханики является их уязвимость. Система телемеханики – это сложный комплекс техники, один из элементов которой, может в любой момент выйти из строя. Это приведет к некорректной работе данной системы, наличию ложных сигналов или вовсе полной ее неработоспособности. Подобные нарушения работы встречаются достаточно редко, но они имеют место быть.

Применение данных систем в энергетике позволяет значительно сократить количество обслуживающего персонала. Например, в группе нескольких подстанций благодаря наличию систем телемеханики отсутствует необходимость наличия постоянного обслуживающего персонала на каждой из подстанций, так как контроль над всеми объектами ведется дистанционно с диспетчерского пункта.

В данном случае для обслуживания объектов достаточно лишь оперативно-выездной бригады, которая в случае возникновения каких-либо аварийных ситуаций, требующих оперативного вмешательства персонала, прибудет на объект. В случае же отсутствия систем телемеханики на подстанциях для постоянного контроля над режимом работы оборудования и с целью своевременного обнаружения возникших неисправностей и аварийных ситуаций необходимо наличие на подстанциях постоянного обслуживающего персонала.

15 АСУ ЭТО

Автоматизированная система управления электротехническим оборудованием - комплекс технических и программных средств, предназначенный для автоматизации управления электротехническим оборудованием.

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанции - система, включающая как программно-технический комплекс (ПТК), решающий различные задачи сбора, обработки, анализа, визуализации, хранения и передачи технологической информации и автоматизированного управления оборудованием трансформаторной подстанции, так и соответствующие действия персонала по контролю и оперативному управлению технологическими процессами подстанции, выполняемые во взаимодействии с ПТК.

С учетом сложности и ответственности разных функций управления создание АСУ ТП подстанции осуществляется поэтапно, начиная с менее сложных и ответственных: оперативного управления, автоматического регулирования, релейной защиты. Завершенная в полном объеме АСУ подстанцией называется интегрированной системой управления подстанции.

В составе АСУ ТП подстанцией предусматриваются следующие функции:

Оперативное управление — сбор и первичная обработка дискретной и аналоговой информации, формирование, обновление, корректировка базы данных, регистрация аварийных ситуаций и переходных процессов, фиксация факта и времени выдачи управляющих команд, учет электроэнергии, отпущенной потребителям, переданной соседним энергосистемам или полученной от них, отображение и документирование информации для оперативного персонала, контроль текущих значений параметров режима, определение длительности допустимых перегрузок трансформаторов и другого оборудования, контроль продолжительности работы оборудования в

утяжеленных условиях (при перегрузках), контроль качества напряжения, контроль работы трансформаторов и другого оборудования, регистрация состояния оборудования, определение ресурса трансформаторов (по изоляции и по электродинамическим воздействиям) и коммутационного оборудования,

Кроме этого - определение ресурса трансформаторов, контроль состояния изоляции высокого напряжения, анализ аварийных ситуаций, контроль и управление электропотреблением, автоматическое составление бланков оперативных переключений, контроль состояния сети оперативного тока, контроль охлаждения трансформаторов, контроль состояния системы автоматического пожаротушения, управление коммутационной аппаратурой, определение расстояния до места повреждения на ЛЭП, автоматическое ведение суточной ведомости, формирование телеизмерений и телесигналов и передача их на диспетчерские пункты верхних уровней управления, реализация команд телеуправления коммутационными аппаратами и средствами управления, организация необходимых каналов связи и управления с диспетчерскими пунктами и оперативно-выездными бригадами,

Автоматическое управление — управление напряжением и реактивной мощностью, управление составом работающих трансформаторов (оптимизация числа работающих трансформаторов по критерию минимума потерь активной мощности), управление нагрузкой в аварийных режимах, адаптивное АПВ и АВР,

Релейная защита — релейная защита всех элементов подстанции, диагностирование и проверка релейной защиты и автоматики, адаптация релейной защиты, анализ действия релейной защиты по сигнализации, резервирование отказа выключателей.

Цифровая техника на подстанции дает следующие преимущества:

- повышение надежности всех функций управления благодаря автоматическому диагностированию системы и расширению возможности использования всего объема исходной информации,

- улучшение контроля за состоянием оборудования подстанции,

- сокращение избыточности цепей и информации, необходимой для обеспечения определенного уровня надежности,
- повышение возможностей достоверизации и корректировка исходной информации благодаря наличию достаточно большого объема избыточной информации,
- увеличение объемов информации, что позволяет системе управления формировать более обоснованные решения, -
- возможность реализации адаптивных систем релейной защиты и управления,
- снижение суммарных затрат на комплекс технических средств управления,
- возможность применения новых прогрессивных технических средств (датчиков высокой точности, волоконно-оптических систем и др.).

Почти для всех разработок общим является использование в качестве технической базы АСУ ТП подстанциями многомашинных распределенных комплексов, базирующихся на структурах локальных вычислительных сетей. Микропроцессоры, входящие в эти комплексы, выполняют разные технологические и вспомогательные функции, включая связь между подстанцией и диспетчерским пунктом.

К числу функций управления подстанцией, которые автоматизируются с помощью микропроцессорной техники, относятся:

- сбор и обработка информации,
- отображение и документирование информации,
- контроль измеряемых величин, выходящих за установленные пределы,
- передача информации на верхний уровень управления,
- выполнение простых вычислений,
- автоматическое управление оборудованием подстанции в нормальном режиме.

К устройствам релейной защиты и противоаварийной автоматики предъявляются наиболее высокие требования по надежности и

быстродействию. Отказы микропроцессорных систем при выполнении функций релейной защиты и противоаварийной автоматики должны быть практически исключены.

Диалоговая система должна обеспечить общение с АСУ ТП разных пользователей: оперативного персонала, для которого используется наиболее простой, близкий к естественному, язык общения, специалистов в области релейной защиты и противоаварийной автоматики, выполняющих настройку, проверку и изменение уставок (более сложный, специализированный язык общения), специалистов по вычислительной технике (наиболее сложный язык). С помощью АСУ ТП контролируются: состояние (включено-отключено) работающего оборудования, текущие значения величин по сравнению с установленными допустимыми пределами, исправность средств управления (связи, релейной защиты и противоаварийной автоматики), допустимая длительность перегрузки трансформаторов и ЛЭП, разница коэффициентов трансформации включаемых на параллельную работу трансформаторов.

К числу функций автоматического управления в нормальном режиме относятся: регулирование напряжения на шинах подстанции посредством включения и отключения конденсаторов, оперативные переключения по заданной программе, блокировка разъединителей отключение одного из параллельно работающих трансформаторов для уменьшения суммарных потерь электроэнергии в режиме малых нагрузок, автоматизация считывания показаний счетчиков электроэнергии.

Функции управления АСУ ТП подстанций в аварийных режимах включают релейную защиту элементов подстанции, УРОВ, АВР, отключение и восстановление нагрузки.

16 БЛОК МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

На ПНС-2 в качестве устройства защиты присоединений с вакуумными выключателями принят блок БМРЗ, рассмотрим его подробно.

Возможности блока позволяют проектным и пусконаладочным организациям на основе логических сигналов типовых и фиксированных функциональных схем защит и автоматики учитывать индивидуальные особенности проекта защищаемого присоединения.

Программное обеспечение, созданное предприятием-изготовителем, является базовым функциональным программным обеспечением (далее - БФПО), в нем реализуются функции защит и автоматики, сигнализации, сервисные функции и функции диагностики блока. Изменение БФПО осуществляется только на предприятии-изготовителе.

Дополнительные функциональные схемы, создаваемые для учета индивидуальных особенностей проекта защищаемого присоединения, входят в состав программного модуля конфигурации (далее - ПМК). Для создания ПМК следует использовать программный комплекс "Конфигуратор - МТ". ПМК включает в себя: - уставки защит и автоматики; - дополнительные функциональные схемы ПМК (далее - схемы ПМК); - настройки связи блока с АСУ/ПЭВМ; - настройки функций синхронизации времени блока; - настройки таблицы подключений блока; - настройки таблицы назначений блока.

Таблица подключений блока позволяет использовать дискретные входы для привязки их к входным сигналам функциональных схем БФПО

Таблица назначений блока позволяет: - использовать свободно назначаемые выходные реле для привязки к ним сигналов с дискретных входов блока; - использовать свободно назначаемые выходные реле для привязки к ним логических сигналов функциональных схем; - создавать дополнительные записи для журнала сообщений и журнала аварий; - выполнять настройку светоизлучающих диодов (светодиодов); - выполнять настройку состава осциллограмм.

В комплект поставки блока входит пример реализации ПМК, созданный предприятием-изготовителем в соответствии с рисунком А.4 приложения А.

Выходные сигналы функциональных схем БФПО и схем ПМК могут быть использованы в таблице назначений блока, а также переданы в АСУ. Выходные сигналы функциональных схем БФПО могут быть использованы для создания схем ПМК.

Программный комплекс "Конфигуратор - МТ" предоставляет возможность установки паролей для разделения на следующие уровни доступа: служба РЗА (изменение уставок, просмотр и управление) и служба АСУ (изменение коммуникационных настроек).

Для создания дополнительных функциональных схем, учитывающих особенности проекта защищаемого присоединения, доступны следующие элементы: - дискретные входы; - кнопки лицевой панели "F1" и "F2"; - входные сигналы АСУ, перечень которых приведен в таблице 7; - входные сигналы функциональных схем, - выходные сигналы функциональных схем; - свободно назначаемые дискретные выходы.

Назначение дискретных входов в таблице подключений блока производится в виде перекрестной связи между дискретным входом (графа) и входным сигналом функциональных схем БФПО (строка) (пример назначения свободно назначаемого дискретного входа "Вход" на входной сигнал функциональных схем БФПО "Квитир. внеш."). Допускается прямое или инверсное подключение дискретного входа.

Функции защиты

Токовая отсечка

ТО предназначена для быстрой ликвидации междуфазных коротких замыканий.

ТО выполняется с контролем трех фазных токов. Схема подключения аналоговых сигналов, в случае установки трансформаторов тока в двух фазах подключение к блоку осуществляется в соответствии с типовой

инструкцией Ступени ТО могут быть введены в действие программными ключами S101 и S102 для первой и второй ступени соответственно.

Предусмотрена возможность работы первой и второй ступени ТО с контролем от реле направления мощности (РНМ). Ввод РНМ производится программными ключами S143, S145 для первой и второй ступени соответственно. Предусмотрен выбор варианта работы ТО при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программными ключами S144, S146 для первой и второй ступени соответственно.

При междуфазных коротких замыканиях вблизи места установки защиты, сопровождающихся значительным снижением напряжения, подводимого к реле РНМ работает "по памяти". В этом случае на реле в течение 200 мс сохраняется фаза напряжения предаварийного режима. По истечении 200 мс состояние РНМ фиксируется. Возврат РНМ осуществляется при восстановлении значения напряжения выше 7В. Для готовности работы РНМ "по памяти" необходимо наличие на зажимах РНМ напряжения выше 9 В в течение не менее 60 мс.

При неготовности РНМ работать "по памяти" формируется логический сигнал "недост.", ступени ТО работают в ненаправленном режиме.

Для блокировки пуска ступеней ТО предусмотрены логические сигналы "ТО 1 блок." и "ТО 2 блок.". Блокировка осуществляется наличием логической единицы.

Максимальная токовая защита (МТЗ)

МТЗ предназначена для защиты от междуфазных коротких замыканий и перегрузки защищаемого присоединения. Первая ступень имеет независимую или зависимую времятоковую характеристику. Вторая ступень имеет независимую времятоковую характеристику.

Ступени МТЗ могут быть введены в действие программными ключами S103 и S104 для первой и второй ступени соответственно.

МТЗ выполняется с контролем трех фазных токов (в соответствии с рисунком Б.2). При установке трансформаторов тока в двух фазах подключение к блоку осуществляется в соответствии с рисунком А.2.

Выбор времятоковой характеристики производится программным ключом S109 (по умолчанию первая ступень МТЗ выполняется независимой). Блок обеспечивает возможность работы первой ступени с четырьмя типами обратозависимых времятоковых характеристик:

Для зависимой характеристики возможен выбор одной из четырёх зависимых времятоковых характеристик.

Тип времятоковой характеристики задаётся уставкой в программном комплексе "Конфигуратор - МТ" при выборе типа обратозависимой времятоковой характеристики.

Вторая ступень МТЗ может быть использована с действием на отключение и сигнализацию или с действием только на сигнализацию. Ввод действия второй ступени МТЗ на отключение производится программным ключом.

Для первой ступени МТЗ с независимой времятоковой характеристикой может быть введен пуск по напряжению (программный ключ - ввод контроля линейного напряжения и программный ключ - ввод комбинированного пуска с контролем напряжения обратной последовательности и линейного напряжения). Условием пуска первой ступени МТЗ является снижение любого линейного напряжения ниже уставки "МТЗ РН U1" или увеличение напряжения обратной последовательности выше уставки "МТЗ РН U2". При использовании комбинированного пуска МТЗ по напряжению применять уставки по времени менее 0,1 с не рекомендуется.

Контроль напряжения для комбинированного пуска МТЗ выводится при неисправности цепей напряжения в соответствии рисунком Б.2. Для вывода контроля исправности цепей напряжения необходимо ввести программный ключ S150.

Предусмотрена возможность работы первой ступени МТЗ с контролем от РНМ. Ввод РНМ производится программным ключом S147. При использовании направленной МТЗ предусмотрен выбор варианта её работы при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программным ключом S148.

Для блокировки первой или второй ступени МТЗ предусмотрены логические сигналы "МТЗ 1 ст. блок." и "МТЗ 2 ст. блок." соответственно.

Ускорение МТЗ (УМТЗ)

УМТЗ предназначено для ускорения действия первой ступени МТЗ при включении выключателя и коротком замыкании в защищаемой зоне. УМТЗ может быть введено в действие программным ключом S106.

После исчезновения сигнала "РПО" в течение 1 с и при пуске первой ступени МТЗ с выдержкой времени "УМТЗ Т" выдается сигнал на отключение выключателя в соответствии рисунком Б.3.

Предусмотрена блокировка УМТЗ (программный ключ S160) по наличию напряжений на секции шин и до вводного выключателя.

Для блокировки работы УМТЗ предусмотрен сигнал "УМТЗ блок."
Логическая защита шин (ЛЗШ)

ЛЗШ предназначена для ускорения действия МТЗ выключателя источника питания при коротком замыкании на шинах присоединения. 4.1.4.2 Ввод в работу ЛЗШ осуществляется программным ключом S128 (в соответствии с рисунком Б.3).

Организация ЛЗШ представлена в руководстве по эксплуатации. Подключение датчиков логической защиты шин может быть выполнено при параллельном или последовательном соединении, выбор осуществляется программным ключом. По умолчанию блок реализует схему с последовательным соединением датчиков логической защиты шин.

При получении сигнала от датчиков ЛЗШ (пуск МТЗ присоединений, питающих нагрузку) первая ступень МТЗ действует с выдержкой времени, выбранной по условию селективности. При отсутствии сигнала от датчиков

ЛЗШ и пуске первой ступени МТЗ срабатывание МТЗ происходит с уставкой по времени "ЛЗШ Т".

Блок обеспечивает контроль исправности шинки ЛЗШ - при наличии сигнала от датчиков ЛЗШ в течение 180 с блок выдает сигнал "Вызов".

При расчете уставок по времени необходимо учитывать время обработки блоком входных дискретных сигналов. При использовании ЛЗШ не рекомендуется устанавливать значение выдержки первой ступени МТЗ менее 0,1 с.

17 ОРГАНИЗАЦИОННО – ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

17.1 Расчет капиталовложений

В данном разделе проводим расчет общих капиталовложений в реконструкцию и модернизацию ПНС-2, общие капиталовложения будут определяться по следующей формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{py} + K_{mp} + K_{укрм} + K_{нч} + K_{кл} + K_{ВЛ} \quad (67)$$

где K_{py} - стоимость распределительных устройств

K_{mp} - стоимость трансформаторов 6/0,4 кВ

$K_{укрм}$ - стоимость устройств компенсации реактивной мощности

$K_{нч}$ - стоимость преобразователей частоты

$K_{кл}$ - стоимость кабельной линии электропередачи

$K_{вл}$ - стоимость воздушной линии электропередачи

Для распределительного устройства 6 кВ добавляется дополнительно 2 ячейки:

$$K_{py} = N_{яч6} \cdot K_{яч6} \quad (68)$$

где $N_{яч6}$ - количество выключателей 6кВ

$K_{яч6}$ - стоимость ячейки выключателя 10 кВ

$$K_{py} = 2 \cdot 0,473 = 0,95 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость трансформаторов:

$$K_{mp} = N_{mp} k_{mp} \quad (69)$$

где N_{mp} - количество трансформаторов 6/0,4 кВ (ед.)

k_{mp} - стоимость одного трансформатора 6/0,4 кВ (млн. руб.)

$$K_{mp} = 2 \cdot 0,228 = 0,46 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость устройств компенсации реактивной мощности:

$$K_{укрм} = N_{укрм} \cdot k_{укрм} \quad (70)$$

где $N_{укрм}$ - количество устройств (ед.)
 $k_{укрм}$ - стоимость одного устройства (млн. руб.)

$$K_{укрм} = 2 \cdot 0,206 = 0,41 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость преобразователей частоты:

$$K_{нч} = N_{нч} \cdot k_{нч} \quad (71)$$

где $N_{нч}$ - количество преобразователей частоты(ед.)
 $k_{нч}$ - стоимость одного преобразователя частоты (млн. руб.)

$$K_{нч} = 3 \cdot 3,512 = 10,54 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость кабельной линии:

$$K_{кл} = L_{кл} \cdot k_{кл} \quad (72)$$

где $L_{кл}$ - протяженность кабельной линии (км)
 $k_{кл}$ - стоимость кабельной линии с учетом монтажа (млн. руб./км)

$$K_{кл} = 0,4 \cdot 1,8 = 0,72 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость воздушной линии:

$$K_{вл} = L_{вл} \cdot k_{вл} \quad (73)$$

где $L_{вл}$ - протяженность воздушной линии (км)
 $k_{вл}$ - стоимость воздушной линии с учетом монтажа (млн. руб./км)

$$K_{вл} = 1,0 \cdot 3,5 = 3,5 \text{ (млн. руб.)}$$

Общая стоимость составит:

$$K_{\Sigma} = 0,95 + 0,46 + 0,41 + 10,54 + 0,72 + 3,5 = 16,58 \text{ (млн. руб.)}$$

17.2 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формуле (в данном случае только подстанционное оборудование):

$$I_{\text{ЭКС}} = \alpha_{\text{ЭКС}} \cdot K_{\Sigma} \quad (74)$$

где $\alpha_{\text{ЭКС}} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт:

$$I_{\text{ЭКС}} = \frac{5,9}{100} \cdot 16,58 = 0,98 \text{ (млн. руб.)}$$

17.3 Расчет амортизационных отчислений

Ежегодные издержки на амортизацию вычисляются по формуле:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{СЛ}}} \quad (75)$$

где $T_{\text{СЛ}} = 20 \text{ лет}$ – период службы для электрооборудования.

$$I_{\text{АМ}} = \frac{16,58}{20} = 0,83 \text{ (млн. руб.)}$$

17.4 Расчет суммарных издержек

Определяем суммарные годовые издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{АМ}} \quad (76)$$

$$I_{\Sigma} = 0,98 + 0,83 = 1,81 \text{ (млн. руб.)}$$

В ходе проведенного расчета были определены все составляющие капиталовложений в реконструкцию и модернизацию системы электроснабжения понизительной насосной станции №2 принадлежащей СП «БТЭЦ», так же определены все составляющие суммарных годовых издержек, расчет показал что необходимые капиталовложения составят 16,58 миллионов

рублей, при этом суммарные годовые отчисления на эксплуатацию и амортизационные отчисления составят 1,81 миллиона рублей.

18 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

18.1 Безопасность

В данной работе рассматривается реконструкция понизительной насосной станции №2 принадлежащей Благовещенской ТЭЦ в Амурской области, предполагается ее полная реконструкция и модернизация с установкой современного оборудования, дополнительно в данной работе рассматривается частичная модернизация собственных нужд Благовещенской ТЭЦ для повышения надежности электроснабжения.

При производстве работ должны соблюдаться требования государственных НТД и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
2. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
3. Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов /ПОТ РМ 007-98/.
4. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
5. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

Общие требования охраны труда при работе на коммутационных аппаратах:

Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, предусмотренных правилами по охране труда, обеспечивающих безопасность работы, включая мероприятия, препятствующие ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке разрешается при несданном наряде-допуске временная

подача напряжения в цепи оперативного тока, силовые цепи привода, а также подача воздуха на выключатели.

Установку снятых предохранителей, включение отключенных автоматов и открытие задвижек для подачи воздуха, а также снятие на время опробования плакатов безопасности должен осуществлять оперативный персонал.

Операции по опробованию коммутационного аппарата имеет право осуществлять производитель работ, если на это получено разрешение выдавшего наряд-допуск и подтверждено записью в строке «Отдельные указания» наряда-допуска, либо оперативный персонал по требованию производителя работ.

После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным персоналом должны быть выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска бригады к работе.

Общие требования охраны труда при работе в комплектных распределительных устройствах

При работе на оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить в ремонтное положение; шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат безопасности «Стой! Напряжение»; на тележке или в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь».

При работах вне КРУ на подключенном к нему оборудовании или на отходящих ВЛ и КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа; шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакаты «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

Оперировать выкатной тележкой КРУ с силовыми предохранителями разрешается под напряжением, но без нагрузки.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ, КВЛ и КЛ или на подключенном к

ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ.

В РУ, оснащенных вакуумными выключателями, испытания дугогасительных камер повышенным напряжением с амплитудным значением более 20 кВ необходимо выполнять с использованием специального экрана для защиты работников от возникающих рентгеновских излучений.

Общие требования охраны труда при работе на кабельных линиях:

Земляные работы на территории организаций, населенных пунктов, а также в охранных зонах подземных коммуникаций (электрокабели, кабели связи, газопроводы) должны начинаться только после получения письменного разрешения руководства организации, местного органа власти и владельца этих коммуникаций (соответственно). К разрешению должен быть приложен план (схема) размещения и глубины заложения коммуникаций (далее - план коммуникаций). Местонахождение подземных коммуникаций должно быть обозначено соответствующими знаками или надписями как на плане (схеме), так и на месте выполнения работ.

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы следует прекратить до выяснения их принадлежности и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ.

Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем разрешается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

Перед началом раскопок КЛ должно быть произведено контрольное вскрытие линии под надзором персонала организации - владельца КЛ.

Открытые муфты должны укрепляться на доске, подвешенной с помощью проволоки или троса к перекинутым через траншею брускам, и закрываться коробами. Одна из стенок короба должна быть съемной и закрепляться без применения гвоздей. Запрещается использовать для подвешивания кабелей

соседние кабели, трубопроводы. Кабели следует подвешивать таким образом, чтобы не происходило их смещение. На короба, закрывающие откопанные кабели, следует вывешивать плакат безопасности «Стоять! Напряжение».

Перед разрезанием кабеля или вскрытием муфт следует удостовериться в том, что работа будет выполняться на подлежащем ремонту кабеле, что этот кабель отключен и что выполнены технические мероприятия.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель определяется:

- при прокладке в туннеле, коллекторе, канале - прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;

- при прокладке кабелей в земле - сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Во всех случаях, когда отсутствует видимое повреждение кабеля, следует применять кабеле-искательный аппарат.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника. На КЛ с двухсторонним питанием отсутствие напряжения проверяется проколом дистанционным способом с двух сторон от места повреждения кабеля или соединительной муфты.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и на других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением. Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При перекатке барабана с кабелем необходимо принять меры против захвата его выступами частей одежды.

До начала работ по перекатке барабана следует закрепить концы кабеля и удалить торчащие из барабана гвозди.

Барабан с кабелем разрешается перекачивать только по горизонтальной поверхности по твердому грунту или настилу.

Перекладывать кабель и переносить муфты следует после отключения кабеля. Перекладывать кабель, находящийся под напряжением, разрешается при условиях:

- перекладываемый кабель должен иметь температуру не ниже 5 градусов С;

- муфты на перекладываемом участке кабеля должны быть укреплены хомутами на досках;

- для работы должны использоваться диэлектрические перчатки, поверх которых для защиты от механических повреждений должны быть надеты брезентовые рукавицы;

- работа должна выполняться работниками, имеющими опыт прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V по электробезопасности, в электроустановках напряжением выше 1000 В и производителя работ, имеющего группу IV по электробезопасности, в электроустановках напряжением до 1000 В.

18.2 Экологичность

Процесс реализации намечаемой деятельности сопровождается воздействием на окружающую среду в виде выбросов и сбросов различных загрязняющих веществ, размещения отходов производства и потребления, нарушения почвенно-растительного покрова и т.п.

Опыт строительства и эксплуатации аналогичных объектов, позволяет выделить следующие компоненты окружающей среды, которые могут подвергаться воздействию:

- земельные ресурсы и почвенно-растительный покров;

- водные объекты;

- приземный слой атмосферы;

При этом следует отметить, что воздействие на окружающую среду в период строительства будет носить кратковременный характер, воздействие в период эксплуатации постоянный характер.

Воздействие на атмосферный воздух

Влияние на воздушный бассейн района работ *при строительстве* объекта и дальнейшей их эксплуатации различно, и зависит от вида источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) на каждом этапе, их количества и времени воздействия.

Загрязнение атмосферного воздуха в период строительства проектируемого объекта происходит при выбросах загрязняющих веществ и осуществляется не организованно в месте проведения работ или стоянки (нахождения в данный конкретный промежуток времени) строительных машин и механизмов.

В состав работ по строительству, при производстве которых происходит загрязнение атмосферы, будут входить:

- подготовительные работы, в т. ч. доставка строительных материалов, машин и механизмов на временную базу, устройство временных зданий и сооружений, расчистка участка, планировочные работы на площадке строительства;

- основные работы, включая земляные работы, строительные-монтажные и специальные работы, рекультивацию нарушенных земель.

Основными источниками выделения вредных веществ в период строительства являются:

- строительное оборудование и строительная техника; автомобильная техника;

- сварочное оборудование;

- окраска;

- заправка топливных баков;

- пыление грунта при земляных работах.

Данные источники характеризуются выбросами следующих загрязняющих веществ:

- автотранспорт (неорганизованный источник выбросов), при разогреве двигателей автомобилей и их пробеге по территории, в атмосферу выбрасываются: оксид углерода, углеводороды (по керосину), азота оксид, сажа, серы диоксид, формальдегид, безопорен;

- сварочный пост (неорганизованный источник выбросов), при производстве электросварки и газовой резки, в атмосферу выбрасываются: железа оксид, марганец и его соединения, хрома оксид, пыль неорганическая, фториды плохо растворимые, фториды газообразные, азота оксид, углерода оксид;

- лакокрасочные работы (неорганизованный источник выбросов), при проведении окрасочных работ в атмосферу выделяются: ацетон, бутилацетат, ксилол, толуол, Уайт-спирит;

- земляные работы (неорганизованный источник выбросов), работа по выемке грунта сопровождается выбросом в атмосферу неорганической пыли.

Воздействие на атмосферный воздух будет ограничено только периодом строительства объекта.

Воздействие на земли и почвенный покров

При проведении работ возможны механические и химические негативные воздействия на состояние почвенного покрова. Воздействие на почвенный покров связано:

- с работой строительной техники (выбросы окислов углерода, азота и углеводородов),

- загрязнение почв отработанными маслами и смазками автотранспорта,

- проведением земляных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).

Почвенный покров в пределах окрестных территорий будет также испытывать антропогенное-техногенное воздействие. Складирование бытового

и строительного мусора может привести к загрязнению территории пластиком, стеклом, металлическим ломом.

После окончания работ и проведения своевременной рекультивации участков, территория должна вернуться к состоянию, максимально существовавшему до начала работ. При работах, связанных со строительством объекта основными природными средами воздействия будут являться: почвенный покров и атмосферный воздух.

Мероприятия по минимизации воздействия на атмосферный воздух

Этап строительства

В процессе выполнения строительных работ перечень мероприятий по минимизации загрязнения атмосферного воздуха включает в себя следующие:

- контроль за своевременным обслуживанием техники подрядной организацией и заправкой техники сертифицированным топливом;
- при длительных перерывах в работе (более 15 мин) запрещается оставлять механизмы с включенными двигателями;
- выполнение работ минимально необходимым количеством технических средств;
- выполнение регулярных проверок состава выхлопов автомобилей и строительной техники и недопущение к работе техники с повышенным содержанием вредных веществ в выхлопных газах;
- при выполнении строительно-монтажных работ предусмотреть максимально возможное применение механизмов с электроприводом;
- категорически запрещается сжигание строительного мусора на строительной площадке;
- предусмотреть производства работ поточным методом комплексного технологического потока.

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации электрооборудования не требуется.

Мероприятия по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды

Этап строительства

В строительный период предусмотреть следующие мероприятия:

- обязательное соблюдение границы территории работ.
- минимальное использование на площадке строительной техники.
- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов в специально организованных местах, своевременная уборка и вывоз мусора;
- организация обслуживания, ремонта, отстоя автотранспорта и спецтехники на базе строительной-монтажной организации;
- заправка техники ГСМ на организованных АЗС общего пользования.

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды при эксплуатации электрооборудования не требуется.

Расчет параметров маслоприемника трансформатора

Как указывалось, ранее в данной работе дополнительно предусматривается частичная реконструкция системы электроснабжения собственных нужд Благовещенской ТЭЦ в частности это касается замены силового трансформатора 2ВТ, после его замены на современный тип необходимо согласно [11] установить под ним устройство для сбора масла – маслоприемник.

Тип принятого для установки трансформатора: ТРДНС 25000/10,5/6,3/6,3 номинальной мощностью 25 МВА и номинальным напряжением 10,5/6,3/6,3 кВ, габаритные размеры Д×Ш×В: 5,45×4,46×4,92 м и массой масла 15,99 т.

При определении геометрических характеристик маслоприемника учитываем следующие условия [11]:

- 1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м.

2) Маслоприемник должен предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [11].

Маслоприемник выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [11].

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Проводим расчет геометрических данных маслоприемника.

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (77)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{\text{трм}} = \frac{15,99}{0,88} = 18,17 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{мн}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (78)$$

где A , B – длина и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{\text{мн}} = (5,45 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,46 + 2 \cdot 1,5) = 63,04 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{он}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (79)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{он}} = (5,45 + 4,46) \cdot 2 \cdot 4,92 = 97,51 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2))$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{он}) \cdot 10^{-3} \text{ (80)}$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (63,04 + 97,51) \cdot 10^{-3} = 57,8 \text{ (м}^3)$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \text{ (81)}$$

$$V_{mmH_2O} = 18,17 + 0,8 \cdot 57,8 = 64,41 \text{ (м}^3)$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости V_{mmH_2O} :

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} \text{ (82)}$$

$$H_{mn} = \frac{64,41}{63,04} = 1,02 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [11]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [11]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [11]:

$$H_{nmi} = H_{mn} + H_{en} + H_z \text{ (83)}$$

$$H_{нмп} = 1,02 + 0,05 + 0,25 = 1,32 \text{ (м)}$$

18.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим различные аварийные ситуации для данного объекта:

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на объекте энергетики сложившаяся в результате возникновения какой-либо аварийной ситуации либо опасного явления природы, катастрофы, стихийного бедствия которая может повлечь за собой человеческие жертвы либо ущерб здоровью окружающих или природной среде, привести к материальным потерям либо нарушением условий жизнедеятельности.

Чрезвычайные ситуации разделяются на несколько видов по характеру источника, а также по ее масштабам.

Электроэнергетическая система это часть энергосистемы включая подключенных потребителей электрической энергией объединённых процессом выработки, передачи и потребления электрической энергии. Рассмотрим различные виды аварийных ситуаций на объектах электроэнергетики, аварии на объектах могут приводить к длительным перерывам электроснабжения потребителей значительных территорий, также к нарушению графиков движения транспорта, поражения людей электрическим током, транспортным авариям и так далее.

Рассмотрим подробно различные причины возникновения аварийных ситуаций, в первую очередь относим сюда погодные явления, обрывы проводов либо падение деревьев на них, разрушение опор воздушных линий электропередач из-за землетрясений либо наводнений, перегрузку оборудования из-за высокого потребления электрической энергии, износ оборудования в процессе его эксплуатации, человеческий фактор также являются причиной возникновения аварий, механические повреждения в результате выполнения каких-либо монтажных либо строительных работ,

Аварийные ситуации в электроэнергетике могут приводить к значительным перерывам электроснабжения нарушение дорожного движения отсутствие освещения в городе в темное время суток, нарушение работы

различных предприятий, таких потребителей как телекоммуникации, водопроводная сеть канализационная сеть, отопление и так далее, могут создавать угрозы работы медицинского оборудования в больницах, приводить к отсутствию связи, а также к различным бытовым неудобствам и так далее.

Рассмотрим предупредительные меры для предотвращения возникновения чрезвычайной ситуации, основной мерой по ликвидации ЧС на системах является своевременная и быстрая реакция специальных сил для борьбы с чрезвычайными ситуациями, необходимо вовремя выполнять ремонт электрооборудования, а также проводить информирование и разъяснение со специалистами, работающими и обслуживающими данное оборудование.

Также для борьбы с чрезвычайными ситуациями необходимо выполнять комплекс превентивных мер для снижения возникновения аварийной ситуации и либо уменьшения последствий в результате их прохождения.

В настоящее время системы электроснабжения являются очень сложными объектами с различными связями и взаимодействиями решение, вопросов связанных с проектированием таких объектов только при использовании вычислительной техники и математики систем связи и коммуникаций, на основе систем электроснабжения реализовано значительной сферой деятельности и взаимодействия работников, малейшие аварии на системах электроснабжения ведут значительному материальному и моральному ущербу при отключении и потребителей электрической энергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была достигнута цель по разработке оптимального варианта реконструкции системы электроснабжения понизительной насосной станции №2 принадлежащей СП «Благовещенская ТЭЦ». Сформулированы основные недостатки существующей схемы электроснабжения и на их основе проведен расчет и выбор схемы нового распределительного устройства высокого и низкого напряжения ПНС-2, выбрано необходимое для реконструкции оборудования включая преобразователи частоты, выключатели номинальным напряжением 10, 0,4 кВ, выбрана марка и сечение проводника для питания ПНС-2, рассмотрены основные требования в области охраны труда и техники безопасности при строительном-монтажных работах и последующей эксплуатации электротехнического оборудования. Так же проведены необходимые экономические расчеты

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2008. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

13 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2006

14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2009г. №21.

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2006. №10.

16 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2006.

17 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

18 Постановление Правительства РФ от 01.01.2016 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2016), 2016.

19 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2010 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2010.

20 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

ПРИЛОЖЕНИЕ А Потребители 0,4 кВ

Потребитель	Кол-во	$P_{ном}$ (кВт)	k_{ui}	$\cos\varphi$
Задвижка	7	1,5	0,01	0,75
Вентиляция	4	1,5	0,65	0,8
	12	0,55	0,65	0,8
Тельфер	1	1×1,5+2×0,55	0,1	0,75
Привод В-6 кВ	10	0,18	0,01	0,75
Привод Р-6 кВ	9	0,18	0,01	0,75
Отопление	10	2,0	1	1
Внутреннее освещение	27	0,08	1	0,82
Наружное освещение	8	0,25	1	0,82

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Выбор кабельных линий 10 кВ

Участок	I_p (А)	КЛ	$I_{\text{до}}$ (А)
Водная КЛ 6 кВ №1	115,15	3×АПвПу50/16	170
Водная КЛ 6 кВ №2	115,15	3×АПвПу50/16	170
ПЧ-1	61,13	3×АПвПу35/16	135,24
ПЧ-1	61,13	3×АПвПу35/16	135,24
ПЧ-1	61,13	3×АПвПу35/16	135,24
ТСН-1	1,47	3×АПвПу35/16	135,24
ТСН-2	1,47	3×АПвПу35/16	135,24