

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 поселка Уркан Амурской области

Исполнитель
студент группы

подпись, дата

Д.А. Корчемагин

Руководитель
профессор,
доктор.техн.наук

подпись, дата

Н.В. Савина

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

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
Ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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 Корчемагина Дмитрия Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения поселка Уркан Амурской области

(утверждено приказом от 04.04.23 № 951)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: План поселка Уркан Амурской области. Схема электроснабжения поселка Уркан Амурской области

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

Реконструкция системы электроснабжения поселка Уркан Амурской области

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части 31 таблицу . 3 приложения Програмный продукт Mathcad Education – University Edition

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд, тех наук.

7. Дата выдачи задания 04.04.23

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, профессор , техн,наук _____

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 113 стр., 6 рисунков, 31 таблицу, 123 формулы, 20 источников, 3 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ПОТРЕБИТЕЛИ ЭНЕРГИИ, НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВАКУУМНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО.

В представленной работе разработан оптимальный вариант реконструкции ПС 35/6 кВ Уркан в одноименном селе Уркан Тындинского района Амурской области, при этом выполнена замена устаревшего оборудования на современное. Так же при решении комплексной задачи проведена модернизация системы электроснабжения напряжением 6 кВ поселка «Уркан» для повышения надежности электроснабжения потребители. В ходе выполнения работы было решено значительное количество технических и экономических задач, так же приведены основные требования в области техники безопасности, охраны труда при строительно - монтажных работах и эксплуатации электротехнического оборудования

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель;

АВР – автоматика ввода резерва;

ВВ – вакуумный выключатель;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция.

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН – низкое напряжения;

ПБВ – устройство переключения обмоток трансформатора без возбуждения;

ПС – электрическая подстанция;

РПН – устройство регулирования напряжения под нагрузкой трансформатора;

ТО – токовая отсечка.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района	9
1.1 Климатическая характеристика	9
1.2 Характеристика потребителей	9
2 Характеристика существующей схемы электроснабжения	11
2.1 Краткая характеристика источника питания	11
2.2 Характеристика системы электроснабжения 6 кВ	13
3 Расчет нагрузок ТП	17
4 Компенсация реактивной мощности ТП	24
5 Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ТП	26
6 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП	28
7 Расчет потерь мощности в трансформаторах ТП	30
8 Расчет мощности нагрузки на стороне ВН ТП 6/0,4 кВ	32
9 Определение расчетных нагрузок района	33
10 Компенсация реактивной мощности ПС Уркан	34
11 Расчет потокораспределения в сети 6 кВ	35
12 Выбор сечений ВЛ 6 кВ	39
13 Расчет токов короткого замыкания	41
13.1 Расчет токов короткого замыкания на ПС Уркан	41
13.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ	46
14 Проверка линий 6 кВ на воздействие токов КЗ	48
15 Проверка линий 6 кВ по допустимой потере напряжения	49
16 Выбор оборудования РУ 35/6 кВ ПС Уркан	51
16.1 Выбор выключателей 35 кВ	51
16.2 Выбор выключателей 10 кВ	52
16.3 Выбор разъединителей 35 кВ	52
16.4 Выбор трансформаторов тока	53
16.5 Выбор трансформаторов напряжения	56
16.6 Выбор жестких шин 6 кВ	57

16.7	Выбор изоляторов 6 кВ	59
16.8	Выбор трансформатора собственных нужд	61
16.9	Выбор высокочастотного заградителя	62
16.10	Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ	62
16.11	Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ	63
17	Защита трансформатора ТМН 3200/35/10	64
17.1	Защита от перегрузки	64
17.2	Максимальная токовая защита	64
17.3	Релейная защита фидеров 6 кВ	65
17.4	Автоматика	68
17.5	Сигнализация	69
17.6	Организация измерения и учета электрической энергии, телемеханизация, автоматизация	70
18	Защита от прямых ударов молнии	74
19	Расчет сети заземления	76
20	Оценка экономической эффективности инвестиций в реконструкцию ПС Уркан	79
21	Автоматика применяемая на подстанции Уркан	83
21.1	АВР	83
21.2	АЧР	85
22	Безопасность и экологичность	87
22.1	Безопасность	87
22.2	Экологичность	102
22.3	Чрезвычайные ситуации	105
	Заключение	109
	Библиографический список	110
	Приложение А. Расчет электрических нагрузок	114
	Приложение Б. Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов	115
	Приложение В. Расчет потерь мощности трансформаторов	116

ВВЕДЕНИЕ

В любой системе электроснабжения со временем встает вопрос реконструкции и модернизации оборудования, это связано с появлением новых технологий и материалов при производстве электротехнического оборудования, которые позволяют снизить издержки при передаче и распределении электрической энергии, повысить качество и надежность предоставляемых услуг, так же эксплуатируемое оборудование расходует свой ресурс и со временем так или иначе требуется его замена. Такой вопрос в настоящее время остро стоит и на рассматриваемом объекте - ПС 35/6 кВ Уркан, а так же в системе электроснабжения 6 кВ которая получает от него питание. Требуется реконструкция и модернизация оборудования израсходовавшего свой технический ресурс как на самом источнике питания так и в системе электроснабжения, замена его на современные аналоги, которые позволят снизить экономические потери при передаче и распределении электрической энергии потребителям.

Цель работы заключается в разработке надежного и экономически целесообразного варианта реконструкции системы электроснабжения села Уркан Тындинского района Амурской области и модернизации указанных объектов электроэнергетики, с учетом требований нормативно технической документации.

Актуальность работы заключается в неудовлетворительном состоянии электрооборудования связанные с большим сроком эксплуатации в том что состояние электрических сетей напряжением 6 кВ села Уркан а так же оборудования расположенного на источнике питания данного РЭС является неудовлетворительным по некоторым аспектам. Требуется замена отслужившего свой срок оборудования линий электропередач 6 кВ, комплектных трансформаторных подстанций, силового, защитного и измерительного оборудования на ИП на более современное которое обеспечит надежность и качество поставляемой энергии потребителем. Если не решать

данный вопрос, то со временем оборудование начнет выходить из строя приводя к недоотпуску электрической энергии с соответствующими штрафными санкциями, аварийным ситуациям и даже несчастным случаям с обслуживающим электрические сети персоналом.

Основные задачи решаемые в данной работе следующие: расчет нагрузок на шинах низкого напряжения ТП, выбор на его основе трансформаторов ТП, определение расчетных нагрузок 6 кВ в узлах установки ТП, выбор и проверка современных проводников ВЛ. Так же при реконструкции и модернизации источника питания проведен расчет фактических коэффициентов загрузки силовых трансформаторов ПС 35/6 кВ Уркан и проверка их на соответствие нормативным значениям, расчет токов короткого замыкания с последующим выбором основного оборудования на данной ПС. Дополнительно в данной работе проведен расчет суммарных капиталовложений в реконструкцию и модернизацию системы электроснабжения и источника питания, приведены основные требования техники безопасности при работах и обслуживании электроустановок.

Практическая значимость работы заключается в получении актуального проекта реконструкции и модернизации рассматриваемых объектов электроэнергетики с указанием технических данных необходимого оборудования и стоимости реализации.

При решении задач использованы программы: **Перечень программного обеспечения (обеспеченного лицензией)**

MS Office 2013/2016 PLUS

RastrWin3 Базовый комплекс

Mathcad Education – University Edition

MS Visio 2007.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

1.1 Климатическая характеристика

На надежность работы и стоимость электротехнического оборудования в значительной степени влияют климатические условия в районе реконструкции. Различные климатические параметры местности играют важное значение при выборе оборудования. Например при выборе оборудования открытых распределительных устройств необходимо применять такие аппараты, которые бы соответствовали своим климатическим исполнением, тем условиям в которых им предстоит работать, иначе могут происходить отказы или различные другие нештатные ситуации вплоть до чрезвычайных. Поэтому в данном разделе приводим основные необходимые для дальнейших расчетов климатические условия которые представлены в таблице 1:

Таблица 1 – Климатические условия

Параметр	Значение
район по гололеду согласно ПУЭ (толщина стенки гололеда)	3 (20мм)
район по ветру согласно ПУЭ (напор ветра)	3 (650Па)
наименьшая температура	- 45 ⁰ С
среднегодовая температура	+1,6 ⁰ С
наивысшая температура	+ 40 ⁰ С
температура образования гололеда	- 10 ⁰ С
глубина промерзания	3м

Указанные данные используем в дальнейших расчетах при выборе оборудования.

1.2 Характеристика потребителей

Большую часть потребителей примерно 90 процентов в данном селе занимают частные дома это могут быть как одноэтажные многоквартирные так и коттеджи в несколько этажей так же в центре поселка имеются несколько многоэтажных многоквартирных домов, дополнительно в нагрузке имеются

следующие потребители: гаражи, небольшие складские помещения различные мелкие частные предприятия включая магазины парикмахерская, к административным зданиям относится здание местной администрации поселка, так же в селе имеется школа, из промышленных объектов в селе расположены такие потребители как котельная и лесопилка.

По категории надежности электроснабжения все потребители делятся на три категории, в зависимости от степени тяжести ущерба наносимого при отключении питания. Наиболее требовательными к электроснабжению являются потребители первой категории, для которых необходимо наличие двух независимых источников питания (для особой группы первой категории необходимо наличие трех независимых источников питания), так же перерыв в питании данной категории не должен превышать времени работы автоматики. Для потребители второй категории так же необходимо иметь два независимых источника питания, однако степень тяжести ущерба здесь меньше и перевод питания может занимать время оперативных переключений обслуживающим персоналом. Третья категория включает всех остальных потребителей, питание в данном случае может быть организовано от одного источника, перерыв в электроснабжении может занимать время необходимое для выполнения ремонтно-восстановительных работ.

По категории надежности электроснабжения основную долю потребителей занимает третья категория, при этом в качестве второй категории занимает котельная, первая категория в нагрузке отсутствует

По характеру нагрузки все потребители относятся к электроприемникам малой и средней мощности получающих питание на напряжении 0,4 кВ промышленной частоты 50 Гц.

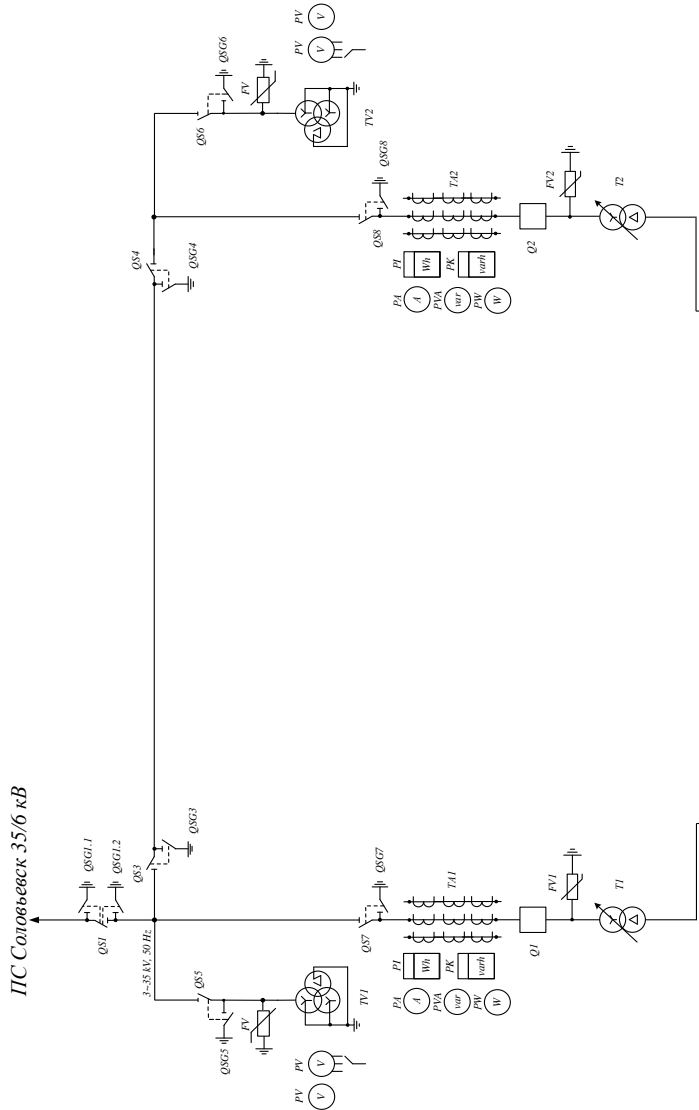
2 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

2.1 Краткая характеристика источника питания

В данном разделе рассмотрим подробно центр питания в рассматриваемой части электрической сети подстанцию Уркан напряжением 35/6 кВ, ее оборудование электрическую схему. Подробная однолинейная схема данной подстанции представлена на рисунке 2.

На подстанции Уркан распределительное устройство высокого напряжения 35 кВ выполнено по схеме «два блока с выключателями» при этом питание данная подстанция получает по одноцепной ВЛ выполненной проводом марки АС 70/11 протяженностью 17,0 км соответственно напряжением 35 кВ со стороны подстанции Соловьевск 35/6 кВ. На данном РУ как и на всей ПС установлено устаревшее оборудование: выключатели 35 кВ используются много объёмные масляные МКП-35, трансформаторы напряжения типа ЗНОМ-35, требуется замена указанного оборудования.

Силовые трансформаторы на подстанции Уркан установлены типа Т1-ТМН 3200/35/6 кВ, номинальная мощность составляет 3200 кВА, номинальное напряжение на стороне ВН 35 кВ на стороне НН 6 кВ, трансформатор снабжен устройством регулирования напряжения под нагрузкой путем переключения отпаяк обмотки высокого напряжения – РПН, Т2 - ТМН 1800/35/6 кВ, номинальная мощность составляет 1800 кВА, номинальное напряжение на стороне ВН 35 кВ на стороне НН 6 кВ, трансформатор снабжен РПН, система охлаждения обоих трансформаторов типа М – естественная циркуляция воздуха и масла. В данной работе будет проведен анализ коэффициентов загрузки данных трансформаторов, если они не будут превышать нормативное значение следовательно замена трансформаторов на большую мощность не потребуется.



ПС Соловьёвск 35/6 кВ

ВЛ 35 кВ
Разъединитель 35 кВ
Сборные шины АС – 70/11
Разъединитель 35 кВ
Ограничитель перенапряжений
Трансформатор напряжения 35 кВ
Разъединитель 35 кВ
Трансформатор тока 35 кВ
Выключатель 35 кВ
Ограничитель перенапряжений
Силовой трансформатор

№ шкафа	1	3	5	7	9	11	13	15	17	2	4	6	8	10	12	14	16	18
КРУ – 6 кВ																		
Назначение	Трансформатор напряжения №1	Отходящий фидер	Отходящий фидер	Отходящий фидер	Отходящий фидер	Отходящий фидер	Ввод 6 кВ №1	ТСП №1	Секция ввода	ТСП №2	Ввод 6 кВ №2	Отходящий фидер	Отходящий фидер	Отходящий фидер	Отходящий фидер	Отходящий фидер	Отходящий фидер	Трансформатор напряжения №2

Рисунок 2 – Подробная однолинейная схема подстанции Урман 35/6 кВ

Распределительное устройство низкого напряжения выполнено по схеме «одна секционированная выключателем система шин», данная схема РУ соответствует требуемому уровню надежности электроснабжения т.к. позволяет питать потребителей третьей и второй категории по надежности которые и имеются в данном районе электрических сетей. РУ НН выполнено с использованием ячеек КРУ 6 кВ, общее количество которых составляет 18, при этом общее количество отходящих фидеров составляет 10 шт. (большая часть из которых резервные). Использование комплектного распределительного устройства позволяет обеспечить высокую степень надежности, благодаря наличию выкатных элементов выключателей 6 кВ. В качестве выключателей используются масляные типа ВМПП 10/630-20, трансформаторы напряжения НТМИ-6, указанное оборудование требует замены из значительного износа.

Система оперативного тока основана на использовании трансформаторов собственных нужд от которых получают питание все оперативные цепи и сигнализация.

Основной недостаток на источнике питания который влияет на надежность электроснабжения это значительный износ оборудования приводящий к периодическим отказам, требуется замена всего силового и измерительного оборудования включая выключатели, трансформаторы тока и напряжения, разъединители, схема распределительного устройства 35 кВ не является надежной из за наличия одной питающей линии, поэтому в данной работе предусматривается модернизация данной подстанции для повышения надёжности электроснабжения потребителей данного района.

2.2 Характеристика системы электроснабжения 6 кВ

Рассмотрим подробно схему электроснабжения напряжением 6 кВ села Уркан, план расположения всех ТП представлен на рисунке 3, однолинейная схема на рисунке 4.

В данном районе электрических сетей имеется незначительное количество трансформаторных подстанции имеющих как один так и два трансформатора. Тип используемых трансформаторов ТМ это маслонаполненные силовые трехфазные

трансформаторы с расширительным баком и устройством охлаждения в виде естественной циркуляции воздуха и масла, регулировка напряжения на данном типе трансформатора осуществляется по средствам переключения обмоток без возбуждения (ПБВ), номинальное напряжение трансформаторов 6/0,4 кВ, номинальная мощность в зависимости от ТП варьируется от 160 до 400 кВА. Общее количество ТП подключенных к шинам низкого напряжения ПС Уркан составляет 7 шт. Рассмотрим подробно схема электроснабжения:

Электроснабжение села Уркан выполнено по петлевой схеме, воздушными линиями электропередачи, проводом марки АС 50/8, от ПС Уркан отходят два фидера которые и питают полностью все село. Суммарная протяжённость участков ВЛ составляет 7,5 км. Резервирование питания осуществляется соответственно от различных секций 6 кВ ПС Уркан.

Основной недостаток данной системы электроснабжения заключается в износе оборудования т.к. его срок службы в настоящее время значительно превышает ресурс заложенный заводом изготовителем, из этого можно сделать вывод о том что для повышения надежности электроснабжения всех потребителей данного района электрических сетей необходимо провести глубокую модернизацию всего оборудования включая как подстанционное так и линейное.

Следует отметить что в данном районе электрических сетей так же остро стоит проблема замены ВЛ 6 кВ т.к. они находятся неудовлетворительном состоянии периодически происходит загнивание деревянных оснований из за чего ВЛ выходят из строя, в значительной степени на надежность электроснабжения потребителей влияет использование голого провода марки АС, который при сильном ветре и при соприкосновении фаз приводит к отключению фидера и соответственно отключению всех потребителей участка. В данной работе в качестве решения данной проблемы предполагается рассмотреть в качестве альтернативы существующим ВЛ – провод марки СИП (самонесущий изолированный провод) с использованием его на железобетонных опорах. Данное решение позволит в значительной степени повысить надёжность электроснабжения и избежать частых отключений потребителей.

Схемная надежность данного района электрических сетей находится на должном уровне и соответствует категории надежности всех потребителей, можно сделать вывод о том что изменение схемы электроснабжения не требуется

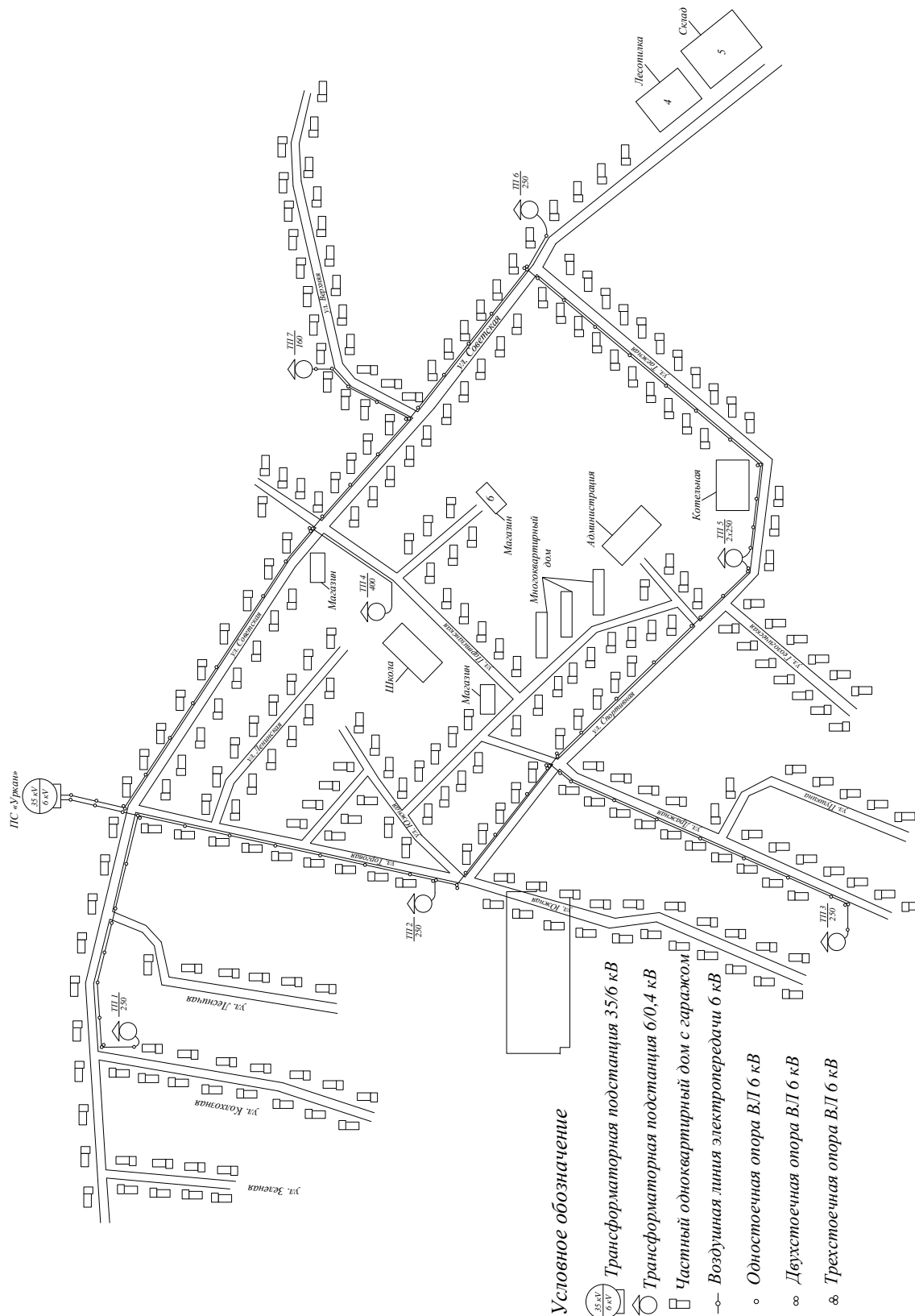


Рисунок 3 – План расположения ТП села Урман

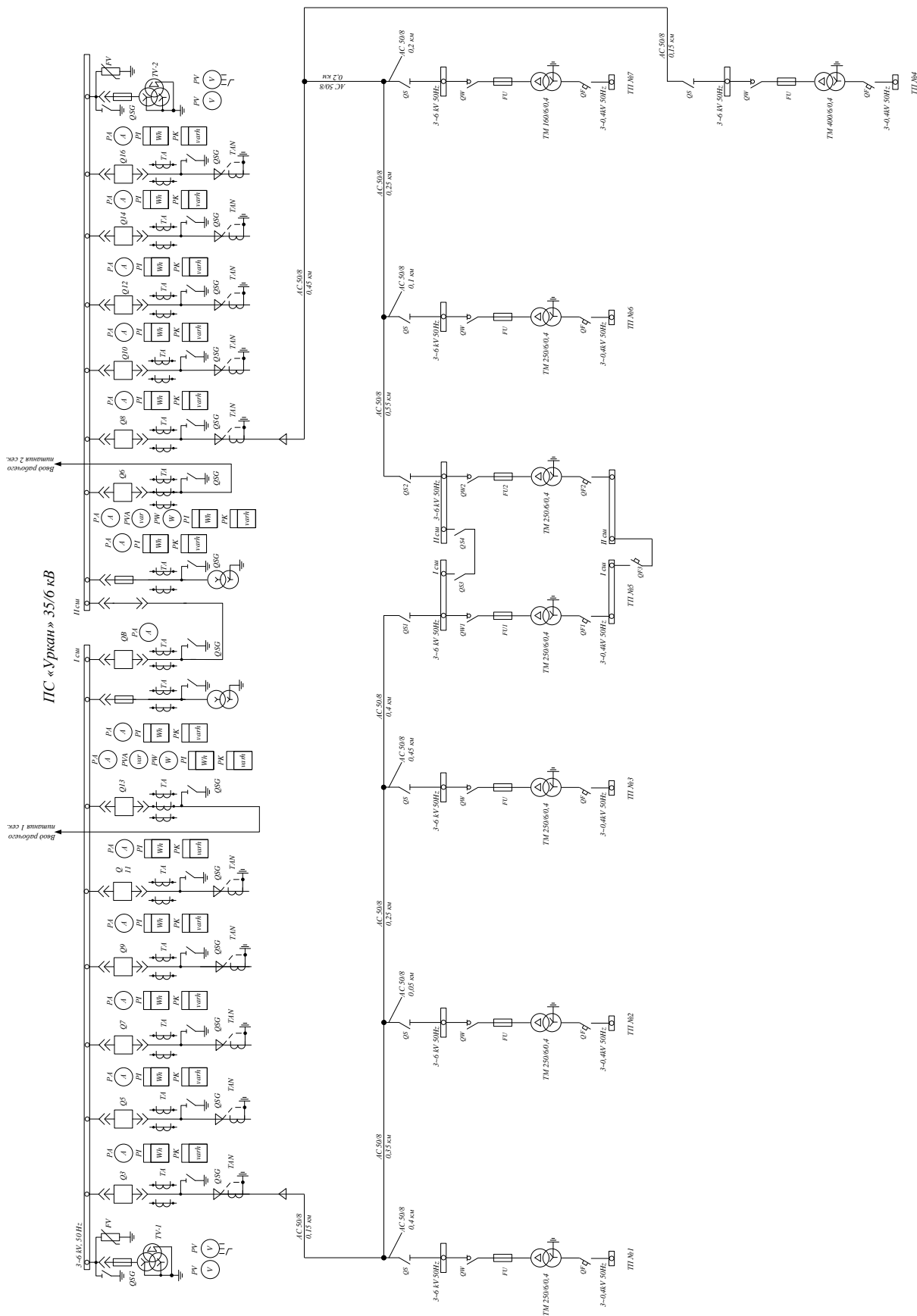


Рисунок 4 – Однолинейная схема электроснабжения 6 кВ

3 РАСЧЕТ электрических НАГРУЗОК ТП

В данном разделе проводится расчет электрических нагрузок с целью определения их фактического значения, на основании полученных данных будет в дальнейшем проводится выбор основного электротехнического оборудования в системе электроснабжения. Так же с помощью полученных данных будут проверены коэффициенты загрузки силовых трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях с целью определения необходимости их замены.

Электрическая нагрузка это - характеристика электрооборудования определяющая количество потребляемой энергии в единицу времени.

При выполнении расчетов электрических нагрузок применяются различные методы в зависимости от потребителя подключённого к шинам низкого напряжения ТП: при расчете промышленного потребителя например как котельная используются такие параметры как эффективное число электроприемников и групповой коэффициент использования, при расчете жилых и общественных зданий используется метод удельной электрической нагрузки.

В рассматриваемом районе электрической сети имеется значительное количество разного типа потребителей из которых можно выделить как промышленные в частности это котельные и бытовые это в большинстве своем жилые дома. В данном разделе будет проводиться расчет электрических нагрузок каждого потребителя, для примера будем проводить расчет мощности нагрузки от такого потребителя как котельная, в данном случае питание данного потребителя осуществляется от ТП №5.

Данные по потребителям электрической энергии подключенным к шинам низкого напряжения ТП №5 представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ потребителя
Котельная (ТП №5)

Потребитель	Кол-во	Номинальная мощность (кВт)	Коэффициент использования	Коэффициент мощности cosφ
Рециркуляционный насос	1	5,5	0,7	0,8
Насос сырой воды	2	7,5		
Сетевой насос	4	55		
Вакуумный насос	1	7,5		
Подпиточный насос	2	5,5		
Пескоструй	1	1,5		
Насос обратного водоснабжения	2	7,5		
Насос пожарный	1	4.0		
Дымосос	4	22	0,9	0,8
ВПД	4	15	0,65	0,8
ВВД	4	15		
Возврат уноса	1	22		
Конвейер	2	11	0,5	0,8
Питатель	4	2,2		
Привод решетки	4	3		
Дробилка	2	5.5	0,75	0,85
ШЗУ	2	7,5	0,6	0,75
Задвижка	10	0,55-1,5	0,01	0,75
Сварка	2	15	0,3	0,35
Освещение	2000 м ²	-	1	-
Уличное освещение	1,5 км	-	1	0,6

Расчёт проводится по методу коэффициента использования механизма или электроустановки первоначально определяем групповой коэффициент использования для ТП по следующей формуле [5]:

$$k_{изр} = \frac{\sum k_{ui} \times P_{номi}}{\sum P_{номi}} \quad (1)$$

где k_{ui} - коэффициент использования каждого отдельного потребителя.

$P_{номi}$ - номинальная мощность согласно паспортным данным для каждого отдельного потребителя (кВт).

Проводим расчет:

$$k_{изр} = \frac{413,1}{618,3} = 0,65$$

Далее определяем эффективное число электроприемников подключенное к данной ТП по следующей формуле [5]:

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

где n_i - количество электроприемников в группе.

Применительно нашему потребителю

$$N_э = \frac{3,58 \cdot 10^5}{1,76 \cdot 10^4} = 23,17 \text{ (ед.)}$$

Определяем среднюю мощность группы электроприемников подключенных к шинам НН ТП №5 через коэффициент использования по следующей формуле [5]:

$$P_{ср} = \sum k_{ui} \times P_{номi} \quad (3)$$

$$P_{ср} = 280,2 \text{ (кВт)}$$

По справочным данным определяем коэффициент расчетной нагрузки в зависимости от группового коэффициента использования и эффективного числа электроприемников. В данном случае принимаем $k_p = 1$, далее определяем расчетную активную мощность для группы электроприемников по следующей формуле:

$$P_p = P_{ср} \cdot k_p \quad (4)$$

$$P_p = 280,2 \cdot 1 = 280,2 \text{ (кВт)}$$

Далее определяем значение средней реактивной мощности на шинах НН ТП №5:

$$Q_{cp} = \sum k_{ui} \times P_{номi} \times tg\varphi_i \quad (5)$$

$$Q_{cp} = 238,25 \text{ (квар)}$$

Расчетная реактивная мощности при эффективном числе электроприемников более 10 равна средней реактивной мощности:

$$Q_p = Q_{cp} \quad (6)$$

$$Q_p = 238,25 \text{ (квар)}$$

Расчетная мощность нагрузки освещения определяется по нормированной удельной мощности приходящейся на один квадратный метр освещаемого помещения (для соответствующего типа сооружений) [5]:

$$P_{po} = P_{уд} \cdot S_{ном} \quad (7)$$

где $P_{уд}$ - мощность осветительных приборов приходящаяся на единицу площади производственного помещения (кВт/м²)

$S_{ном}$ - площадь производственного помещения (м²)

$$P_{po} = \frac{10}{1000} \cdot 2000 = 20 \text{ (кВт)}$$

Расчет реактивной расчетной мощности сети освещения территории котельной проводится по следующей формуле:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot tg\varphi_l \quad (8)$$

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

$$Q_{po} = 20 \cdot 0,7 = 14,0 \text{ (квар)}$$

От ТП получает питание такой потребитель как уличное освещение и его мощность нагрузки добавляется в общую мощность совместно с промышленным потребителем, определяем расчетные значения активной и реактивной мощности нагрузки от уличного освещения по следующим формулам:

$$P_{p.ул} = P_{уд.ул} \cdot L_{ул} \quad (9)$$

$$Q_{p.ул} = P_{p.ул} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ул} \quad (10)$$

где $P_{уд.ул}$ - коэффициент реактивной мощности для ламп определенного типа (кВт/км).

$L_{ул}$ - протяженность участка улицы (км)

$\operatorname{tg} \varphi_{ул}$ - коэффициент мощности нагрузки уличного освещения (для ламп ДРЛ)

$$P_{p.ул} = 25 \cdot 1,5 = 37,5 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p.ул} = 37,5 \cdot 0,6 = 22,5 \text{ (квар)}$$

Определяется расчетная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения ТП с учетом осветительной нагрузки [5]:

$$P_{p\Sigma} = P_p + P_{po} + P_{p.ул} \quad (11)$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_p + Q_{po} + Q_{p.ул} \quad (12)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} \quad (13)$$

$$P_{p\Sigma} = 280,2 + 20,0 + 37,5 = 337,7 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = 238,25 + 14,0 + 22,5 = 274,75 \text{ (квар)}$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{337,7^2 + 274,75^2} = 435,35 \text{ (кВА)}$$

Подробный расчет нагрузок на стороне низкого напряжения ТП №5 приведен в приложении А.

При расчете такого потребителя как жилые, административные и общественные помещения дома применяются различные формулы.

В рассматриваемом районе электрических сетей городская нагрузка является смешанной и следовательно ее необходимо считать по определенной формуле которая учитывает долю каждого отдельного потребителя в максимуме нагрузки, данная формула выглядит следующим образом [1]:

$$P_{p\Sigma} = P_{max} + \sum P_{зdi} \cdot k_{yi} \quad (14)$$

где P_{max} – активная мощность потребителя с наибольшей нагрузкой;

$P_{зdi}$ – активная мощность остальных потребителей;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме нагрузки остальных потребителей.

$$Q_{p\Sigma} = Q_{max} + \sum Q_{зdi} \cdot k_{yi} \quad (15)$$

Активация мощность нагрузки для многоквартирных домов и частных домов [1]:

$$P_{mkd} = P_{kv.yd} \cdot n_{kv} \quad (16)$$

$$P_{чd} = P_{чd.yd} \cdot n_{чd} \quad (17)$$

где $P_{kv.yd}$, $P_{чd.yd}$ – активная расчетная мощность нагрузки одной квартиры, одного частного дома

n_{kv} , $n_{чd}$ – количество квартир, частных домов.

Реактивация мощность нагрузки для многоквартирных домов и частных домов [1]:

$$Q_{mkd} = P_{kv.yd} \cdot tg\varphi_{kv} \quad (18)$$

$$Q_{чd} = P_{чd.yd} \cdot tg\varphi_{чd} \quad (19)$$

где $tg\varphi_{кв}$, $tg\varphi_{чд}$ – коэффициент мощности квартир и частных домов.

Для помещений таких как торговые, административные, школа активная расчетная мощность определяется как [1]:

$$P_{Робщ} = P_{общ.уд} \cdot M \quad (20)$$

где $P_{общ.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один квадратный метр площади помещения или на одного учащегося;

M – площадь помещения или количество учащихся (m^2 , уч.).

$$Q_{Робщ} = P_{Робщ} \cdot tg\phi_{общ} \quad (21)$$

где $tg\phi_{общ}$ – коэффициент мощности для определенного типа потребителей.

При этом полная расчетная мощность нагрузки так же определяется по формуле [1]:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} \quad (22)$$

Подробный расчет данных электроприемников приведен в приложении Б, результаты расчетов сводим в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчетная мощность нагрузки ТП

Номер ТП	$P_{p\Sigma}$ (кВт)	$Q_{p\Sigma}$ (квар)	$S_{p\Sigma}$ (кВА)
1	178,60	35,72	182,14
2	165,4	41,33	170,49
3	214,5	42,9	218,75
4	337,38	95,37	350,60
5	337,37	274,75	435,35
6	176,64	39,27	180,95
7	150,4	30,08	153,38

На основании полученных данных далее проводим компенсацию реактивной мощности на ТП где это необходимо. Расчет так же указан в приложении А

4 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ТП

Расчет проводим для определения необходимой номинальной мощности компенсирующих устройств необходимых к установке на ТП рассматриваемого района.

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой [7]:

$$Q_K = Q_{p\Sigma} - P_{p\Sigma} \cdot \operatorname{tg}\phi \quad (23)$$

где $\operatorname{tg}\phi$ – максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети согласно приказа №380 от 23.06.2015 Минэнерго.

Требуемую мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на одну систему шин определяем по формуле [7]:

$$Q_{K1} = \frac{Q_K}{2} \quad (24)$$

где Q_{K1} - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию 0,4 кВ.

Номинальная мощность УКРМ выбирается с использованием стандартного ряда мощностей, далее определяется некомпенсированная мощность [7]:

$$Q_{\text{HECK}} = Q_{p\Sigma} - Q_{\text{НОМ}} \quad (25)$$

где $Q_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным, устанавливаемым на обе секции.

Проводим расчет на примере ТП №5, мощность УКРМ требуемая:

$$Q_K = 274,75 - 337,37 \cdot 0,35 = 156,67 \text{ (квар)}$$

Требуемую мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на одну систему шин определяем по формуле:

$$Q_{K1} = \frac{156,67}{2} = 78,35 \text{ (квар)}$$

Принимаем компенсирующее устройство типа ВАРНЕТ номинальной мощностью 60+20 квар номинальным напряжением 0,4 кВ, определяем некомпенсированную мощность:

$$Q_{HECK} = 274,75 - 2 \cdot (60 + 20) = 114,75 \text{ (квар)}$$

Аналогично проводим расчет для остальных ТП

Аналогично проводим расчет мощности КУ на остальных ТП, результаты расчетов сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчета компенсирующих устройств ТП

ТП	$P_{p\Sigma}$ (кВт)	$Q_{p\Sigma}$ (квар)	Q_K (квар)	Q_{K1} (квар)	$Q_{НОМ}$ (квар)	Q_{HECK} (квар)
1	178,60	35,72	-26,79	-	-	-
2	165,4	41,33	-16,56	-	-	-
3	214,5	42,9	-32,18	-	-	-
4	337,38	95,37	-22,71	-	-	-
5	337,37	274,75	156,67	78,35	60 + 20	114,75
6	176,64	39,27	-22,56	-	-	-
7	150,4	30,08	-22,56	-	-	-

Данный расчет показал что компенсация реактивной мощности требуется лишь на одной ТП, на остальных ТП требуемая реактивная мощность имеет отрицательное значение. Расчет так же приведен в приложении Б

5 РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Коэффициент загрузки для нормального режима работы рассчитывается как [9]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{HECK}^2}}{S_{номтр} \cdot N} \quad (26)$$

где $S_{номтр}$ - номинальная мощность трансформатора ТП.

N – количество трансформаторов ТП.

Нескомпенсированная мощность принимается только для ТП №5, на остальных ТП она принимается как $Q_{p\Sigma}$.

Значение данного параметра должно удовлетворять условию: $K_{зф} \leq 0,9$ для одно трансформаторной ТП, $K_{зф} \leq 0,7$ для двух трансформаторной ТП.

Коэффициент загрузки для послеаварийного режима работы рассчитывается (для двух трансформаторных ТП $K_{зфна} \leq 1,4$) по формуле [9]:

$$K_{зфна} = \frac{\sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{HECK}^2}}{S_{номтр}} \quad (27)$$

На примере ТП №5 для нормального режима работы:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{337,37^2 + 114,75^2}}{250 \cdot 2} = 0,7$$

Для послеаварийного режима работы:

$$K_{зфна} = \frac{\sqrt{337,37^2 + 114,75^2}}{250 \cdot 1} = 1,4$$

Коэффициент загрузки превышает допустимое значение следовательно требуется замена оборудования, так же проводим данный расчет для остальных ТП, сводим результаты в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчет коэффициентов загрузки ТП

Номер ТП	N (шт.)	$S_{номтр}$ (кВА)	$K_{зф}$	$K_{зфна}$
1	1	250	0,73	-
2	1	250	0,68	-
3	1	250	0,88	-
4	1	400	0,88	-
5	2	250	0,7	1,4
6	1	250	0,72	-
7	1	160	0,96	-

Как видно из расчетов на ТП 7 имеется проблема с высокой загрузкой трансформаторов следовательно далее проводим выбор данного оборудования для ТП. Расчет так же приведен в приложении В

6 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Выбор мощности трансформаторов, для ТП где это необходимо в данной работе, осуществляется по расчетной мощности [9]:

$$S_{\text{рмп}} = \frac{\sqrt{P_{\text{р}\Sigma}^2 + Q_{\text{HECK}}^2}}{K_3 \cdot N} \quad (28)$$

где K_3 - нормативный коэффициент загрузки трансформатора (для одно трансформаторных ТП равен 0,85, для двух трансформаторных 0,7);

N – количество трансформаторов

Для примера рассмотрим расчет мощности трансформатора устанавливаемого на ТП №7, определяем расчетную мощность по формуле:

$$S_{\text{рмп}} = \frac{\sqrt{150,4^2 + 30,08^2}}{0,9} = 170,42 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на ТП трансформатор типа ТМГ 250/6 - У 1- трансформатор силовой трехфазный с естественным масляным охлаждением, с переключением ответвлений обмоток без возбуждения, в герметичном исполнении, включаемый в сеть переменного тока частотой 50 Гц предназначен для питания потребителей электроэнергии общего назначения.

Проводим перерасчет коэффициента загрузки для новой номинальной мощности в нормальном режиме работы:

$$K_{\text{зф}} = \frac{\sqrt{150,4^2 + 30,08^2}}{250} = 0,66$$

Полученное значение не превышает нормативного, следовательно данный трансформатор с указанной номинальной мощностью принимается к установке.

Характеристики выбранного трансформатора приведена в таблице 6

Таблица 6 - Марка и параметры выбранного трансформатора

Марка	Ток холостого хода (%)	Напряжение короткого замыкания (%)	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)
ТМГ- 250/6-У1	2,0	4,0	0,65	3,25

Далее необходимо выполнить расчет потерь мощности в трансформатора т.к. эти данные необходимы для дальнейшего выбора проводов линий электропередачи и подстанционного оборудования ПС «Уркан»

7 РАСЧЕТ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП

Потери активной мощности в силовом трансформаторе [9]:

$$\Delta P_m = \left(\frac{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot R + \Delta P_x \quad (29)$$

ИЛИ

$$\Delta P_m = \Delta P_\kappa \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (30)$$

Потери реактивной мощности в силовом трансформаторе [9]:

$$\Delta Q_m = \left(\frac{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot X + \Delta Q_x \quad (31)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_\kappa \cdot S_{P0,4}^2}{100 \cdot S_{тном}} + \frac{i_{xx} \cdot S_{тном}}{100} \quad (32)$$

где R - активное сопротивление трансформатора (ом)

X - реактивное сопротивление трансформатора (ом)

ΔP_x - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВт)

ΔQ_x - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора (квар)

u_κ - напряжение короткого замыкания трансформатора (%)

i_{xx} - ток холостого хода трансформатора (%)

Полная мощность потер определяется как [9]:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2}$$

Для примера рассмотрим расчет потерь мощности в трансформаторе ТП №4.

$$\Delta P_m = 7,6 \cdot 0,56^2 + 1,24 = 3,62 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{5,5 \cdot 350,6^2}{100 \cdot 400} + \frac{0,6 \cdot 400}{100} = 14,51 \text{ (квар)}$$

$$\Delta S_m = \sqrt{3,62^2 + 14,51^2} = 14,96 \text{ (кВА)}$$

По аналогичным формулам производится расчет потерь мощности в остальных ТП, рассчитанные данные сводятся в таблицу 7:

Таблица 7 - Расчет потерь мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	$S_{p\Sigma}$ (кВА)	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)
1	182,14	1,88	7,54	7,77
2	170,49	1,76	7,06	7,27
3	218,75	2,26	9,05	9,33
4	350,60	3,62	14,51	14,96
5	356,35	3,68	14,75	15,20
6	180,95	1,87	7,49	7,72
7	153,38	1,58	6,35	6,54

Далее основываясь на полученных данных проводим определение расчетной мощности на шинах высокого напряжения ТП, которая включает в себя как мощность потерь в трансформаторах так и мощность нагрузки на шинах низкого напряжения.

8 РАСЧЕТ МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ НА СТОРОНЕ ВН ТП 6/0,4 КВ

Расчет мощности потребляемой из сети на стороне высокого напряжения любой ТП определяется по выражению [5]:

$$P_{p6} = P_{p\Sigma} + \Delta P_m \quad (33)$$

$$Q_{p6} = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_m \quad (34)$$

$$S_{p6} = S_{p\Sigma} + \Delta S_m \quad (35)$$

Расчет проводим на примере ТП №4:

$$P_{p6} = 337,38 + 3,62 = 341,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p6} = 95,37 + 14,51 = 109,88 \text{ (квар)}$$

$$S_{p6} = 350,60 + 14,96 = 365,56 \text{ (кВА)}$$

Так же проводим расчет данных параметров для всех остальных ТП, результаты сводим в таблицу 8:

Полученные данные используем при определении расчетной мощности на шинах низкого напряжения ПС Уркан, так же при расчете устройств компенсации реактивной мощности и последующей проверки коэффициентов загрузки силовых трансформаторов 35/6 кВ

Таблица 8 - Расчет нагрузки на стороне ВН ТП

Номер ТП	P_{p6} (кВт)	Q_{p6} (квар)	S_{p6} (кВА)
1	180,48	43,26	189,91
2	167,16	48,39	177,76
3	216,76	51,95	228,08
4	341,00	109,88	365,56
5	341,05	129,50	371,55
6	178,51	46,76	188,67
7	151,98	36,43	159,92
Сумма	1576,94	466,16	1681,45

9 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК РАЙОНА

В данном разделе проводим расчет суммарной мощности нагрузки рассматриваемого района электрических сетей в частности поселка Уркан

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах 10 кВ ПС Уркан по следующей формуле [5]:

$$P_p = k_o \cdot \sum P_{p6i} \quad (36)$$

$$Q_p = k_o \cdot \sum Q_{p6i} \quad (37)$$

$$S_p = k_o \cdot \sum S_{p6i} \quad (38)$$

где k_o - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП, принимается равным 0,8 (при количестве трансформаторов 6-10), данные о суммарной мощности нагрузки приведены в предыдущем разделе.

$$P_p = 0,8 \cdot 1576,94 = 1262,63 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = 0,8 \cdot 466,16 = 372,93 \text{ (квар)}$$

$$S_p = 0,8 \cdot 1681,45 = 1345,19 \text{ (кВА)}$$

Используем полученные данные в дальнейших расчетах.

10 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПС УРКАН

Проводим расчет устройств компенсации реактивной мощности для ПС Уркан на основе данных полученных в предыдущем разделе.

Расчёт требуемой мощности КУ так же проводится по максимальному значению нормативного коэффициента мощности задаваемому энергосистемой в часы максимума нагрузки (приказ №380 от 23.06.2015 Минэнерго):

$$Q_k = Q_p - P_p \cdot \operatorname{tg} \cdot \phi$$

(39)

где $\operatorname{tg} \cdot \phi$ - максимальное значение нормативного коэффициента реактивной мощности, для 35 кВ равен 0,4.

$$Q_k = 372,93 - 1262,63 \cdot 0,4 = -132,15 \text{ (квар)}$$

При отрицательном значении реактивной мощности установка КУ на ПС не требуется, следовательно вся необходимая реактивная мощность может быть получена из сети

11 РАСЧЕТ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ В СЕТИ 6 КВ

Для определения сечений ВЛ при реконструкции необходимо определить потоки мощности на каждом участке ВЛ при этом должен предусматриваться режим работы сети при котором имеется максимальная нагрузка в каждом сечении, таким режимом работы является ремонтный ли послеаварийный режим работы, для расчета потоков мощности на рисунке 5 представлен граф сети с указанием нумерации узлов.

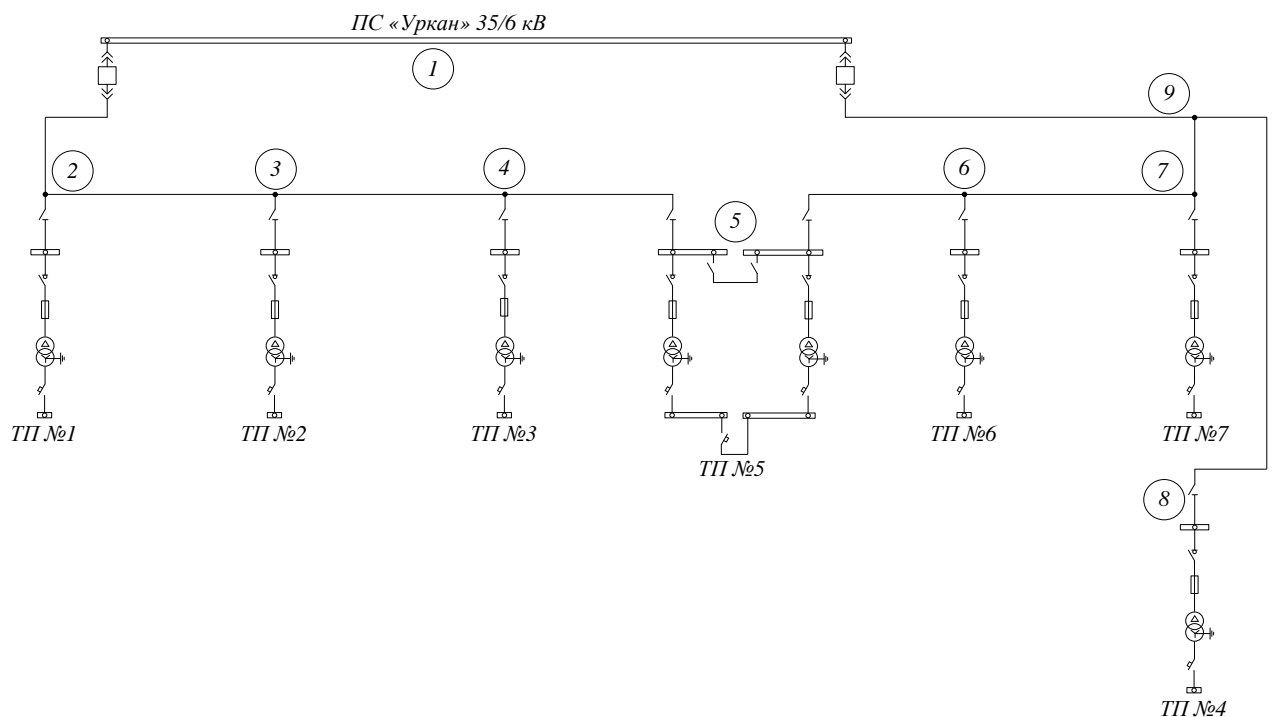


Рисунок 5 – Граф сети 6 кВ

Расчет потоков мощности проводим для двух режимов работы при отключении питания со стороны участка 1-9, для второго режима предусматриваем отсутствие питания со стороны участка 1-2, при этом расчет потоков мощности проводим с учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузки и отдельно для активной и реактивной мощности.

Поток мощности на участках определяется по следующей формуле [5]:

$$P_{уч} = k_o \cdot \sum P_i \quad (40)$$

$$Q_{yч} = k_o \cdot \sum Q_i \quad (41)$$

$$S_{yч} = \sqrt{P_{yч}^2 + Q_{yч}^2} \quad (42)$$

где k_o - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП.

P_i - расчетная активная мощность на стороне ВН определенной ТП.

Q_i - расчетная реактивная мощность на стороне ВН определенной ТП.

Для примера проводим расчет для первого режима работы определяем поток активной мощности на участке 1-2

$$P_{yч12} = k_o \cdot (P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8) \quad (43)$$

$$P_{yч12} = 0,8 \cdot (180,48 + 167,16 + 216,76 + 341,05 + 178,51 + 151,98 + 341,0) = 1262,63 \text{ (кВт)}$$

Для участка 2-3

$$P_{yч23} = k_o \cdot (P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8) \quad (44)$$

$$P_{yч23} = 0,8 \cdot (167,16 + 216,76 + 341,05 + 178,51 + 151,98 + 341,0) = 1117,17 \text{ (кВт)}$$

Для участка 3-4

$$P_{yч34} = k_o \cdot (P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8) \quad (45)$$

$$P_{yч34} = 0,8 \cdot (216,76 + 341,05 + 178,51 + 151,98 + 341,0) = 983,44 \text{ (кВт)}$$

Для участка 4-5

$$P_{yч45} = k_o \cdot (P_5 + P_6 + P_7 + P_8) \quad (46)$$

$$P_{yч45} = 0,85 \cdot (341,05 + 178,51 + 151,98 + 341,0) = 860,66 \text{ (кВт)}$$

Для участка 5-6

$$P_{yч56} = k_o \cdot (P_6 + P_7 + P_8) \quad (47)$$

$$P_{yч56} = 0,85 \cdot (178,51 + 151,98 + 341,0) = 570,77 \text{ (кВт)}$$

Для участка 6-7

$$P_{уч67} = k_o \cdot (P_7 + P_8) \quad (48)$$

$$P_{уч67} = 0,9 \cdot (151,98 + 341,0) = 443,68 \text{ (кВт)}$$

Для участка 7-9

$$P_{уч79} = P_8 \quad (49)$$

$$P_{уч79} = 341,0 \text{ (кВт)}$$

Для участка 8-9

$$P_{уч89} = P_8 \quad (50)$$

$$P_{уч89} = 341,0 \text{ (кВт)}$$

По аналогичным формулам проводится расчет потоков мощности на всех участках как для активной так и для реактивной мощности для обоих режимов работы сети, результаты расчетов приведены в таблице 9, 10

Таблица 9 - Режим работы при отключении питания со стороны 1-9

Участок	$P_{уч}$ (кВт)	$Q_{уч}$ (квар)	$S_{уч}$ (кВА)
1-2	1262,63	372,94	1345,16
2-3	1117,17	338,33	1193,23
3-4	983,44	299,62	1051,02
4-5	860,66	274,18	922,85
5-6	570,77	164,11	607,03
6-7	443,68	131,68	472,93
7-9	341,0	109,88	365,56
8-9	341,0	109,88	365,56
1-9	0	0	0

Таблица 10 - Режим работы при отключении питания со стороны 1-2

Участок	$P_{уч}$ (кВт)	$Q_{уч}$ (квар)	$S_{уч}$ (кВА)
1-2	0	0	0
2-3	180,48	43,26	189,91
3-4	312,88	82,49	330,90
4-5	479,74	122,06	506,39

Продолжение таблицы 10 - Режим работы при отключении питания со стороны 1-2

5-6	769,63	232,14	822,21
6-7	867,17	255,89	924,78
7-9	988,75	285,03	1052,71
8-9	341,0	109,88	365,56
1-9	1262,63	372,94	1345,16

Далее необходимо определить максимальную мощность нагрузки в каждом сечении исходя из полученных результатов, данные о максимальной мощности приведены в таблице 11

Таблица 11 - Максимальные потоки мощности в сечениях

Участок	$P_{уч}$ (кВт)	$Q_{уч}$ (квар)	$S_{уч}$ (кВА)
1-2	1262,63	372,94	1345,16
2-3	1117,17	338,33	1193,23
3-4	983,44	299,62	1051,02
4-5	860,66	274,18	922,85
5-6	769,63	232,14	822,21
6-7	867,17	255,89	924,78
7-9	988,75	285,03	1052,71
8-9	341,0	109,88	365,56
1-9	1262,63	372,94	1345,16

Далее на основании полученных данных проводим расчет токов в сечениях

12 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 6 КВ

При модернизации системы электроснабжения проводим замену проводников воздушных линий электропередачи на современный тип с покрытыми изоляцией жилами, применяем проводник типа СИП-3

Выбор сечений ВЛ проводится по методу сравнения длительно допустимого тока принятого проводника с расчетным значением, с последующей проверкой по термической стойкости и потере напряжения.

Выбор проводим по условию:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} \quad (51)$$

где I_p – расчетный ток в сечении;

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению [5]:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{\text{уч}}^2 + Q_{\text{уч}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (52)$$

где U_n – номинальное линейное напряжение;

Учитывая схему электроснабжения от ПС Уркан отходят два фидера которые объединяются в петлевую схему поэтому питание всех ТП может осуществляться как от одно так и от другого фидера. Поэтому расчет сечения ВЛ будем выполнять аналогично для двух фидеров при условии питания всех ТП в ремонтном режиме от одного из них

Определяем расчетный ток в сечении на примере участка 1-2

$$I_{p12} = \frac{\sqrt{1262,63^2 + 372,94^2}}{\sqrt{3} \cdot 6,0} = 129,59 \text{ (А)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3 номинальным напряжением до 20 кВ. Принимаем минимальное сечение 3×35

которое имеет длительно допустимый ток 200 А, далее проводим расчет токов в остальных сечениях. Результаты расчетов сведены в таблицу 12

Таблица 12 – Выбор сечений ВЛ 6 кВ

Участок	I_p (А)	Принятый тип проводника	Длительно допустимый ток принятого проводника (А)
1-2	129,59	СИПЗ 3×35мм ²	200
2-3	114,95	СИПЗ 3×35мм ²	200
3-4	101,25	СИПЗ 3×35мм ²	200
4-5	88,91	СИПЗ 3×35мм ²	200
5-6	79,21	СИПЗ 3×35мм ²	200
6-7	89,09	СИПЗ 3×35мм ²	200
7-9	101,42	СИПЗ 3×35мм ²	200
8-9	35,22	СИПЗ 3×35мм ²	200
1-9	129,59	СИПЗ 3×35мм ²	200

Все принятые сечения проходят проверку длительным током

13 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

13.1 Расчет токов короткого замыкания на ПС Урман

Расчет токов короткого замыкания проводится для определения фактических значений периодической, апериодической составляющих а так же ударного тока КЗ и теплового импульса.

При расчете токов короткого замыкания приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны ВН ПС используются данные о токах короткого замыкания на РУ 35 кВ подстанции Сковородино. Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц. Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 6.

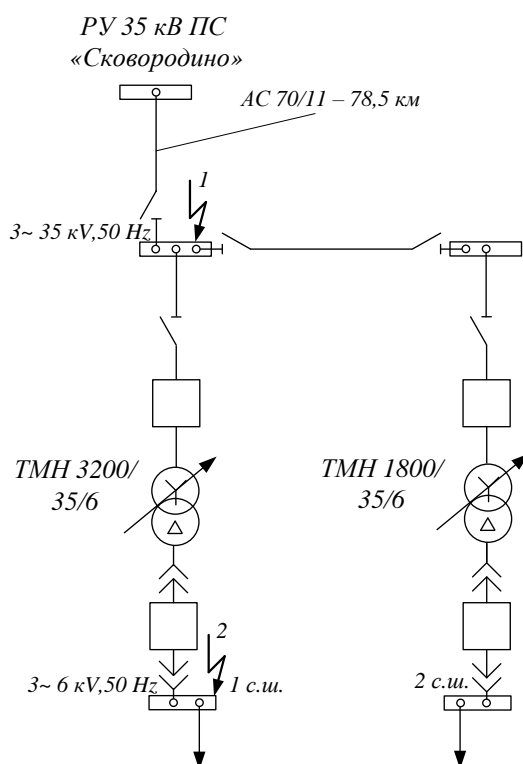


Рисунок 6 – Расчетные точки КЗ

На рисунке 7 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

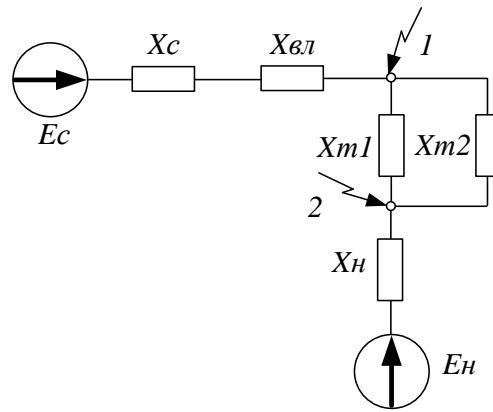


Рисунок 7 – Схема замещения участка сети с указанием расчетных точек КЗ

Принимаем базисные условия:

- 1) базисная мощность $S_{\sigma} = 1000$ (МВА),
- 2) базисное напряжение 35 кВ $U_{\sigma 35} = 37$ (кВ)
- 3) базисное напряжение 6 кВ $U_{\sigma 6} = 6,3$ (кВ)
- 4) Справочные ЭДС и сопротивление обобщенной нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (53)$$

где I_{σ} , U_{σ} – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{\sigma 35} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ (кА)}$$

$$I_{\sigma 6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ (кА)}$$

Сопротивление энергосистемы:

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{K3}} \quad (54)$$

где I_{K3} – ток трехфазного КЗ на шинах ПС Сквородино 35 кВ.

$$X_C = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 10,9} = 1,43 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ ПС Сквородино - ПС Уркан:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (55)$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

$$X_{ВЛ} = 0,4 \cdot 78,5 \cdot \frac{1000}{37^2} = 22,93 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обобщенной нагрузки:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_p} \quad (56)$$

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{1000}{1,34} = 261,19 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление трансформаторов ПС Уркан:

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (57)$$

где $u_{K\%}$, – напряжение короткого замыкания трансформатора.

$$X_{T1} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{1000}{1,8} = 20,31 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{T2} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{3,2} = 23,43 \text{ (о.е.)}$$

Проводим последовательное преобразование схемы замещения для определения расчетных значений результирующего сопротивления и ЭДС на примере точки КЗ №1.

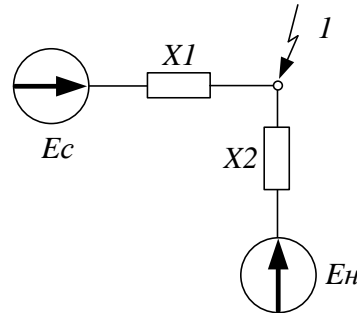


Рисунок 8 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_C + X_{БЛ}$$

$$X1 = 1,43 + 22,93 = 24,36 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = \frac{X_{T1} \cdot X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2}} + X_H$$

$$X2 = \frac{20,31 \cdot 23,43}{20,31 + 23,43} + 261,19 = 272,09 \text{ (о.е.)}$$

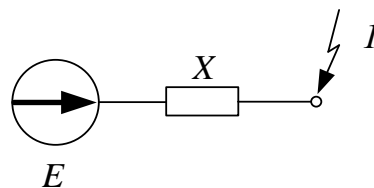


Рисунок 9 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС

$$X = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2}$$

$$X = \frac{24,36 \cdot 272,09}{24,36 + 272,09} = 22,35 \text{ (о.е.)}$$

$$E = \frac{E_c \cdot X2 + E_H \cdot X1}{X2 + X1}$$

$$E = \frac{1 \cdot 272,09 + 0,85 \cdot 24,36}{272,09 + 24,36} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Периодическая составляющая тока КЗ в расчетной точке №1:

$$I_{nO} = \frac{E}{X} \cdot I_{635} = \frac{0,98}{22,5} \cdot 15,6 = 1,05 \text{ (кА)} \quad (58)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в расчетной точке №1:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{nO} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} \quad (59)$$

где t_{OB} – время отключения с учетом времени работы основной защиты.

T_a – постоянная времени (определяется по справочным данным)

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 1,05 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,03}} = 0,05 \text{ (кА)}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{yO} = \sqrt{2} \cdot I_{nO} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (60)$$

$$i_{yO} = \sqrt{2} \cdot 1,05 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 2,55 \text{ (кА)}$$

Тепловой импульс КЗ:

$$B_k = I_{nO}^2 \cdot (t_{OB} + T_a) \quad (61)$$

где t_{OB} – время отключения с учетом времени работы резервной защиты.

$$B_k = 1,05^2 \cdot (2 + 0,03) = 2,21 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки 2
результаты расчета сводятся в таблицу 13:

Таблица 13 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	I_{nO} (кА)	i_a (кА)	i_{yO} (кА)	B_k (кА ² с)
1	1,05	0,05	2,55	2,21
2	5,31	1,01	12,88	56,39

Полученные данные используем в расчетах при проверке токоведущих частей и коммутационной аппаратуры.

13.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания на ближайших ТП к источнику питания на обоих фидерах (на фидере №1 это ТП-1, на фидере №2 это ТП-4), основные формулы для выполнения расчета:

Активные и индуктивные сопротивления СИП

$$X_{СИП} = x_0 \cdot L \quad (62)$$

$$R_{СИП} = r_0 \cdot L \quad (63)$$

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

Проводим расчет на примере точки короткого замыкания на шинах ВН ТП-1, при этом протяженность участка СИП составляет 0,55 км

$$X_{СИП} = 0,17 \cdot 0,55 = 0,09 \text{ (Ом)}$$

$$R_{СИП} = 0,87 \cdot 0,55 = 0,48 \text{ (Ом)}$$

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 6 кВ источника питания подстанции Уркан:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \quad (64)$$

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

$I_{кз}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 6 кВ подстанции Уркан.

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 5,31} = 0,68 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ.

$$X_p = X_c + X_{СИП} \quad (65)$$
$$X_p = 0,68 + 0,09 = 0,77 \text{ (Ом)}$$

$$R_p = R_{СИП} = 0,48 \text{ (Ом)}$$

Определяем периодическую составляющую тока короткого замыкания по следующей формуле :

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (66)$$

$$I_{по} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,48^2 + 0,77^2}} = 2,99 \text{ (кА)}$$

Проводим расчет постоянной времени для каждой точки КЗ:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (67)$$

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

$$T_a = \frac{0,77}{314 \cdot 0,48} = 0,005$$

Тепловой импульс определяется из условий работы резервной защиты принимаем значение времени работ 0,5 сек:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (T_{ОВ} + T_a) \quad (68)$$

где $T_{ОВ}$ - полное время отключение выключателя сек.

$$B_k = 2,99^2 \cdot (0,5 + 0,005) = 4,56 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

По аналогичным формулам проводится расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ на шинах высокого напряжения ТП-4 результаты расчета сводим в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет токов КЗ и теплового импульса

Фидер	$I_{по}$ (кА)	B_k (кА ² с)
№1	2,99	4,56
№2	2,71	3,71

14 ПРОВЕРКА ЛИНИЙ 6 КВ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Термически стойкое к токам КЗ сечение кабельной линии находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \cdot 1000 \leq S_\phi \quad (69)$$

где B_k - тепловой импульс тока КЗ;

C - температурный коэффициент, равный 95.

S_ϕ - фактическое принятое сечение (мм²).

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для СИП участка сети РУ 6 кВ Уркан – шины ВН ТП-1 (фидер №1):

$$S_T = \frac{\sqrt{4,56}}{95} \cdot 1000 = 22,47 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное значение не превышает значение сечения принятого на данном участке СИП (35 мм²), следовательно оно проходит проверку следовательно его оставляем.

Так же проводим расчет термически стойкого сечения для фидера №2

$$S_T = \frac{\sqrt{3,71}}{95} \cdot 1000 = 20,27 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное значение так же меньше чем принятое сечение на данном направлении 35 мм²

Таким образом расчет показывает что оба проводника проходят проверку

15 ПРОВЕРКА ЛИНИЙ 6 КВ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Потеря напряжения в участке кабельной линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (70)$$

где r_0 – активное сопротивление СИП;

x_0 – реактивное сопротивление СИП.

В нормальном режиме работы ТП-5 получает питание отдельно первый трансформатор получает питание со стороны фидера №1, второй трансформатор со стороны фидера 2, точка потокораспределения находится на данной ТП, поэтому расчет потери напряжения проводим при этом условии

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения фидера №1 на участке РУ 6 кВ ПС Уркан – шины ВН ТП-1 начиная от источника питания:

Определяем потерю напряжения на примере участка 1-2 (рисунок 4):

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \cdot 48,79 \cdot 0,15 \cdot (0,87 \cdot 0,83 + 0,17 \cdot 0,57) \cdot \frac{100}{6300} = 1,15 (\%)$$

Определяем потерю напряжения на примере участка 2 – Шины ВН ТП-1 (рисунок 4):

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \cdot 18,29 \cdot 0,4 \cdot (0,87 \cdot 0,83 + 0,17 \cdot 0,57) \cdot \frac{100}{6300} = 0,15 (\%)$$

Суммарная потеря напряжения от источника питания до шин ВН ТП -1 составляет:

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_1 + \Delta U_2 \quad (71)$$

$$\Delta U_{\Sigma} = 1,15 + 0,15 = 1,3 (\%) \quad (72)$$

Аналогично проводим расчет потери напряжения на всех ТП рассматриваемого района сетей, результаты расчет приведены в таблице 15, 16

Таблица 15 – Проверка СИП 6 кВ на потерю напряжения фидера №1

Узел	Суммарная потеря напряжения (%)
Шины ВН ТП-1	1,3
Шины ВН ТП-2	1,45
Шины ВН ТП-3	2,01
Шины ВН ТП-5	3,12

Таблица 16 – Проверка СИП 6 кВ на потерю напряжения фидера №2

Узел	Суммарная потеря напряжения (%)
Шины ВН ТП-4	1,02
Шины ВН ТП-7	1,65
Шины ВН ТП-6	2,16
Шины ВН ТП-5	3,02

Потери напряжения на рассматриваемых участках имеют минимальное значение, при этом общая потеря напряжения не превышает 5% следовательно расчет и выбор СИП проведен верно.

16 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПС «УРКАН»

В данном разделе рассмотрим подробно выбор основного оборудования для ПС «УРКАН» при модернизации

16.1 Выбор выключателей 35 кВ.

Максимальные рабочие токи в РУ определяем по условиям предельной загрузки трансформаторов установленных на ПС в послеаварийном режиме.

Таблица 17 – Максимальные рабочие токи в РУ

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
ПС «УРКАН»	
35	73,91
6	431,09

Выбираем выключатели 35 кВ. Первоначально принимаем вакуумный выключатель марки ВР35НС.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор выключателя 35 кВ для ПС УРКАН

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 73,91 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0} = 1,05 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{п0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 2,55 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 1,05 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, кА	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 0,05 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 2,55 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 2,21 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС УРКАН.

16.2 Выбор выключателей 10 кВ.

На напряжении 10 кВ для ПС УРКАН первоначально принимаем для установки выключатель вакуумные ВРС-10-31,5-630 в комплекте КРУ типа «Самсон».

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор выключателя 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение (кВ)	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 6$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{макс} = 431,09$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения (кА)	$I_{вкл} = 31,5$ кА	$I_{n0} = 5,31$ кА	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения (кА)	$i_{вкл} = 128$ кА	$i_{уд} = 12,08$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения (кА)	$I_{откл} = 31,5$ кА	$I_{nt} = 5,31$ кА	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение аperiodической составляющей (кА)	$i_{ан} = 8,48$ кА	$i_a = 1,01$ кА	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток (кА)	$i_{прскв} = 128$ кА	$i_{уд} = 12,88$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² с	$B_K = 56,39$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения.

16.3 Выбор разъединителей 35 кВ.

На ОРУ 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ для ПС УРКАН

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{макс} = 73,91$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63$ кА	$i_{уд} = 2,55$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875$ кА ² с	$B_K = 2,21$ кА ² с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС УРКАН. Число заземляющих ножей определяется местом установки.

16.4 Выбор трансформаторов тока.

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

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (73)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_k = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (74)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 35 и 10 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Сопротивление соединительных проводов (для 35 и 6 кВ):

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (75)$$

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

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

Для измерения всех необходимых электрических величин предлагается на ПС УРКАН установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 201.8. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 6 кВ приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 6 кВ ПС УРКАН

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 и 6 кВ $S_{\text{пр}} = 0,62\text{ ВА}$. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,62}{5^2} = 0,025 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 и 6 кВ):

$$Z_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}$$

$$Z_2 = 0,025 + 0,43 + 0,1 = 0,56 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III для ПС УРКАН с номинальным током первичной обмотки 75 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 22, 23.

Таблица 22 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ для ПС «УРКАН»

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 75 \text{ А}$	$I_{макс} = 73,91 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 2,55 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 2,21 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном (Ом)	30 Ом	0,56 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принятый тип трансформатора тока проходит по всем параметрам следовательно его оставляем.

Принимаем трансформатор тока по стороне 6 кВ для ПС «УРКАН» ТПЛК-6/500 с номинальным током первичной обмотки 500 А. Сравнение параметров трансформатора тока 6 кВ приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 500 \text{ А}$	$I_{макс} = 731,09 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 12,88 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 56,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном (Ом)	15 Ом	0,56 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно его оставляем.

16.5 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим критериям: по номинальному напряжению, по конструкции и схеме подключения, по классу точности, по мощности вторичной нагрузки:

$$S_{2ном} \geq S_2$$

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

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

Выбираем трансформатор напряжения на ОРУ 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ ПС УРКАН

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	2	4
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

Трехфазный анти резонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока промышленной частоты с изолированной или с компенсированной нейтралью.

Проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Проверка выбранного ТН 35 кВ для ПС УРКАН

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 18 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит проверку по параметрам, следовательно его оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения для РУ 6 кВ ПС УРКАН НАМИ 6 УХЛ1.

Определяем мощность вторичной нагрузки РУ 6 кВ ПС «УРКАН». Данные представлены в таблице 26.

Таблица 26– Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	13	4
Счетчик РЭ			
Сумма			62

Таблица 27 – Проверка выбранных трансформаторов напряжения 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 62 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

16.6 Выбор жестких шин 6 кВ.

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции « УРКАН». Максимальный рабочий ток составляет 431,09 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50 × 5 мм

(250 мм²), длительно допустимый ток для данной шины составляет 860 А. Шины устанавливаем плашмя, расстояние между фазами составляет 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{56,39}}{C} \cdot 1000 \quad (76)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{56,39}}{91} \cdot 1000 = 79,04 \text{ (мм}^2\text{)}$$

где B_k – интеграл джоуля.

C - коэффициент материала шин.

Полученное значение сечения менее фактического следовательно оно проходит по термической стойкости продолжаем выбор.

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии, что частота собственных колебаний конструкции составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{5,21}{2,5}} = 1,12 \text{ (м)} \quad (77)$$

где J – момент инерции шины (см³×см).

q - сечение проводника, в данном случае 2,5 (см²)

Момент инерции находим по следующей формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (78)$$

$$J = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \text{ (см}^3\text{×см)}$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1,1 м.

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} \quad (79)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{12880^2}{0,4} = 43,25 \text{ (Н/м)}$$

где $i_{y\partial}$ – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (80)$$

$$W = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \text{ (см}^3\text{)}$$

Определяем напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (81)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{12880^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 22,54 \text{ (МПа)}$$

При расчете напряжения все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего следовательно данное сечение оставляем.

16.7 Выбор изоляторов 6 кВ.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{номсети}$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

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

$F_{расч}$ - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 6 кВ (Н).

Рассмотрим подробно расчет усилия воздействующего на опорные изоляторы в РУ 6 кВ ПС «УРКАН», при горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как:

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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{12880^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 190,71 \text{ (Н)}$$

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

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 190,71$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 6 кВ ПС УРКАН

16.8 Выбор трансформатора собственных нужд.

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 28 приведены мощности нагрузки электроприемников на ПС УРКАН.

Таблица 28 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Тип потребителя	Расчетная мощность потребителей собственных нужд ПС УРКАН (кВА)
Электродвигатели завода включающих пружин ВРС-35	1,4×2
Электродвигатели завода включающих пружин ВРС-10	0,25×13
Обогрев приводов выключателей ВРС-35	0,5×2
Обогрев РУ 6 кВ	4
Освещение коридора РУ 6 кВ	0,8
Освещение ячеек РУ 6 кВ	0,8
Освещение РУ 35кВ	0,4
Расчетная полная мощность потребителей собственных нужд	17,05

В данной работе выключатели ВРС-35 кВ имеют встроенные выпрямители для питания приводов, следовательно учитывая номинальное напряжение высокой стороны ПС «УРКАН» принимаем систему переменного оперативного тока.

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС УРКАН:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3} \quad (82)$$

$$S_p = \frac{17,05}{2 \cdot 0,7} = 12,17 \text{ (кВА)}$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЛ 16/6 номинальной мощностью 16 кВА. Трансформатор имеет литую изоляцию защищенное исполнение.

16.9 Выбор высокочастотного заградителя .

ВЧЗ требуется для организации связи по проводам ВЛ, для передачи информации и команд, принимаем для установки первоначально ВЗ-100-0,5 сравнение данных представлено в таблице 29

Таблица 29 – Выбор и проверка заградителя 35 кВ

Номинальные параметры заградителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальный ток	$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$I_{макс} = 73,91 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 10 \text{ кА}$	$i_{уд} = 2,55 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$

Высокочастотный заградитель типа ВЗ – 100-0,5 проходит по всем показателям его принимаем к установке на ВЛ

16.10 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ

Принимаем ОПН - 35 - УХЛ1 номинальным напряжением 35 кВ

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее напряжение $U_{пр}$ (кВ)	25,56	22,2	$U_{пр} \geq U_{пр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 35 кВ.

16.11 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ

Принимаем к установке ОПН-6 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее фазное напряжение $U_{нр}$ (кВ)	4,25	4,16	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 6 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 6 кВ.

17 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТМН 3200/35/10

В данном разделе рассматривается расчет всех защит устанавливаемых на трансформаторе ТМН 3200/35 подстанции УРКАН.

Для защиты от многофазных замыканий в обмотках проводим расчет максимальной токовой отсечки; для защиты от токов в обмотках при перегрузке – защиты от перегрузок.

17.1 Защита от перегрузки.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется следующим образом:

$$I_{C3} = \frac{k_{omc}}{k_g} \cdot I_{номВН} \quad (83)$$

где k_{omc} – коэффициент отстройки, принимается равным 1,5

k_g – коэффициент возврата токового реле;

$$I_{C3} = \frac{1,05}{0,8} 53,01 = 69,57 \text{ (A)} \quad (84)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 69,57}{(75/5)} = 8,03$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, действующей на отключение принимаем равным 15 секунд.

17.2 Максимальная токовая отсечка.

Максимальная токовая отсечка является разновидностью МТЗ работающей без выдержки времени. В данном разделе проводится расчет установки данной защиты при ее установке на силовые трансформаторы ПС УРКАН

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ:

$$I_{CЗ} = k_n \cdot I_{кзНН} \cdot k_{mp} \quad (85)$$

где k_n – коэффициент надежности;

k_{mp} – коэффициент трансформации трансформатора;

$I_{кзНН}$ – максимальное значение тока короткого замыкания на шинах

низкого напряжения ПС УРКАН;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CЗ} = 1,1 \cdot 5310 \cdot 6 / 35 = 1001,15 \quad (86)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{1001,15}{(75/5)} = 66,73 \text{ (A)}$$

Защита принимается для трансформатора ТМН 3200/35/6 ПС «УРКАН».

17.3 Релейная защита фидеров 6 кВ

В данном разделе проводим расчет установок защит устанавливаемых на фидере №1,2

Проводим расчет установки МТЗ, ток срабатывания защиты фидера №1:

$$I_{CЗ} = \frac{k_n \cdot k_{сам} \cdot I_n}{k_в} \quad (87)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска принимается равным 1,5;

$k_в$ – коэффициент возврата 1,5;

I_n – максимальный рабочий ток рассчитанный при выборе СИП;

$$I_{CЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 129,59 = 291,57 \text{ (A)}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{291,59}{(150/5)} = 9,72 \text{ (A)}$$

Расчет коэффициента чувствительности

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} \quad (88)$$

где $I_{\text{кз}}^{(2)}$ – ток двухфазного короткого замыкания в конце линии;

$$k_{\text{ч}} = \frac{2,99 \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10^3}{291,59} = 8,88$$

Значение коэффициента выше требуемого 1,5 следовательно расчет окончен

Проводим расчет установки защиты от перегрузки фидера №1, ток срабатывания защиты [18]:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{омс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{н}} \quad (89)$$

где $k_{\text{омс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата токового реле (принимается равным 0,8);

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 129,59 = 170,08 \text{ (А)}$$

Ток срабатывания реле

$$I_{\text{ср}} = \frac{170,08}{(150/5)} = 5,67 \text{ (А)}$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

Проводим расчет установки токовой отсечки, ток срабатывания защиты [18]:

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} \quad (90)$$

где $I_{\text{кз}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в конце линии те на шинах ППЭ;

$$I_{C3} = 1,2 \cdot 2,99 \cdot 10^3 = 3,58 \cdot 10^3 \text{ (A)}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{3,58 \cdot 10^3}{(150/5)} = 119,6 \text{ (A)}$$

Аналогично проводим расчет для второго фидера

Проводим расчет установки МТЗ

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 129,59 = 291,57 \text{ (A)}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{291,59}{(150/5)} = 9,72 \text{ (A)}$$

Расчет коэффициента чувствительности

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{C3}} \tag{91}$$

где $I_{\text{кз}}^{(2)}$ – ток двухфазного короткого замыкания в конце линии;

$$k_{\text{ч}} = \frac{2,71 \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10^3}{291,59} = 8,1$$

Значение коэффициента выше требуемого 1,5 следовательно расчет окончен.

Проводим расчет установки защиты от перегрузки фидера №2, ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 129,59 = 170,08 \text{ (A)}$$

Ток срабатывания реле

$$I_{CP} = \frac{170,08}{(150/5)} = 5,67 \text{ (A)}$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

Проводим расчет установки токовой отсечки, ток срабатывания защиты [18]:

$$I_{CЗ} = k_n \cdot I^{(3)}_{кз} \tag{92}$$

где $I^{(3)}_{кз}$ – ток трехфазного КЗ в конце линии те на шинах ППЭ;

$$I_{CЗ} = 1,2 \cdot 2,71 \cdot 10^3 = 3,35 \cdot 10^3 \text{ (A)}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{3,35 \cdot 10^3}{(150/5)} = 111,2 \text{ (A)}$$

17.4 Автоматика

На ПС Уркан предусматривается устройство автоматического ввода резерва (АВР) на секционном выключателе (СВ-6).

Назначением устройства АВР является осуществление возможно быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей, обесточенных в результате повреждения или самопроизвольного отключения рабочего источника электроснабжения (секции шин), что обеспечивает минимальные нарушения и потери в технологическом процессе.

Включение резервного источника питания на поврежденной секции сборных шин КРУ, как правило, не допускается во избежание увеличения объемов разрушений, вызванных КЗ, и аварийного снижения напряжения потребителей, электрически связанных с резервным источником. Действие АВР не должно приводить к недопустимой перегрузке резервного источника как в последующем установившемся режиме, так и в процессе само запуска потерявших питание электродвигателей потребителя.

Схемы АВР должны:

- обеспечивать, возможно, раннее выявление отказа рабочего источника питания;

- действовать согласованно с другими устройствами автоматически (АПВ, АЧР) в интересах возможно полного сохранения технологического процесса;

- не допускать включения резервного источника на КЗ;

- исключать недопустимые несинхронные включения потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;

- не допускать подключение потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Выключатели, включаемые устройствами АВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

Выбранная защита удовлетворяет всем требованиям, перечисленным выше.

17.5 Сигнализация

Питание схемы центральной сигнализации переменным оперативным током осуществляется через автоматические выключатели «Сигнализация» от двух секций шинок управления щита СН.

Переключение питания центральной сигнализации с одного источника на другой при исчезновении напряжения осуществляется автоматически.

Аварийная и предупредительная сигнализация должны обеспечивать повторность действия, т.е. возможность принятия нового сигнала после ручного или автоматического съема звукового сигнала, независимо от наличия действующих предыдущих аварийных или предупредительных сигналов. Это достигается применением микроэлектронных дву-стабильных реле тока импульсной сигнализации типа РТД-11.

Для повышения надежности действия световой сигнализации табло световой сигнализации выполняются двухламповыми с параллельным соединением ламп. Это обеспечивает действие сигнализации при перегорании одной из них.

Схемой цепей сигнализации предусматривается возможность периодического контроля исправности ламп табло при помощи специальных участковых переключателей опробования ламп. При переключении его в положение «Опробование» лампы в каждом световом табло оказываются включенными последовательно на напряжение источника питания. В случае перегорания одной из ламп, данное табло при опробовании не загорается.

Для построения систем центральной сигнализации служит устройство «Сириус-ЦС». Оно позволяет обрабатывать сигналы, поступающие от микропроцессорных или электромеханических устройств защиты по шинкам сигнализации, фиксировать время появления и снятия сигналов от конкретных устройств защиты, подключаемых к дискретным оптронным входам, а также формировать сигналы обобщенной сигнализации.

17.6 Организация измерения и учета электрической энергии, телемеханизация, автоматизация

В данной работе рассматривается установка системы АИИС КУЭ на ПС Уркан

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 ОРЭМ.

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.

На РП 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 убедится 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.

18 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

В данном разделе рассматривается расчет молниезащиты ПС «Уркан» в связи с реконструкцией и модернизацией

Согласно ПУЭ открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний. Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми отдельно стоящими молниеотводами.

Расчет молниезащиты поводится по следующим формулам :

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (93)$$

Эффективная высота молниеотвода (рассматриваются отдельно стоящие молниеотводы):

$$h_{эфл} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ (м)}$$

Половина ширины внешней зоны защиты (радиус зоны на уровне земли):

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (94)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 17,09 \text{ (м)}$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов (система М1-М4):

$$h_{c12} = h_{эфл} - \frac{L12}{7} = 14,45 - \frac{29}{7} = 10,51 \text{ (м)} \quad (95)$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (96)$$

Для линейного портала (высота 9,45 м):

$$r_x = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{14,45} \right) = 4,74 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_{c12} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c12}}} \quad (97)$$

где h_x - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx12} = 1,6 \cdot \frac{10,51 - 9,45}{1 + \frac{9,45}{10,51}} = 1,89 \text{ (м)}$$

Подробный расчет молниезащиты показан в графической части ВКР.

19 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «Уркан» 55×40 (м)

Определяем общую площадь контура заземления:

$$S = (A+3) \cdot (B+3) \quad (98)$$

$$S = (55+3) \cdot (40+3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов с сети заземления $d = 0,022$ (м)

Сечение вертикальных электродов определяется как:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (99)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Проверка сечения на термическую стойкость выполняется по следующей формуле:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (100)$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{9690^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

где - I_M - максимальный ток короткого замыкания (кА)

T - наибольшее время работы защиты в РУ (сек)

β - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Проверка сечения на стойкость к коррозии:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (101)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

где - a_k, b_k, c_k, d_k - справочные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (102)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами в сети заземления:

$$l_{nn} = 5 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сети заземления:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3)$$

$$L_n = \frac{(55+3)}{5}(40+3) + \frac{(40+3)}{5}(50+3) = 1086,4 \text{ (м)}$$

Число ячеек в сети заземления

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (103)$$

$$m = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42$$

Принимаем число ячеек:

$$m = 11$$

Длина стороны ячейки определяется как:

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (104)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)}$$

Длина горизонтальных полос в сети заземления:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) \quad (105)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2716} (11+1) = 1250,8 \text{ (м)}$$

Количество вертикальных электродов в сети заземления:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74 \quad (106)$$

Принимаем целое значение:

$$n_g = 15$$

Принимаем стандартную длину вертикальных электродов $l_g = 4 \text{ (м)}$

Определяем стационарное сопротивление сети заземления:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) \quad (107)$$

$$R_C = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4 \cdot 0 \cdot 15} \right) = 0,442 \text{ (Ом)}$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент импульсного сопротивления:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (108)$$

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21 + 320) \cdot (3,37 + 45)}} = 1,09$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя окончательно:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ (Ом)} \quad (109)$$

Полученное значение сопротивления не превышает предельного значения 0,5 Ом, следовательно расчет выполнен верно.

20 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В РЕКОНСТРУКЦИЮ ПС УРКАН

Стоимость оборудования подстанции «Уркан» определяется согласно укрупненным стоимостным показателям, с учетом индексов изменения сметной стоимости оборудования, в том числе стоимости материалов, оплаты труда и эксплуатации машин и механизмов на I квартал 2022 года (индекс цен по отношению к ценам 2000 г. составляет 4,28 ед) (согласно приложению №1 к письму мин. регион России).

Определяем стоимость РУВН, НН по следующей формуле:

$$K_{py35} = N_{яч35} \cdot K_{яч35} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (110)$$

$$K_{py35} = 2 \cdot 2 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 22,26 \text{ (млн.руб)}$$

$$K_{py10} = N_{яч10} \cdot K_{яч10} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (111)$$

$$K_{py10} = 13 \cdot 0,085 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 7,09 \text{ (млн.руб)}$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2022 год (индекс дефлятор)

$N_{яч}$ - количество ячеек выключателя на соответствующем РУ ПС:

$K_{яч}$ - стоимость ячейки выключателя:

K_p - районный коэффициент:

Определяем постоянную часть затрат по подстанции «Уркан»:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (112)$$

$$K_{пост} = 8 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 44,51 \text{ (млн.руб)}$$

где $K_{пост}$ - стоимость постоянной части затрат на реконструкцию ПС:

Определяем капиталовложение на модернизацию и реконструкцию ПС «Уркан»:

$$K_{nc} = \Sigma K_{py} + K_{пост} = 22,26 + 7,09 + 44,51 = 73,86 \text{ (млн.руб)}$$

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

$$I_{\text{ЭКС}} = \alpha_{\text{ЭКС.ЛС}} \cdot K_{\text{ЛС}} + I_{\Delta W} \quad (113)$$

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

$I_{\Delta W}$ – годовые издержки на потери электроэнергии.

Расчет потерь мощности выполняем по каждому элементу по формуле:

$$\Delta P = \frac{P_{p6}^2 + Q_{p6}^2}{U^2} \cdot R \quad (114)$$

где P_{p6} – значение расчетной активной мощности на стороне 6 кВ.

Q_{p6} – значение расчетной реактивной мощности на стороне 6 кВ.

U – линейное напряжение участка сети.

R – активное сопротивление участка сети.

Проводим расчет на примере ВЛ отп. ТП1 – ТП1.

$$\Delta P = \frac{180,48^2 + 43,26^2}{6^2} \cdot 0,4 = 0,3 \text{ (кВт)}$$

Аналогично определяются потери на остальных участках сети.

Далее определяем значение годовых потерь на всех участках сети по формуле

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{\text{год}} \quad (115)$$

где ΔP – значение суммарных потерь.

$T_{\text{год}}$ – количество часов в году.

$$\Delta W = 68,55 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 = 600,1 \text{ (МВт} \times \text{час)}$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (116)$$

где $C_{\Delta W} = 516,85$ руб/(МВт·ч) – удельная стоимость потерь электроэнергии для амурской области

(Постановление Управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 25.11.22 №136 пр/э тариф принят на 2023 год)

Проводим расчет на примере данной ВЛ:

$$I_{\Delta W} = 600,1 \cdot 516,85 = 0,3 \text{ (млн.руб./год)}$$

Издержки на эксплуатацию:

$$I_{\text{ЭКС}} = 0,059 \cdot 73,86 + 0,3 = 4,65 \text{ (млн.руб./год)}$$

Ежегодные издержки на амортизацию вычисляются по формуле (в данном случае только оборудование подстанции):

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{СПС}}} \quad (117)$$

где $T_{\text{СПС}} = 20$ лет – период службы для оборудования для ПС.

$$I_{\text{АМ}} = \frac{73,86}{20} = 3,69 \text{ (млн.руб)} \quad (118)$$

Определяем суммарные годовые издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЭКС}} \quad (119)$$

$$I_{\Sigma} = 3,69 + 4,65 = 8,34 \text{ (млн.руб.)}$$

Расчет статических приведенных затрат выполняется по формуле:

$$Z = E \cdot K + I_{\Sigma} \quad (120)$$

где I_{Σ} – суммарные годовые издержки;

E – норма дисконта, принимается 0,1.

$$Z = 0,1 \cdot 43,86 + 8,34 = 12,72 \text{ (млн. руб./год)}$$

Таким образом расчет капиталовложений в реконструкцию ПС «Уркан» показал что общая их сумма составляет 73,86 миллионов рублей, при этом величина эксплуатационных издержек составит 4,65 миллионов рублей в год, амортизации 3,69 миллионов рублей в год, статические приведенные затраты составят 12,72 млн.руб./год.

21 АВТОМАТИКА ПРИМЕНЯЕМАЯ НА ПОДСТАНЦИИ УРКАН

В выпускной квалификационной работе рассмотрены следующие виды автоматики: АВР, АЧР.

21.1 АВР

В данной работе устройство АВР применяется как на стороне низкого напряжения 10 кВ подстанции Уркан 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.

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.

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.

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.

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 подстанции Уркан принимаем устройство АВР на стороне 10 кВ, а также принимаем автоматику восстановления нормального режима ВНР, т.е. при появлении стабильного напряжения на рабочем вводе она переводит питание секции на основное питание.

21.2 АЧР

АЧР - один из методов противоаварийной автоматики, направленный на повышение надежности работы электроэнергетической системы путём предотвращения образования лавины частоты и сохранения целостности этой системы. Метод заключается в отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе.

На ПС Уркан применяется устройство АЧР рассмотрим его подробно, устройства АЧР срабатывают при понижении частоты ниже 49 Гц, продолжительность работы электрической системы составляет не больше 40 с. При менее 47 Гц – 10 с., меньше 46 Гц нельзя допустить, так при этом значении происходит явление «лавины напряжения», при котором происходит сбрасывание электростанцией нагрузки. «Лавина напряжения» способствует повышенному потреблению реактивной мощности что ведет к еще большим осложнениям в системе энергоснабжения.

Пониженная частота может вызвать механический резонанс проточной части турбины, влекущий механические повреждения лопаток турбины. Снижение частоты влечет снижение скорости вращения асинхронного двигателя и понижение производительности нагрузки, относящейся к собственному потреблению электростанции и питательных электронасосов, что чревато понижением мощности паровых турбин и влечет полное погашение системы. Это действие называется «лавиной частоты», за ней обычно следует появление «лавины напряжения». При понижении уровня частоты снижается подача давления масла маслонасосом к турбине электростанции, это приводит к посадке стопорных клапанов в аварийном режиме и отключению агрегата. Изменения параметров частоты всего на 0,2 Гц может способствовать неравномерному и неэкономичному распределению нагрузок агрегатов со статическими характеристиками регулирования. Изменение частоты может привести к непостоянной скорости работы электроприводов механизмов, что может вызвать появление брака производимых деталей. Аварийная частотная разгрузка является единственным средством поддержания частоты энергосистемы в разрешенных пределах при регулировании отключением потребителей, этот процесс происходит в случае отсутствия восстановления частоты путем применения нормальных средств регулирования частоты. Неравномерность АЧР, риски возникающие в результате снижения частоты очень важно предотвратить так, как это ведет к длительному процессу восстановления нормированного значения частоты и восстановлению рабочего состояния потребителей, а также появление лишних операций по включению и отключению коммутирующих аппаратов электроприемников, снижает надежную работу энергосистемы электроснабжения.

22 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В представленной работе разработан оптимальный вариант реконструкции ПС 35/6 кВ «Уркан» в одноименном селе «Уркан» Тындинского района Амурской области, при этом выполнена замена устаревшего оборудования на современное. Так же при решении комплексной задачи проведена модернизация системы электроснабжения напряжением 6 кВ поселка «Уркан» для повышения надежности электроснабжения потребителя. В ходе выполнения работы было решено значительное количество технических и экономических задач, так же приведены основные требования в области техники безопасности, охраны труда при строительном - монтажных работах и эксплуатации электротехнического оборудования

22.1 Безопасность

Безопасность при работах в распределительных устройствах:

При выполнении работы на выкатной тележке выключателя шкафа комплектного распределительного устройства, необходимо выкатить ее в ремонтное положение, при этом шторки отсека в котором остались токоведущие части под напряжением, должны быть заперты на замок, вывешен соответствующий плакат «стой напряжение», на тележке где предстоит работать, вывешен плакат «работать здесь».

При выполнении работ вне комплектного распределительного устройства, то есть на подключённом к нему оборудовании тележку выключателя необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа, при этом разрешается при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой устанавливать ее в испытательное положение, при отсутствии такой блокировки устанавливать тележку в испытательное положение можно при условии запираания шторок на замок.

Устанавливать в испытательное положение тележки выключателя для опробования допускается только в случае, когда работы вне комплектного

распределительного устройства не проводится либо выполнено заземление в шкафу комплектного распределительного устройства.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при работах в трансформаторных подстанциях:

При выполнении работ в комплектных трансформаторных подстанциях без отключения источника питания напряжением выше 1000 В допускается выполнять только осмотр и ремонт, которые возможно выполнить стоя на площадке при условии соблюдения определенных расстояний до токоведущих частей находящихся под напряжением. При условии, если это расстояния до токоведущих частей меньше допустимых значений, то данная работа должна выполняться с соответствующим отключением электрооборудования.

Допуск работников на комплектные трансформаторные подстанции независимо от того присутствует напряжение на них или нет должен выполняться только после их отключения коммутационными аппаратами, при этом если не исключена подача напряжения на рабочее место, то должны быть отключены коммутационные аппараты с противоположной стороны и приняты меры против самопроизвольного включения коммутационных аппаратов. На трансформаторных подстанциях и других устройствах не имеющих стационарных ограждений приводы разъединителей либо выключателей нагрузки должны быть заперты на замок, стационарные лестницы и площадки обслуживания должны быть заблокированы с разъединителями из также заперты на замок.

Безопасность при работах на силовых трансформаторах.

Осмотр силового оборудования находящегося в работе такого как силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы либо иное оборудование должен выполняться с земли с использованием стационарных сооружений с поручнями, при этом расстояние до токоведущих частей должно быть не менее допустимого, по условиям безопасного выполнения этой работы.

При необходимости осмотра газового реле трансформатора в случае срабатывания его на сигнал, силовой трансформатор должен быть разгружен и отключен от сети для отбора газа для анализа.

Работы внутри силового трансформатора должны выполнять специальные рабочие подготовленные для данной работы и хорошо знающие пути перемещения во время выполнения данной работы.

Специальная одежда работающего должна быть чистой и удобной, защищать тело от перегрева в жаркое время года, а также от различных механических повреждений и от загрязнения маслом.

Работа внутри трансформатора должна производиться по наряду не менее чем тремя работниками, двое из которых являются страхующими. При этом они должны находиться у смотрового люка, а если его нет, то у специального отверстия для установки ввода.

Освещение внутри трансформатора в обязательном порядке должно быть переносным, напряжением не более 12 В и иметь защитную сетку только заводского исполнения, либо в данном случае можно пользоваться аккумуляторными фонарями, разделительный трансформатор в данном случае должен быть установлен снаружи бака трансформатора.

В случае если при работе в бак подается осушенный воздух с точкой росы не выше 40 градусов, то регламентируемое время пребывания работника внутри трансформатора не должно превышать 4 часа в сутки.

Охрана труда при выполнении работ на кабельных линиях

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей и трубопроводов в подземных сооружениях, а также боеприпасов все земляные работы прекращается для выяснения принадлежности и разрешения соответствующих организаций на продолжение работ.

Запрещается выполнение земельных работ машинами на расстоянии меньше 1 метра, механизмов ударного действия менее 5 метров от трассы электрического кабеля если эти работы связаны с раскопкой кабеля.

Перед разрезанием кабельной муфты обязательно необходимо удостовериться в том, что работа выполняется именно на том кабеле, который должен подлежать ремонту и что он отключен и выполнены в полном объеме все технические мероприятия.

Перед разрезанием кабеля и вскрытием его соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с использованием специального приспособления, которое представляет из себя изолирующую штангу и стальную иглу или режущий наконечник. На кабельной линии, имеющей два источника питания отсутствие напряжения, проверяется проколом дистанционным способом со всех сторон откуда может быть подано напряжение.

Прокол электрического кабеля следует выполнять с использованием диэлектрических перчаток, а также средств защиты от термических рисков в частности электрической дуги, при этом на изолирующем основании поверх траншеи с наибольшего расстояния от ремонтируемого кабеля.

Прокол кабеля выполняется двумя работниками: допускающим и производителем работ, либо производителем работ и ответственным руководителем работ, одних из которых должен пройти специальное обучение и будет прокалывать кабель, а второй будет наблюдающим.

При заземлении прокалывающего приспособления могут быть использованы различные заземлители, погруженные в почву на глубину не менее 0,5 метра при этом присоединять заземляющий поводок следует с использованием специальных хомутов, броня кабеля при этом должна быть зачищена.

Охрана труда при погрузо-разгрузочных работах.

В Правилах предусмотрены единые требования безопасности при производстве погрузочно-разгрузочных работ и размещении грузов для предприятий, учреждений и организаций (далее - организаций) всех сфер хозяйственной деятельности, форм собственности и организационно-правовых

форм, а также для физических лиц, занимающихся указанными видами работ в порядке предпринимательской деятельности.

Правила действуют на всей территории Российской Федерации и должны учитываться при строительстве новых, реконструкции и техническом перевооружении действующих организаций, цехов, производств, при разработке и эксплуатации оборудования, разработке и применении технологических процессов.

Выполнение отдельных требований Правил, связанных со значительными капитальными затратами, по срокам их реализации, а также для сферы малого бизнеса и предпринимательства могут быть решены в отдельном порядке по согласованию с органом исполнительной власти по труду субъекта Российской Федерации, органами государственного надзора и контроля по вопросам, входящим в их компетенцию.

Погрузочно-разгрузочные работы должны выполняться в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов и других нормативных правовых актов и нормативных технических документов, принятых в установленном порядке, и соблюдение которых обеспечивает безопасность работ.

При использовании стационарно установленных грузоподъемных механизмов и другого производственного оборудования, при работах с опасными веществами, расплавленными металлами и сплавами, определенными Федеральным законом N 116-ФЗ от 21.07.97 как опасные производственные объекты, должны выполняться, кроме того, требования промышленной безопасности.

Производственная деятельность должна осуществляться на основании соответствующих лицензий и быть оформлена договором страхования риска ответственности за причинение вреда.

Применяемые на опасном производственном объекте грузоподъемные машины и другое производственное оборудование по перечню, определяемому

Правительством Российской Федерации, должны иметь сертификат на соответствие требованиям промышленной безопасности.

Работники, занятые на выполнении работ на опасном производственном объекте, должны обладать соответствующей квалификацией, быть аттестованными в области промышленной безопасности, не иметь медицинских противопоказаний к указанной работе и быть допущены к выполнению работ в установленном порядке.

Организация работ должна обеспечивать безопасное производство работ, надлежащий контроль за соблюдением требований промышленной безопасности, локализацию и ликвидацию последствий аварий и инцидентов на опасном производственном объекте в случае их возникновения и определять порядок технического расследования их причин, разработки и реализации мероприятий по их предупреждению и профилактике.

Организации, обращающиеся с опасными веществами в количествах, указанных в приложении 2 Федерального закона N 116-ФЗ от 21.07.97, должны оформить декларацию промышленной безопасности.

В Правилах содержатся основные требования по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и складирования грузов, на основе которых с учетом конкретных условий и в соответствии с перечнем в организации должны быть разработаны или приведены в соответствие с ними положения и инструкции по охране труда по профессиям и видам работ, при этом:

Перечень инструкций должен быть составлен службой охраны труда при участии руководителей подразделений, служб главных специалистов, организации труда и заработной платы, утвержден руководителем организации и разослан структурным подразделениям.

Разработка инструкций должна осуществляться руководителями цехов, лабораторий, отделов и других структурных подразделений организации.

Разработка инструкций должна быть организована приказом, распоряжением руководителя организации.

Утверждение инструкций должно производиться руководителем организации после согласования с соответствующим профсоюзным органом или иными уполномоченными работниками представительными органами и службой охраны труда, а в необходимых случаях и с другими заинтересованными службами.

Инструкции по охране труда должны выдаваться работникам или находиться на рабочих местах или других известных и доступных местах их организованного хранения.

Пересмотр инструкций должен производиться не реже одного раза в пять лет и в случаях изменения технологии, оборудования, инструментов и др. Для работ с повышенной опасностью пересмотр инструкций должен производиться не реже одного раза в три года.

У руководителя структурного подразделения, начальника участка, мастера, прораба должен быть в наличии комплект инструкций для работников по всем профессиям и видам работ.

Требования и нормы, установленные в стандартах организации, в инструкциях по охране труда или другой нормативной документации (включая конструкторскую, технологическую и др.), должны соответствовать требованиям настоящих Правил, стандартов ССБТ, стандартов и технических условий на сырье, материалы, продукцию и т.д.

Ответственность за организацию погрузочно-разгрузочных работ в организации должна быть возложена приказом на специалиста, организующего эти работы.

На время отпуска, командировки и в других случаях отсутствия ответственного лица выполнение его обязанностей должно быть возложено приказом на работника, замещающего его по должности.

Крановщики и их помощники, стропальщики должны руководствоваться производственными инструкциями, разработанными на основе типовых инструкций по этим профессиям, утвержденных Госгортехнадзором России, а для кранов мостового типа, оснащенных радиоэлектронными средствами

дистанционного управления, - на основе типовых инструкций специализированных организаций, согласованных Госгортехнадзором России.

Руководители и специалисты, обеспечивающие содержание грузоподъемных машин в исправном состоянии и их безопасную эксплуатацию, и работники, ответственные за безопасное производство работ кранами, должны руководствоваться инструкциями, разработанными на основе Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, подъемников (вышек) и других правил Госгортехнадзора России и типовых инструкций, утвержденных Госгортехнадзором России.

Работники, занятые на ремонте и обслуживании грузоподъемных машин, должны руководствоваться производственными инструкциями, разработанными в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, Правил эксплуатации электроустановок потребителей, Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей и настоящих Правил.

Лицо, руководящее производством погрузочно-разгрузочных работ, обязано:

перед началом работы обеспечить охранную зону в местах производства работ, проверить внешним осмотром исправность грузоподъемных механизмов, такелажного и другого погрузочно-разгрузочного инвентаря. Работа на неисправных механизмах и неисправным инвентарем запрещается;

проверить у работников, осуществляющих работы, наличие соответствующих удостоверений и других документов на право производства этих работ;

следить за тем, чтобы выбор способов погрузки, разгрузки, перемещения грузов соответствовал требованиям безопасного производства работ;

при возникновении аварийных ситуаций или опасности травмирования работников немедленно прекратить работы и принять меры для устранения опасности.

При пересмотре правил, стандартов и других нормативных актов, на которые в Правилах сделаны ссылки, следует руководствоваться уточненными редакциями этих документов.

Организация контроля за выполнением требований Правил возлагается на работодателя, контроль за их выполнением - непосредственно на руководителей структурных подразделений (служб) организации.

Выполнение требований инструкций следует проверять при осуществлении всех видов контроля.

Служба охраны труда организации должна осуществлять постоянный контроль за своевременной разработкой, проверкой и пересмотром инструкций по охране труда, оказывать разработчикам (подразделениям) методическую и организационную помощь и содействие.

В местах производства погрузочно-разгрузочных работ содержание вредных веществ (аэрозолей, паров) и пыли в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций по ГОСТ 12.1.005.

Общие требования безопасности при проведении погрузочно-разгрузочных работ и размещении грузов устанавливает ГОСТ 12.3.009, общие требования безопасности к процессам перемещения грузов (погрузке, разгрузке, транспортированию, промежуточному; складированию, устройству и содержанию транспортных путей) напольным колесным безрельсовым транспортом устанавливает ГОСТ 12.3.020, требования охраны труда при эксплуатации промышленного транспорта устанавливают ПОТ РМ-008-98.

Безопасность выполнения работ по перемещению грузов кранами должна обеспечиваться комплексом организационных и технических мер:

На места производства работ и к оборудованию не должны допускаться лица, не имеющие прямого отношения к этим работам. Не допускается нахождение людей, нахождение и передвижение транспортных средств в зоне возможного падения грузов с подвижного состава при погрузке и разгрузке, а также при перемещении грузов подъемно-транспортным оборудованием.

Работники, производящие работы по перемещению грузов кранами и обслуживающие это оборудование, должны быть обучены, аттестованы, допущены к самостоятельным работам в установленном порядке в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, правил устройства и безопасной эксплуатации подъемников (вышек) и др. нормативной документации, и им должны быть созданы условия для безопасного и безаварийного производства работ (климат рабочей зоны и мест производства работ, техническое и организационное обеспечение этих работ, средства защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов, четкое распределение обязанностей и ответственности среди исполнителей работ и организация взаимодействия между ними, ответственность каждого за исполнение своих обязанностей и др.).

Доступ персонала на мостовые, передвижные консольные краны, крановые пути и проходные галереи должен определяться и регулироваться системой ключ-марка

Для передвижения стрелового крана его стрела должна быть приведена в транспортное положение (установкой ее вдоль продольной оси пути движения), крюк поднят и закреплен в верхнем положении.

Строительно-монтажные и др. работы с применением грузоподъемных машин должны выполняться по проекту производства работ, предусматривающему:

соответствие кранов производимой работе по грузоподъемности, высоте подъема груза, вылету стрелы;

безопасную установку крана для работы вблизи строений, мест складирования, откосов котлованов и в других условиях;

безопасные расстояния от сетей и воздушных линий электропередачи, включая городские контактные сети и т.д.

Погрузочно-разгрузочные работы и размещение грузов кранами должны выполняться по технологическим картам, разработанным с учетом требований ГОСТ 12.3.009 и утвержденным в установленном порядке.

При размещении грузов должны соблюдаться размеры отступов: от стен помещений - 0,7 м, от приборов отопления - 0,2 м (должны увеличиваться по условиям хранения груза), от источников освещения - 0,5 м, от пола - 0,15 м, между ящиками в штабеле - 0,02 м, между поддонами и контейнерами в штабеле - 0,05 - 1 м.

Разгрузка и загрузка полувагонов крюковыми кранами должны производиться по технологии, утвержденной владельцем крана, с указанием в ней необходимых мер для безопасного производства работ с учетом конкретного груза и объекта погрузки-разгрузки.

Транспортировать груз на крюке крана над рабочими местами или при нахождении людей в зоне перемещения груза запрещается.

Поднимать груз большой грузоподъемности крана запрещается.

Опускать груз разрешается только на предназначенное для этого место с исключением возможности его падения, опрокидывания, сползания. Грузы должны укладываться или устанавливаться в соответствии с требованиями при складировании конкретных грузов без загромождения проходов и с выполнением требований по удобству и безопасности их строповки и расстроповки.

Погрузочно-разгрузочные ramпы и платформы должны защищать грузы и погрузочно-разгрузочные механизмы от атмосферных осадков, иметь не менее двух рассредоточенных лестниц или пандусов и ширину, обеспечивающую соблюдение требований технологии и безопасности при погрузочно-разгрузочных работах.

Не допускается нахождение людей и проведение каких-либо работ в зоне работы грейферных и магнитных кранов;

По окончании работы оставлять груз, грейфер, магнитную шайбу в подвешенном состоянии запрещается.

Для перевозки порошковых и сыпучих материалов должны использоваться специальные железнодорожные вагоны и автомашины типа цементовоза, обеспечивающие беспыльную загрузку, транспортировку и разгрузку этих материалов.

Тара для транспортирования порошковых материалов должна обеспечивать целостность упаковки на всех этапах обращения (вплоть до их применения в производстве) без промежуточных пересыпок.

Для транспортирования вредных и агрессивных жидких материалов должны применяться специальные цистерны.

Для легкозамерзающих веществ высокой вязкости должны предусматриваться системы быстрого разогрева без изменения их химических свойств и без выделения в атмосферу вредных паров и газов.

Для транспортирования сжиженных вредных газов (хлора, аммиака и др.) должны применяться специальные железнодорожные или автомобильные цистерны.

Загрузка опасных веществ, их слив или выдавливание из цистерн, а также промывка и пропарка цистерн должны осуществляться способами, исключающими контакт с ними работников или выделение в воздух вредных веществ. Перед сливом жидкостей необходимо проверить работоспособность клапана, соединяющего внутреннюю полость цистерны с атмосферой.

Для транспортирования сыпучих материалов следует применять непрерывный транспорт с минимальным числом пересыпок (транспортеры, элеваторы и др.); для порошковых материалов (цемента, извести и т.п.) - пневмотранспорт или транспортеры с минимальным количеством пересыпок и с применением обеспыливающих устройств; для жидких опасных веществ с расходом более 400 кг в смену - трубопроводы из арматуры, исключающей просачивание этих веществ, а при меньших расходах - в таре поставщика; для сжиженных и сжатых вредных газов с большим расходом - трубопроводы, при незначительных расходах (до 10 баллонов в смену) - в баллонах.

При выполнении погрузочно-разгрузочных работ кранами необходимо соблюдать следующие требования безопасности:

Работать грузоподъемными механизмами и механизмами передвижения крана по сигналу стропальщика.

Немедленно приостанавливать работу по сигналу "Стоп" независимо от того, кем он подан.

Подъем, опускание, перемещение груза, торможение при всех перемещениях выполнять плавно, без рывков.

Перед подъемом или опусканием груза необходимо убедиться в том, что вблизи груза, штабеля, железнодорожного сцепы, вагона, автомобиля и другого места подъема или опускания груза, а также между грузом и этими объектами не находится стропальщик или другие лица.

Застрапливать и отцеплять груз необходимо после полной остановки грузового каната, его ослабления и при опущенной крюковой подвеске или траверсе.

Для подводки стропов под груз необходимо применять специальные приспособления.

Строповку груза необходимо производить в соответствии со схемой строповки для данного груза.

Груз во время перемещения должен быть поднят не менее чем на 0,5 м выше встречающихся на пути предметов.

Опускать груз необходимо на предназначенное и подготовленное для него место на подкладки, обеспечивающие устойчивое положение груза и легкость извлечения из-под него стропов.

Погрузочно-разгрузочные работы следует выполнять механизированными способами с применением подъемно-транспортного оборудования и средств механизации. Механизированный способ является обязательным для грузов массой более 50 кг, а также для подъема грузов на высоту более 3 м.

Перемещение грузов массой более 20 кг в технологическом процессе должно производиться с помощью встроенных подъемно-транспортных устройств или средств механизации. Также должно быть механизировано перемещение грузов в технологическом процессе на расстояние более 25 м.

При выполнении погрузочно-разгрузочных работ и при транспортировании грузов вручную необходимо выполнять следующие требования:

Переносить острые, режущие, колющие изделия и инструменты только в чехлах, пеналах.

Переносить грузы в жесткой таре и лед без упаковки следует только в рукавицах.

Ставить стеклянную посуду на устойчивые подставки, порожнюю стеклянную тару следует хранить в ящиках с гнездами.

Не пользоваться битой посудой, имеющей сколы, трещины.

Не переносить грузы в неисправной таре, с торчащими гвоздями, окантовкой и т.п.

Для погрузки грузов на транспортные средства или их разгрузки запрещается применять доски толщиной менее 50 мм. Для исключения прогиба под доски следует устанавливать прочные подпорки.

При переноске тяжестей грузчиками на расстояние до 25 м для мужчин допускается максимальная нагрузка 50 кг, для юношей в возрасте от 16 до 18 лет - 16 кг следующие грузы: навалочные (гравий, глина, песок, зерно, овощи и т.п.), легковесные (пустая тара, фрукты в мелкой упаковке и т.п.), штучные (кирпич и т.п.), пиломатериалы (подтоварник, тес, доски, рейки и т.п.).

Переноска груза грузчиком допускается массой не более 50 кг. Если масса груза превышает 50 кг, но не более 80 кг, то переноска груза грузчиком допускается при условии, что подъем (снятие) груза производится с помощью других грузчиков.

Женщинам разрешается поднимать и переносить тяжести вручную: постоянно в течение рабочей смены - массой не более 7 кг, периодически (до 2 раз в час) при чередовании с другой работой - массой не более 10 кг.

Величина динамической работы, совершаемой в течение каждого часа рабочей смены, должна быть не более 1750 кгм при перемещении груза по рабочей поверхности и не более 875 кгм при перемещении груза с пола.

При перемещении груза на тележках или в контейнерах прилагаемое усилие для женщин не должно превышать 10 кг.

Максимальный уклон, при котором может производиться транспортирование грузов погрузчиками, не должен превышать 3 град.

Для перехода грузчиков с грузом с платформы транспортного средства в склад и обратно должны применяться мостики, сходни, трапы, прогиб настила которых при максимальной нагрузке не должен превышать 20 мм. При длине трапов, мостиков более 3 м под ними должны устанавливаться промежуточные опоры.

Мостики и сходни должны быть изготовлены из досок толщиной не менее 50 мм и снизу скреплены жесткими планками с интервалом не более 0,5 м.

Сходни должны иметь планки сечением 20 x 40 мм для упора ног через каждые 300 мм.

Металлические мостики должны изготавливаться из рифленого листового металла, толщиной не менее 5 мм.

Подмости высотой до 4 м допускаются к эксплуатации после их приемки непосредственным руководителем работ, более 4 м - комиссией, назначаемой руководителем организации.

Погрузочно-разгрузочные и транспортные работы, производимые с применением грузоподъемных кранов, должны выполняться под руководством лица, ответственного за безопасное производство работ кранами, назначаемого приказом по организации из числа мастеров, прорабов, начальников участков, бригадиров, в распоряжении которых находятся эти краны.

На складах материалов в качестве лиц, ответственных за безопасное производство работ грузоподъемными машинами, по согласованию с органом Госгортехнадзора могут назначаться заведующие складами.

Не допускается выполнение погрузочно-разгрузочных работ с опасными грузами при обнаружении несоответствия тары требованиям нормативно-технической документации, неисправной тары, а также в случае отсутствия маркировки и предупредительных надписей на ней.

Находящиеся в эксплуатации грузоподъемные машины должны иметь таблички с указанием регистрационного номера, грузоподъемности, даты следующего технического освидетельствования (частичного или полного).

Грузоподъемные машины, съемные грузозахватные приспособления и тара, не прошедшие технического освидетельствования, к работе допускать запрещается.

Неисправные съемные грузозахватные приспособления, а также приспособления, не имеющие бирок (клейм), не должны находиться в местах производства работ.

Не допускается нахождение в местах производства работ немаркированной и поврежденной тары.

Перед началом работ по перемещению грузов каждый груз должен быть тщательно осмотрен, проверены устройства для застропки (зацепки) груза в соответствии со схемой строповки.

22.2 Экологичность

Данная работа рассматривает реконструкцию подстанции Уркан 35/6 кВ при этом на ней предполагается установка новых силовых трансформаторов, согласно [15] для них должны предусматриваться специальные устройства для сбора масла в случае чрезвычайной ситуации - маслоприемники. Т.к. разлив масла является значительной экологической проблемой, следовательно, в данном разделе проведем расчет геометрических параметров данных маслоприемников, которые будут соответствовать предъявляемым требованиям.

На подстанции Уркан устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН 4000/35/6 с размерами (м) $4,02 \times 3,35 \times 3,8$ и массой масла 3,98 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1 м [15].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающие полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [15].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [15].

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

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [4]:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho} \quad (120)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{трм} = \frac{3,98}{0,88} = 4,52 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [4]:

$$S_{мп} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (121)$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{мп} = (4,02 + 2 \cdot 1) \cdot (3,35 + 2 \cdot 1) = 32,21 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [4]:

$$S_{\delta n} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (122)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\delta n} = (4,02 + 3,35) \cdot 2 \cdot 3,8 = 56,01 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны [15]:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [4]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\delta n}) \cdot 10^{-3} \quad (123)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (32,21 + 56,01) \cdot 10^{-3} = 31,8 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [4]:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (124)$$

$$V_{mmH_2O} = 4,52 + 0,8 \cdot 31,8 = 29,93 \text{ (м}^3\text{)}$$

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

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} \quad (125)$$

$$H_{mn} = \frac{29,93}{32,21} = 0,93 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [15]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [15]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [15]:

$$H_{nmn} = H_{mn} + H_{en} + H_z$$

(126)

$$H_{nmn} = 0,93 + 0,05 + 0,25 = 1,23 \text{ (м)}$$

22.3 Чрезвычайные ситуации

К основным чрезвычайным ситуациям, которые могут происходить в рассматриваемой системе электроснабжения и на источнике питания подстанции Уркан 35/6 кВ можно отнести следующие:

- Пожар в следствии грозовой деятельности либо при коротком замыкании
- Отключение оборудования ложное или по ошибке персонала

Рассмотрим подробно меры, которые в рассматриваемой части энергосистемы препятствуют возникновению данных ситуаций.

Ликвидация возгораний

При появлении признаков возгорания в электроустановке персонал оперативно выездной бригады (ОВБ) обслуживающей данный РЭС оценивает ситуацию, составляет общее представление о происходящем.

Далее без промедления персонал ОВБ сообщает о случившемся вышестоящему персоналу - дежурному диспетчеру, начальнику смены, мастеру участка и т.д. Чтобы не терять времени все действия, задания вышестоящего персонала, результаты осмотров фиксируются на черновик.

Оценив масштаб возгораний, персонал ОВБ определяет дальнейший порядок действий. Если возгорание не удастся ликвидировать своими силами, находящемуся в электроустановке персоналу ОВБ, то необходимо вызвать пожарную охрану по имеющейся связи - мобильному или стационарному телефону, внутренней телефонной связи.

При приезде пожарной бригады персонал ОВБ встречает ее, допускает по специальном наряду-допуску на тушение пожара, предварительно приняв требуемые меры электробезопасности. Также персонал ОВБ, осуществляет заземление техники, выдает необходимые средства защиты, показывает возможные подъездные пути, места заземления техники, место расположения пожарного гидранта и других элементов водоснабжения.

При тушении пожара в электроустановках, прежде всего, необходимо помнить об опасности поражения электрическим током в процессе ликвидации возгорания.

Поэтому первое, что делает персонал ОВБ при возникновении пожара - обесточивает загоревшееся оборудование. Если речь идет о коммутационном аппарате, например, о выключателе, наличие на нем возгорания свидетельствует о том, что он находится в поврежденном состоянии и им нельзя управлять.

В данном случае персонал ОВБ обесточивает очаг возгорания путем отключения питания со всех источников, от которых запитан данный участок электрической сети, и разбирает схему разъединителями, после чего восстанавливает питание другого оборудования.

При тушении пожара также следует помнить о том, что существует опасность поражения электрическим током от соседнего оборудования, которое находится в работе. Поэтому перед непосредственной ликвидацией возгорания персонал ОВБ убеждается в том, что близлежащее оборудование не несет в себе угрозу удара электрическим током, при необходимости выполняет требуемые переключения.

При отключении оборудования могут быть обесточены очень важные по категории электроснабжения потребители, поэтому необходимо поставить в известность персонал потребителя о возгорании оборудования и примерных сроках восстановления электроснабжения, в зависимости от ситуации. При наличии резервных источников питания персонал ОВБ оперативно переключает питание обесточенных потребителей.

Особое внимание следует уделить вопросу электробезопасности пожарной бригады, прибывшей на объект для ликвидации возгорания. Персонал ОВБ проводит инструктаж относительно принятых мер безопасности, о необходимости применения тех или иных электрозащитных средств и выдает их каждому из членов бригады.

Пожарная техника должна быть в обязательном порядке заземлена, то есть присоединена к близлежащему заземлителю при помощи переносного заземления сечения, которое соответствует тому или иному классу напряжения.

В зависимости от ситуации и наличия необходимых средств пожаротушения, персоналом ОВБ может быть принято решение о ликвидации возгорания своими силами, без привлечения пожарного подразделения.

В данном случае идет речь об использовании первичных средств пожаротушения - огнетушителей, песка из ящиков, расположенных по территории распределительных устройств подстанции Уркан.

В распределительных устройствах подстанции Уркан используются огнетушители углекислотного типа. Данные огнетушители могут быть использованы для тушения оборудования под напряжением только до 10000 В - обычно данная информация указывается на огнетушителе [17].

Также к первичным средствам пожаротушения, которые расположены возле силовых трансформаторов ПС Уркан, относятся вспомогательные средства, расположенные на пожарных щитах – специальные конусные ведра, штыковые лопаты, лом, кошма (противопожарное полотно), пожарный багор, ящик с песком, пожарный гидрант [17].

Ликвидация последствий отключения оборудования

При аварийном отключении линии, трансформаторов и другого оборудования диспетчер рассматриваемого участка РЭС:

- а) регулирует допустимый режим работы контролируемых связей (допустимые перетоки мощности для создавшейся схемы, уровни напряжения),
- б) принимает срочные меры по включению потребителей, отключенных действием устройств специальной автоматики, а при невозможности включить

их после отключения других потребителей по графикам аварийных отключений (или ограничений)

в) определяет на основе показаний устройств телесигнализации и телеизмерения, анализа работы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, опроса подчиненного персонала и сообщения с мест причины отключений и после устранения причин включить оборудование в работу.

После аварийного отключения линии на основе показаний фиксирующих измерительных приборов, анализа работы устройств релейной защиты, осмотра оборудования на подстанциях и при отсутствии видимого повреждения персоналом ОВБ производится опробование ее напряжением; при повторном отключении после анализа срабатывания устройств релейной защиты линия выводится в ремонт, организуется осмотр линии и проявление осциллограмм.

При необходимости быстрее включения линии по условиям надежности схемы электроснабжения или избежание (уменьшения объема) ограничений потребителей допускается неоднократное опробование ее напряжением, когда отключение линии часто вызывается неустойчивым коротким замыканием.

При необходимости срочного отключения оборудования, связанного с угрозой повреждения оборудования или жизни людей, и невозможности быстрой подготовки режима допускается его отключение без подготовки режима.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе был разработан оптимальный вариант реконструкции ПС 35/6 кВ «Уркан» в одноименном селе «Уркан» Тындинского района Амурской области, при этом выполнена замена устаревшего оборудования на современное. Так же при решении комплексной задачи проведена модернизация системы электроснабжения напряжением 6 кВ поселка «Уркан» для повышения надежности электроснабжения потребители. В ходе выполнения работы было решено значительное количество технических и экономических задач, так же приведены основные требования в области техники безопасности, охраны труда при строительно-монтажных работах и эксплуатации электротехнического оборудования

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

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

2 Андреев, Василий Андреевич. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Текст]: учеб.: рек. Мин. обр. РФ / В. А. Андреев. – 6-е изд., стер. – М.: Высш. шк., 2008. - 640 с.

3 Армеев Д.В., Переходные процессы в электрических системах / Армеев Д.В., Гусев Е.П. - Новосибирск : Изд- во НГТУ, 2014. - 332 с. - ISBN 978-5-7782-2498-8 - Текст : электронный // ЭБС "Консультант студента" : [сайт]. - URL : [http://www.studentlibrary.ru/book/ ISBN9785778224988.html](http://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785778224988.html)

4 Афонин В.В. Электрические станции и подстанции. Часть 1. Электрические станции и подстанции [Электронный ресурс] : учебное пособие / В.В. Афонин, К.А. Набатов. – Электрон. текстовые данные. – Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. –90 с. –978-5-8265-1387-3. –Режим доступа: [ttp://www.iprbookshop.ru/64621.html](http://www.iprbookshop.ru/64621.html)

5 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.

6 Баринов, В. А. Энергетика России. Взгляд в будущее [Электронный ресурс] / В. А. Баринов, Ю. Л. Барон, В. М. Батенин. –Электрон. текстовые данные. –М. : Энергия, Институт энергетической стратегии, 2010. –610 с. –978-5-98908-035-9. –Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/4293.html>

7 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2008. – 430 с.

8 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.

9 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : сб. учеб.-метод. материалов для всех направлений подготовки бакалавров и

специалистов /АмГУ, ИФФ; сост. А.Б. Булгаков, В.Н. Аверьянов, М. В. Гриценко. - Благовещенск : Изд- во Амур. гос. ун- та, 2017. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9036.pdf

10 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. -90 с.

11 Ветров В.И. Режимы электрооборудования электрических станций [Электронный ресурс]: учебное пособие / Ветров В.И., Быкова Л.Б., Ключенович В.И. –Электрон.текстовые данные. – Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2010. – 243 с. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45158>. – ЭБС «IPRbooks», по паролю.

12 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.

13 Изоляция электроустановок [Электронный ресурс]: метод. указ. к лаб. работам по дисц.по направлению подгот. 140400.62 / АмГУ, Эн. ф. ; сост. Н. В. Савина, В. В. Соловьев. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 111 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7152.pdf

14 Интеллектуальные системы электроснабжения [Электронный ресурс] : метод. указания к лаб.-практ. занятиям / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур.гос. ун- та, 2013. - 82 с. [https:// irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7473.pdf](https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7473.pdf)

15 Калентионок Е.В. Оперативное управление в энергосистемах [Электронный ресурс] : учебное пособие / Е.В. Калентионок, В.Г. Прокопенко, В.Т. Федин. –Электрон.текстовые данные. –Минск: Вышэйшая школа, 2007. –351 с. –978-985-06-1260-1. –Режим доступа:<http://www.iprbookshop.ru/20103.html>

16 Контроль и учет электроэнергии в современных системах электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / В. И. Васильченко, А. А. Виноградов, О. Г. Гриб [и др.]. –Электрон. текстовые данные. –Белгород : Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, ЭБС АСВ, 2011. – 243 с. –978-5-361- 00145-3. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/28351.html>

17 Коробов, Г. В. Электроснабжение. Курсовое проектирование : учебное пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавец, Н. А. Черемисинова. – 3-е изд., испр. – Санкт-Петербург : Лань, 2021. –192 с. –ISBN 978-5-8114-1164-1. –Текст : электронный //Лань : электронно- библиотечная система. –URL: <https://e.lanbook.com/book/168632> (дата обращения: 09.04.2021). –Режим доступа: для авториз. пользователей.

18 Кудряков А.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : учебник / А.Г. Кудряков, В.Г. Сазыкин. –Электрон. текстовые данные. – Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. –263 с. – 978-5-4486-0027-2. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/70289.html>

19 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

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

21 Методические рекомендации по освоению дисциплин : для всех направлений подготовки высшего образования/ сост. Т. А. Галаган, С. Г. Самохвалова, Н. А. Чалкина. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2018. - 34 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/10906.pdf

22 Мясоедов, Юрий Викторович. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : учеб. пособие. . Ч. 1 / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун- та, 2014. - 104 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7128.pdf

23 Мясоедов, Ю. В. Электроснабжение городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие /Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014 - ., Ч. 1. - 2014. - 106 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7123.pdf

24 Мясоедов, Юрий Викторович. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч. Электроснабжение жилых домов с улучшенной планировкой и коттеджей / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 162 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7366.pdf

25 Мясоедов, Ю. В. Оперативные переключения при диспетчерском и технологическом управлении [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2003. - 276 с.

26 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.

27 Немировский А. Е., Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие / Немировский А. Е. - М. : Инфра-Инженерия, 2018. - 148 с. - ISBN 978-5-9729-0207-1 - Текст : электронный // ЭБС "Консультант студента" : [сайт]. - URL : <http://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785972902071.html> (дата обращения: 15.10.2019).

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

29 Основы теоретической электротехники : учебное пособие / Ю. А. Бычков, В. М. Золотницкий, Е. Б. Соловьева [и др.]. – 2-е изд., стер. – Санкт-Петербург : Лань, 2021. – 592 с. – ISBN 978-5-8114-0781-1. – Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. – URL: <https://e.lanbook.com/book/167733> (дата обращения: 18.05.2021). – Режим доступа: для авториз. пользователей.

30 Острейковский, В. А. Теория надежности [Текст] : учеб. : рек. УМО / В. А. Острейковский. – 2-е изд., испр. . – М. : Высш. шк., 2008. – 464 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Расчет нагрузок ТП

Номер ТП	$P_{p\Sigma}$ (кВт)	$Q_{p\Sigma}$ (квар)	$S_{p\Sigma}$ (кВА)
1	178,60	35,72	182,14
2	165,4	41,33	170,49
3	214,5	42,9	218,75
4	337,38	95,37	350,60
5	337,37	274,75	435,35
6	176,64	39,27	180,95
7	150,4	30,08	153,38

ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Расчет компенсирующих устройств ТП

ТП	$P_{p\Sigma}$ (кВт)	$Q_{p\Sigma}$ (квар)	Q_K (квар)	Q_{K1} (квар)	$Q_{НОМ}$ (квар)	$Q_{НЕСК}$ (квар)
1	178,60	35,72	-26,79	-	-	-
2	165,4	41,33	-16,56	-	-	-
3	214,5	42,9	-32,18	-	-	-
4	337,38	95,37	-22,71	-	-	-
5	337,37	274,75	156,67	78,35	60 + 20	114,75
6	176,64	39,27	-22,56	-	-	-
7	150,4	30,08	-22,56	-	-	-

ПРИЛОЖЕНИЕ В – Расчет коэффициентов загрузки ТП

Номер ТП	N (шт.)	$S_{номтр}$ (кВА)	$K_{зф}$	$K_{зфна}$
1	1	250	0,73	-
2	1	250	0,68	-
3	1	250	0,88	-
4	1	400	0,88	-
5	2	250	0,7	1,4
6	1	250	0,72	-
7	1	160	0,96	-