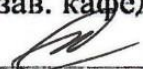


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

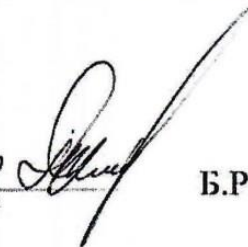

Н.В. Савина
«25» 06 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения посёлка Ыллымах Республики Саха (Якутия) с центром питания подстанция Ыллымах 35/10 кВ

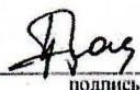
Исполнитель
студент группы 642-узб

23.06.2020
подпись, дата



Б.Р. Туйчиев

Руководитель
доцент

 22.06.2020
подпись, дата


П.П. Проценко

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

 22.06.2020
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 22.06.2020
подпись, дата

Л.А. Мясоседова


Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

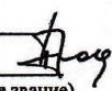

Н.В. Савина
« 24 » 03 20 20 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Туйчиева Баходиржона Рахматовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения посёлка Ыллымах Республики Саха (Якутия) с центром питания подстанция Ыллымах 35/10 кВ

(утверждено приказом от 23.03.2020г. № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Генеральный план реконструируемого района, Однолинейная схема электроснабжения 10 кВ, технические данные электрического оборудования ПС «Ыллымах», однолинейная схема ПС «Ыллымах», поопорная схема электроснабжения 10 кВ
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Природно-климатическая характеристика района проектирования. 2. Характеристика потребителей. 3. Характеристика существующей схемы 10 кВ. 4. Определение расчетных электрических нагрузок. 5. Выбор мощности трансформаторов. 6. Выбор компенсирующих устройств. 7. Выбор трансформаторов на ПС. 8. Расчет токов КЗ. 9. Выбор оборудования на ПС. 10. Выбор сечений ВЛ. 11. Молниезащита и заземление ПС. 12. Оценка надежности. 13. РЗ ПС. 14. Экономическая эффективность. 15. Безопасность и экологичность.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Схема сети 6 кВ. 2. Однолинейная схема ПС. 3. Релейная защита фидера. 4. План расположения оборудования на ПС. 5. Молниезащита ПС. 6. РЗА СВ
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук
7. Дата выдачи задания 24.03.2020г.
- Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко П.П., доцент 
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)
- Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020г.
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 101 с., 13 рисунков, 24 таблицы, 104 формулы, 21 источник, 3 приложения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТРАНСФОРМАТОР СИЛОВОЙ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ, ТРАНСФОРМАТОР ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В представленной работе решается одним из самых сложных вопросов по модернизации систем электроснабжения поселка «Ыллымах» Республики Саха - Якутия в котором остро стоит проблема надежности электроснабжения в частности питание осуществляется по одноцепной воздушной линии электропередач, что определяет периодическое отключение электрической энергии

В работе представлен один из вариантов решения данной проблемы в частности повышение надежности электроснабжения связанные с реконструкцией как самой подстанции так и систем электроснабжения в целом. При выполнении данной работы были решены различные задачи в области расчета электрических нагрузок а также выбора оборудования как в системе электроснабжения так и на подстанции, дополнительно выполнен расчет токов короткого замыкания и проведены расчеты в области молниезащиты, заземления, релейной защиты и автоматики

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматическое включение резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – выключатель нагрузки;

КЗ – короткое замыкание;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

ПС – подстанция;

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климатическая характеристика района расположения объектов реконструкции	9
2 Характеристика потребителей электроэнергии 0,4 кВ	10
3 Характеристика существующей схемы электроснабжения 10 кВ	12
4 Определение расчетных нагрузок на шинах 0,4 кВ КТП	18
5 Выбор мощности трансформаторов КТП	22
6 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ КТП	24
7 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ПС «Ыллымах»	26
8 Выбор компенсирующих устройств ПС «Ыллымах»	27
9 Выбор типа и мощности трансформаторов 35/10 кВ	29
10 Выбор схемы РУВН, РУНН	31
11 Расчет токов короткого замыкания	33
12 Выбор оборудования РУ ПС «Ыллымах»	40
12.1 Выбор выключателей 35,10 кВ	40
12.2 Выбор разъединителей 35 кВ	42
12.3 Выбор трансформаторов тока 35, 10 кВ	42
12.4 Выбор трансформаторов напряжения 35, 10 кВ	44
12.5 Выбор гибких шин 35 кВ	46
12.6 Выбор жестких шин 10 кВ	46
12.7 Выбор трансформаторов собственных нужд	48
13 Выбор сечений ВЛ 10 кВ	50
14 Проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере напряжения	52
14.1 Проверка ВЛ 10 кВ на воздействие токов короткого замыкания	54
14.2 Проверка ВЛ 10 кВ по допустимой потере напряжения	55
15 Защита от прямых ударов молнии ПС «Ыллымах»	57

16	Расчет сети заземления	59
17	Оценка надежности питания ПС «Ыллымах»	62
18	Защита силовых трансформаторов ТМН 630/35	67
18.1	Защита от перегрузки	67
18.2	Максимальная токовая защита	67
19	Автоматический ввод резерва	69
20	АРКТ	73
21	УРОВ	75
22	БМРЗ	75
23	Расчет экономических показателей	92
24	Безопасность и экологичность	94
24.1	Безопасность работы	94
24.2	Экологичность работы	95
24.3	Чрезвычайные ситуации	97
	Заключение	99
	Библиографический список	100
	Приложение А Расчет электрических нагрузок	102
	Приложение Б Расчет коэффициентов загрузки КТП	103
	Приложение В Определение расчетных мощностей на стороне 10 кВ	104

ВВЕДЕНИЕ

В данной работе решается вопрос надежности систем электроснабжения в посёлке «Ыллымах» Республики Саха – Якутия который в частности получает питание от центра питания подстанцию с одноименным названием, которая в свою очередь получает питание от одно-цепной воздушной линии 35 кВ имеющих большую протяженность, что определяет низкую надежность электроснабжения.

Также следует отметить что система электроснабжения имеет значительное количество дизельных генераторов для обеспечения электроэнергией потребителей, при отключении от централизованного электроснабжения, этот факт определяет значительное количество финансовых затрат на обслуживание данного оборудования и покупку топлива для него. Поэтому в данной работе предполагается выполнить замену устаревшего оборудования в системе электроснабжения и провести реконструкцию источника питания с установкой нового распределительного устройства высокого напряжения, низкого напряжения, а также установкой дополнительного трансформатора.

Целью работы является разработка оптимального варианта системы электроснабжения и оптимального варианта реконструкции источника питания.

В работе решались следующие задачи это разработка оптимального варианта развития систем электроснабжения и источника питания, а также расчет электрических нагрузок и проверка загрузки существующих комплектных трансформаторных подстанций, определение необходимой мощности трансформаторов и расчёт сечения проводников в сети 10 кВ.

Дополнительно проведён расчёт требуемой мощности силового трансформатора на подстанции и решен вопрос компенсации реактивной мощности, дополнительно выбраны схемы распределительных устройств высокого и низкого напряжения, также выбрано всё необходимое оборудование для

реализации проекта с учетом его проверки по протеканию токов короткого замыкания.

В качестве ожидаемых результатов являются: определение уровня и токов короткого замыкания и получение данных о необходимых капиталовложениях в реализацию данного проекта.

Использованные программные продукты:

- текстовый MS Word
- графический MS Visio
- вычислительный MS Excel

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

Для удобства основные климатические характеристики района представлены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Величина
Район по ветру	I
Максимальный скоростной напор, (Н/м ²)	500
Максимальная скорость ветра, (м/с)	29
Район по гололеду	II
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см), (мм)	15
Температура воздуха высшая, (град С)	+34
Температура воздуха низшая, (град С)	-51
Температура воздуха среднегодовая, (град С)	-8,5
Число грозных часов	26
Степень загрязнения атмосферы	I

Указанные в таблице 1 данные используем в дальнейших расчетах и при выборе оборудования, как на самой ПС «Ыллымах» так и при выборе основного электротехнического оборудования системы электроснабжения.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 0,4 кВ

В данном разделе проводим характеристику потребителей электрической энергии которые имеют место в рассматриваемом районе электрической сети, также следует отметить что все потребители различаются по нескольким параметрам в частности по режиму работы: могут быть потребители с большой нагрузкой со средней или малой нагрузкой, а также они могут различаться по напряжению на которое они подключаются в частности это напряжение промышленной частоты, либо повышенной, пониженной частоты, либо постоянного тока, по режиму работы потребители разделяются на такие которые имеют повторно-кратковременный нагрузку, резко переменную нагрузку, либо длительную нагрузку.

Следует отметить и разделение потребителей по категории надежности электроснабжения это основная характеристика которая определяет капиталовложения в проектировании систем электроснабжения так как различные категории предъявляют разные требования к системе электроснабжения рассмотрим эти категории подробно.

К первой категории предъявляются очень высокие требования по надежности электроснабжения в частности должно иметься два источника независимого питания в качестве которых могут выступать двух-трансформаторная подстанция получающая питание по двух-цепной воздушной линии электропередач, в случае отсутствия напряжения и обесточивания потребителей 1 категории происходит значительный ущерб экономике государства, повреждение важного оборудования, массовый брак продукции и так далее, поэтому перерыв электроснабжения данных потребителей должен быть равным времени работы автоматических устройств по переводу питания с одного источника на другой.

В первой группе имеется особая группа которая предъявляет требования по надежности электроснабжения в частности должно иметься

три независимых источника питания один из которых может быть дизельным генератором и включаться в работу при отсутствии питания с первых двух источников.

Рассмотрим вторую группу по категории надежности это потребители которые требуют двух независимых источников питания но при этом в качестве источника может выступать двух-трансформаторная подстанция получающая питание от одной цепной воздушной линии электропередач тем не менее на стороне низкого напряжения должен иметься резервный источник питания который также может быть дизельным генератором.

Перерыв электроснабжения второй категории допускаются на время перевода питания оперативным персоналом районных электрических сетей.

К третьей категории по надежности электроснабжения относятся все остальные потребители которые не входят в первую вторую группу, при этом отмечаем то что перерыв в электроснабжении данной категории может длиться протяжённостью ремонта электросетевого оборудования.

Проводим анализ потребителей которые имеют место в рассматриваемом районе: в частности это объекты жилого назначения жилые дома также гаражи магазины некоторые административные здания и частные предприятия которые относятся к потребителям с мало-изменяющейся нагрузкой подключаются на напряжение промышленной частоты 0,4 кВ по степени надёжности относятся ко второй и третьей категории при этом первая группа в электро приемниках данного района отсутствует

3 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 КВ

На рисунке 1 указана подробная однолинейная схема распределительной сети напряжением 10 кВ поселка «Ыллымах», на рисунке 2 поопорная схема распределительной сети 10 кВ, на рисунке 3 подробная однолинейная схема источника питания ПС35/10 кВ «Ыллымах»

В рассматриваемом РЭС имеется четыре комплектные трансформаторные подстанции №1,2,3,4, рассмотрим подробно каждую:

№1 – одно трансформаторная подстанция с трансформатором типа ТМ -100/10/0,4 номинальной мощностью 100 кВА, на стороне высокого напряжения в качестве коммутационного аппарата имеется выключатель нагрузки и высоковольтные вставки в качестве защитного аппарата предотвращающего повреждение оборудования при ненормальных режимах работы, снаружи КТП имеется линейный разъединитель для быстрого отключения КТП от фидера. От данной КТП получает питание частное предприятие «Линолеум», в качестве потребителей выступают складское помещение и административное здание, освещение территории

№2 – одно трансформаторная подстанция с трансформатором типа ТМ -400/10/0,4 номинальной мощностью 400 кВА, на стороне высокого напряжения так же имеется выключатель нагрузки и высоковольтные вставки в качестве защитного аппарата, снаружи КТП - линейный разъединитель. От данной КТП получают питание такие потребители как: одноэтажные жилые частные дома (95%), магазины, пекарня. Следует отметить тот факт что из за периодического отключение электроэнергии на стороне низкого напряжения данной КТП установлен дизельная электростанция номинальной мощностью 200 кВт обеспечивающая питанием потребителей поселка при необходимости.

№3 - двух трансформаторная подстанция с трансформаторами типа ТМ -400/10/0,4 номинальной мощностью 400 кВА, на стороне высокого напря-

жения каждого трансформатора имеется выключатель нагрузки и высоковольтные вставки в качестве защитных аппаратов, снаружи КТП - подключается к ВЛ через ЛР. Отдельно для данной КТП имеется вводной выключатель нагрузки со своими высоковольтными вставками. Следует так же отметить наличие на стороне низкого напряжения данной КТП дизельной электростанции номинальной мощностью 200 кВт, которая так же обеспечивает питанием потребителей поселка при необходимости. От данной КТП получают питание такие потребители как: одноэтажные жилые частные дома, магазины, гаражи, администрация, административное здание телецентра.

№4 - одно трансформаторная подстанция с трансформатором типа ТМ -400/10/0,4 номинальной мощностью 400 кВА, на стороне высокого напряжения так же имеется выключатель нагрузки и высоковольтные вставки в качестве защитного аппарата, снаружи КТП - линейный разъединитель. От данной КТП получает питание школа.

Питание всех КТП осуществляется от одной одноцепной воздушной линии электропередачи выполненной проводом марки АС 50/8 подключенной к РУНН ПС «Ыллымах», данная схема обеспечивает низкую надежность электроснабжения, из за этого периодически приходится включать в работу дизельные электростанции, себестоимость электрической энергии от которых в несколько раз выше чем получаемая из системы внешнего электроснабжения, таким образом остро стоит вопрос увеличения надежности электроснабжения всех указанных выше комплектных трансформаторных подстанций и соответственно потребителей. Протяженность ВЛ в общем составляет 2,35 км.

Схемная надежность данного РЭС имеет низкий уровень, при этом резервирование на фидере отсутствует.

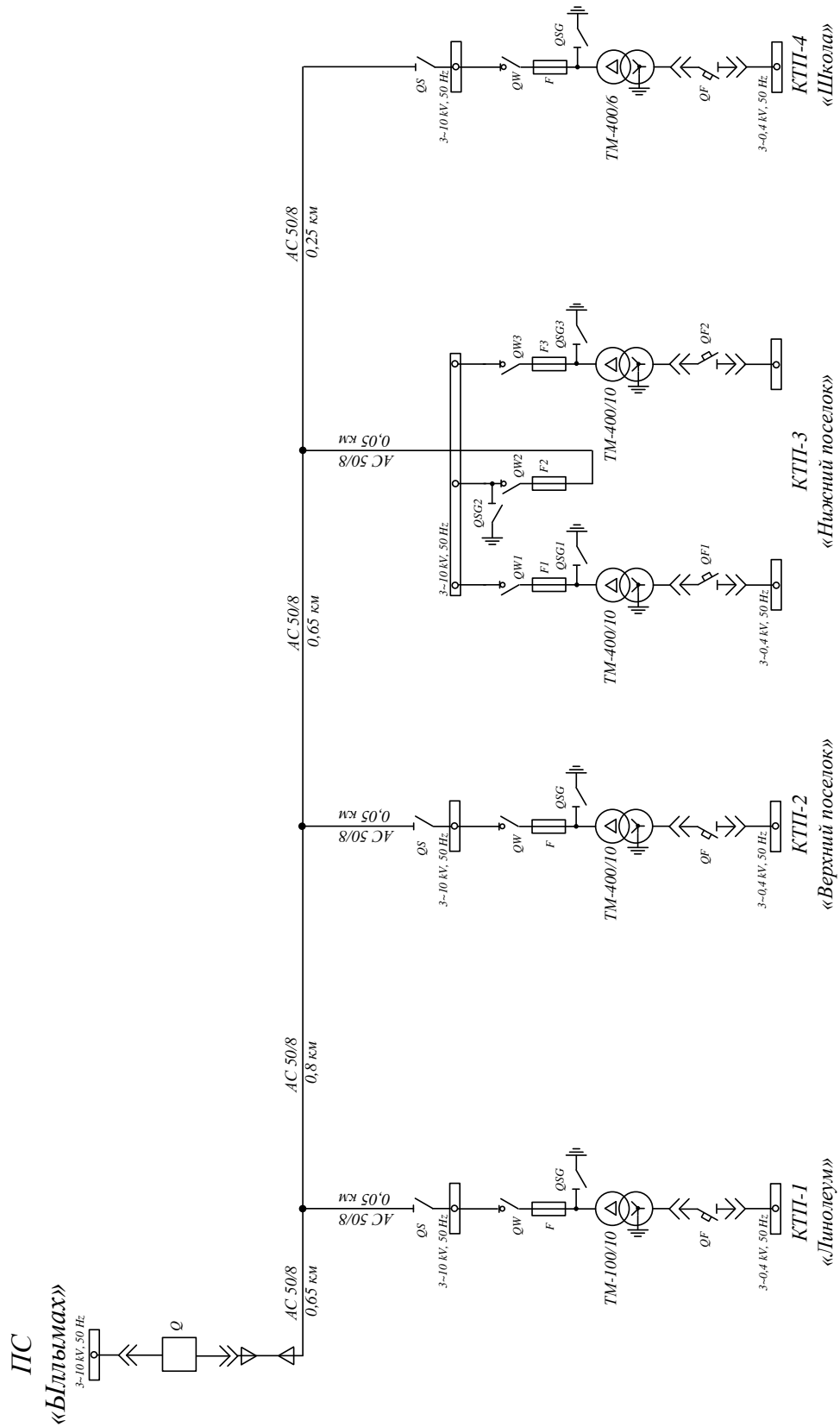


Рисунок 1 - Однолинейная схема распределительной сети 10 кВ поселка
«Блымах»

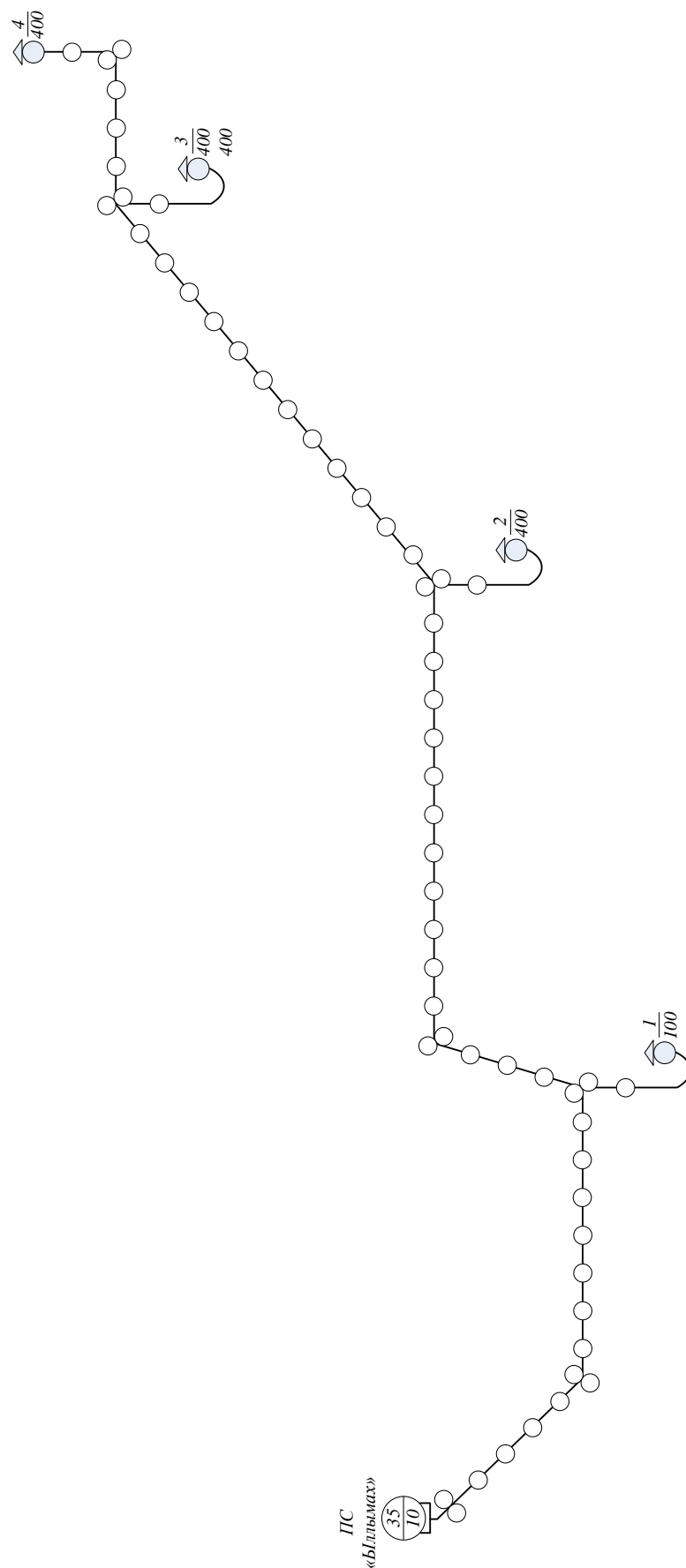


Рисунок 2 – Поопорная схема расположения КТП

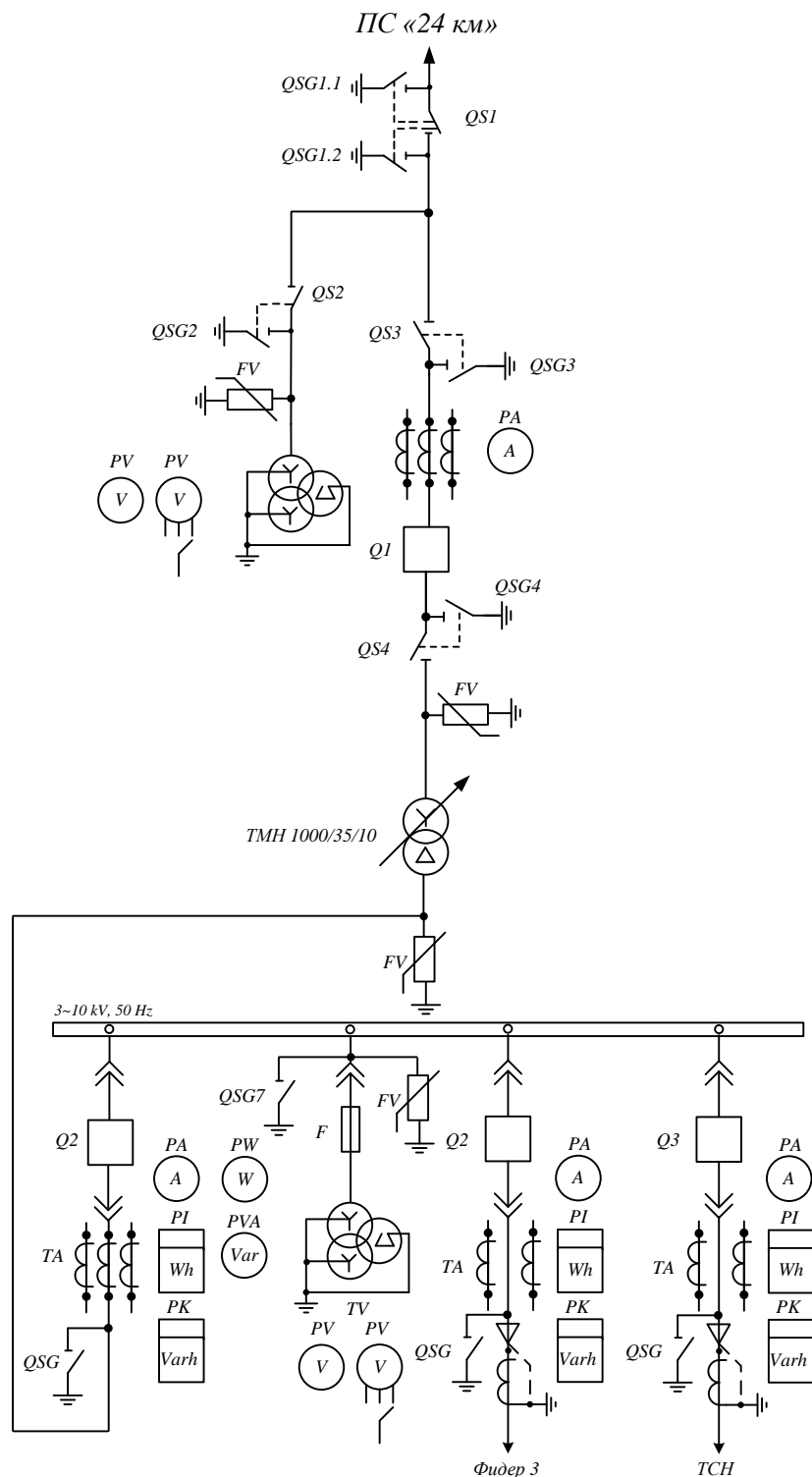


Рисунок 3 - Подробная однолинейная схема ПС 35/10 кВ «Ыллымах»

Источником питания рассматриваемого участка сети является одно трансформаторная понизительная подстанция «Ыллымах», рассмотрим по-

дробно распределительные устройства высокого и низкого напряжения установленные на ней:

РУВН: выполнено по схеме «блок линия трансформатор с выключателем», данное РУ имеет минимальный набор оборудования что определяет простоту обслуживания но при этом минимальную надежность в эксплуатации, питание данное РУ получает по воздушной линии электропередачи от ПС «24 км», протяжённость ВЛ составляет 30,3 км, выполнена проводом марки АС 120/16

РУНН: выполнено по схеме «одна секция шин», это самое простое РУ, в качестве присоединений: вводной выключатель, ТСН, отходящий фидер, трансформатор напряжения, так же как и в случае РУВН данное РУ имеет простоту обслуживания, но не отличается всякой надежностью т.к. при коротком замыкании на секции происходит отключение всех потребителей.

На ПС «Ыллымах» установлен один силовой двух обмоточный трансформатор типа ТМН 1000/35/10 кВ, номинальной мощностью 1000 кВА, номинальное напряжение стороны ВН 35 кВ, стороны НН 10 кВ, имеется устройство регулирования напряжения под нагрузкой, охлаждение естественная циркуляция воздуха через охладители и масла внутри бака.

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 0,4 кВ КТП

В данном разделе рассматривается определение расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения КТП 10/0,4 кВ в рассматриваемом районе электрических сетей с центром питания ПС «Ыллымах». Исходные данные для расчета представлены в таблице 2

Таблица 2 – Данные о потребителях электроэнергии 0,4 кВ

Номер КТП	Потребитель	Количество
КТП-1 «Ленолеум»	Освещение территории	2500 м ²
	Административное здание	400 м ²
	Склад	2000 м ²
КТП-2 «Верхний поселок»	Магазин	100 м ²
	Пекарня	200 м ²
	Коттедж	40 ед.
КТП-3 «Нижний поселок»	Коттедж	28 ед.
	Гараж	6 ед.
	Администрация	600 м ²
	Телецентр	400 м ²
	Магазин	2×150 м ²
КТП-4 «Школа»	Школа	400 уч.
	Освещение территории	2000 м ²

Но основании данных указанных в таблице 2 производится расчет одно трансформаторной КТП-3 «Нижний поселок»

При подсчете нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции воспользуемся приближенной формулой, которая имеет следующий вид [2]:

$$P_{P0,4} = P_{max} + \sum P_{зdi} \cdot k_{yi} \quad (1)$$

где P_{max} – наибольшая нагрузка;

$P_{зdi}$ – расчетная нагрузка зданий;

k_y – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок.

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для жилых зданий по следующей формуле [2]:

$$P_{РЖД} = P_{эсд.уд} \cdot n_{кот} \quad (2)$$

где $P_{эсд.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один коттедж (кВт/ед.);

$n_{кот}$ – количество.

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки по коэффициенту мощности [2]:

$$Q_{РЖД} = P_{РЖД} \cdot tg \varphi \quad (3)$$

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для общественных зданий по следующей формуле:

$$P_{Робщ} = P_{общ.уд} \cdot M \quad (4)$$

где $P_{общ.уд}$ – удельная расчетная активная мощность

M – площадь помещения, (количество мест),(м²).

$$Q_{Робщ} = P_{Робщ} \cdot tg \varphi \quad (5)$$

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах КТП:

$$P_{P0,4} = P_{РЖД} + P_{Робщ} \cdot k_y \quad (6)$$

$$Q_{P0,4} = Q_{РЖД} + Q_{Робщ} \cdot k_y \quad (7)$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки:

$$S_{P0,4} = \sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2} \quad (8)$$

Определяем расчетную активную мощность нагрузки для жилых зданий по следующей формуле:

$$P_{РЖД} = 8,6 \cdot 28 = 240,8 \text{ (кВт)}$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки для жилых зданий по следующей формуле:

$$Q_{PЖД} = 8,6 \cdot 28 \cdot 0,2 = 48,16 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную активную мощность нагрузки для гаражей:

$$P_{Pг} = P_{г,уд} \cdot n_g = 0,5 \cdot 6 = 3 \text{ (кВт)}$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки для гаражей:

$$Q_{Pг} = P_{Pг} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 3 \cdot 0,7 = 2,1 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную активную мощность нагрузки для магазинов:

$$P_{Pм} = P_{м,уд} \cdot M = 0,25 \cdot 2 \cdot 150 = 75,0 \text{ (кВт)}$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки для магазинов:

$$Q_{Pм} = P_{Pм} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 75,0 \cdot 0,5 = 37,5 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную активную мощность нагрузки для административных зданий телецентра и администрации:

$$P_{Pa} = P_{а,уд} \cdot M = 0,054 \cdot (600 + 400) = 54,0 \text{ (кВт)}$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки для кафе:

$$Q_{Pa} = P_{Pa} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 54,0 \cdot 0,2 = 10,8 \text{ (квар)}$$

Определяем суммарные активную и реактивную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП-3:

$$P_{P0,4} = P_{PЖД} + P_{Pг} \cdot k_{y1} + P_{Pм} \cdot k_{y2} + P_{Pa} \cdot k_{y3} \quad (9)$$

$$Q_{P0,4} = Q_{PЖД} + Q_{Pг} \cdot k_{y1} + Q_{Pм} \cdot k_{y2} + Q_{Pa} \cdot k_{y3} \quad (10)$$

$$P_{P0,4} = 240,8 + 3 \cdot 0,5 + 75,0 \cdot 0,6 + 54,0 \cdot 0,7 = 325,1 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P0,4} = 48,16 + 2,1 \cdot 0,5 + 37,5 \cdot 0,6 + 10,8 \cdot 0,7 = 79,27 \text{ (квар)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки:

$$S_{P0,4} = \sqrt{325,1^2 + 79,27^2} = 334,62$$

Аналогично проводится расчет для остальных КТП, результаты приведены в таблице 3, а так же в приложении А.

Таблица 3 – Данные о расчетных нагрузках КТП

Номер КТП	$P_{P0,4}$ (кВт)	$Q_{P0,4}$ (квар)	$S_{P0,4}$ (кВА)
КТП-1	65,23	13,25	66,56
КТП-2	345,26	81,23	354,69
КТП-3	325,1	79,27	334,62
КТП-4	215,2	58,69	223,06

Полученные данные используем при расчете фактического значения коэффициента загрузки трансформатора

5 ВЫБОР МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

Коэффициент загрузки определяется по следующей формуле [3]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{S_{номтр} \cdot N} \quad (11)$$

где $S_{номтр}$ - номинальная мощность принятого трансформатора ТП.
 N – количество трансформаторов.

Проводим расчет на примере рассмотренной ранее КТП-3:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{325,1^2 + 79,27^2}}{2 \cdot 400} = 0,42$$

Результаты расчета показывают что номинальной мощности трансформатора который в сейчас установлен на данной КТП достаточно. Результаты расчета для остальных КТП приведены в таблице 4 (расчет приведен в приложении Б).

Таблица 4 – Расчет коэффициентов загрузки КТП

Номер КТП	$S_{P0,4}$ (кВА)	$S_{Тном}$ (кВА)	N (шт)	$K_{зф}$
КТП-1	66,56	100	1	0,66
КТП-2	354,69	400	1	0,88
КТП-3	334,62	400	2	0,42
КТП-4	223,06	400	1	0,55

Согласно расчётным данным на трансформаторной подстанции № 2 расчетный коэффициент загрузки трансформатора превышает нормированное значение, что может привести к возникновению чрезвычайной ситуации в частности повреждение или возгорание. Во избежание данной ситуации далее выполняем расчёт и выбор типа и номинальной мощности трансформатора для данной КТП.

Определение требуемой мощности трансформатора осуществляется по расчетной мощности на шинах 0,4 кВ определенной в предыдущем разделе [9]:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{K_3 \cdot N} \quad (12)$$

где K_3 - номинальный коэффициент загрузки трансформатора;

N – количество трансформаторов

Проводим расчет для КТП-2:

$$S_{mp} = \frac{354,69}{1 \cdot 0,85} = 417,28 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на данной КТП трансформатор типа ТМГ 630/10, с системой естественной циркуляции воздуха и масла.

Определяем коэффициент загрузки трансформатора на КТП №1:

$$K_{зф} = \frac{354,69}{1 \cdot 630} = 0,57$$

Определение требуемой мощности трансформатора на КТП №2, выбор номинальной мощности, расчет коэффициентов загрузки проводятся по аналогичным формулам, результаты расчета приведены в таблице 6.

Технические характеристики трансформатора типа ТМГ представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Характеристики трансформатора.

Марка	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)	Напряжение короткого замыкания (%)	Ток холостого хода (%)
ТМГ – 630/10/0,4	1,24	7,6	4,5	0,5

Далее проводим расчет нагрузок на стороне высокого напряжения всех рассматриваемых КТП.

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ КТП

Потери активной мощности в трансформаторе определяются по следующей формуле [2]:

$$\Delta P_m = \Delta P_\kappa \cdot k_{факт}^2 + \Delta P_x \quad (13)$$

Потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$\Delta Q_m = \frac{u_\kappa \cdot S_{P0,4}^2}{100 \cdot S_{тн\text{ю}м}} + \frac{I_x \cdot S_{тн\text{ю}м}}{100} \quad (14)$$

где $S_{P0,4}$ - расчетная полная мощность нагрузки

u_κ - напряжение короткого замыкания

I_x - ток холостого хода

$\Delta P_x, \Delta P_\kappa$ - потери активной мощности в режиме холостого хода и короткого замыкания.

Приводим расчет потерь мощности на примере КТП-2:

$$\Delta P_m = 7,6 \cdot 0,57^2 + 1,24 = 3,71 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{4,5 \cdot 354,69^2}{100 \cdot 630} + \frac{0,5 \cdot 600}{100} = 11,98 \text{ (квар)}$$

Определяем полную мощность потерь мощности в трансформаторе КТП-2:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (15)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{3,71^2 + 11,98^2} = 12,54 \text{ (кВА)}$$

Определяем мощность нагрузки на стороне ВН КТП-2.

$$P_{рвн} = P_{P0,4} + \Delta P_m \quad (16)$$

$$Q_{pвн} = Q_{P0,4} + \Delta Q_m \quad (17)$$

$$S_{pвн} = S_{P0,4} + \Delta S_m \quad (18)$$

$$P_{pвн} = 345,26 + 3,71 = 348,97 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{pвн} = 81,23 + 11,98 = 93,21 \text{ (квар)}$$

$$S_{pвн} = 354,69 + 12,54 = 367,23 \text{ (кВА)}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 6 (расчет приведен в приложении В):

Таблица 6 – Определение расчетных мощностей на стороне 10 кВ КТП

Номер КТП	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)	$P_{pвн}$ (кВт)	$Q_{pвн}$ (квар)	$S_{pвн}$ (кВА)
1	1,68	2,46	2,98	66,91	15,71	69,54
2	3,71	11,98	12,54	348,97	93,21	367,23
3	3,11	16,55	16,84	328,21	95,82	351,46
4	2,96	7,59	8,15	218,16	66,28	231,21
Сумма				962,25	271,02	1019,44

7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ПС «ЫЛЛЫМАХ»

Расчет соответственно проводим для каждой мощности по следующей формуле [3]:

$$P_{рПС} = k_C \cdot \Sigma(P_{рвн}) \quad (19)$$

$$Q_{рПС} = k_C \cdot \Sigma(Q_{рвн}) \quad (20)$$

$$S_{рПС} = k_C \cdot \Sigma(S_{рвн}) \quad (21)$$

где k_C - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов КТП принимаем равным 0,8

$$P_{рПС} = 0,8 \times (962,25) = 769,8 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{рПС} = 0,8 \times (271,02) = 216,82 \text{ (квар)}$$

$$S_{рПС} = 0,8 \times (1019,44) = 815,55 \text{ (кВА)}$$

Полученные данные позволяют выполнить расчет мощности компенсирующих устройств и далее провести определение расчетной мощности трансформаторов необходимых к установке на ПС «Ыллымах»

8 РАСЧЕТ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПС «ЫЛЛЫМАХ»

В рассматриваемом районе электрической сети отсутствуют потребители реактивной мощности такие как электродвигатели тем не менее компенсация должна быть проведена с целью определения необходимого количества устройств реактивной мощности, поэтому в данном разделе данный расчет проводится с учетом коэффициента реактивной мощности который задается сетевым предприятием в зависимости от уровня напряжения на которое подключается потребители, в случае для сетей 35 кВ он принимается равным 0,4

Расчет требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой (кВАр) [3]:

$$Q_K = Q_{pПС} - P_{pПС} \cdot tg \cdot \varphi \quad (22)$$

где $tg \varphi$ – предельный коэффициент реактивной мощности

$Q_{pПС}$ - расчетная реактивная мощность.

$P_{pПС}$ - расчетная активная мощность.

Требуемую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну систему шин определяем по формуле (кВАр):

$$Q_{k1} = \frac{Q_K}{2} \quad (23)$$

где Q_{k1} - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию 10 кВ

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

$$Q_{неск} = Q_{pПС} - Q_{н.м} \quad (24)$$

где $Q_{н.м}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным, устанавливаемым на обе секции.

Проводим расчет для ПС «Ыллымах», мощность УКРМ требуемая:

$$Q_K = 216,82 - 769,8 \cdot 0,4 = -101,9 \text{ (кВАр)}$$

Если полученное значение как в данном случае имеет отрицательное значение следовательно вся необходимая мощность реактивная в частности может быть получена без ограничений из сети в режиме максимальных нагрузок и следовательно установка устройств компенсации не требуется.

9 ВЫБОР ТИПА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ 35/10 КВ

Как указывалось ранее для повышения надежности электроснабжения на подстанции источники питания требуется установка дополнительного трансформатора поэтому в данном разделе будет определена его требуемой мощности выбрано ближайший бой с большего значения Согласно справочным данным дополнительно при выборе трансформатора необходимо учитывать наличие устройств регулирования напряжения под нагрузкой в частности РПН для поддержания качества электрической энергии на должном уровне

Требуемая номинальная мощность силового двух обмоточного трансформатора определяется по следующей формуле (кВА) [3]:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P_{pPC}^2 + Q_{pPC}^2}}{n_T \times K_3^{opt}} \quad (25)$$

где S_{mp} – требуемая номинальная мощность;

P_{pPC} – расчетная активная мощность на шинах 10 кВ;

Q_{pPC} – расчетная реактивная мощность на шинах 10 кВ;

n_T – принятое количество трансформаторов;

K_3^{opt} – оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов

(принимается равным 0,7).

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{769,8^2 + 216,82^2}}{2 \times 0,7} = 562,53 \text{ (кВА)}$$

Принимаем ближайшее большее значение мощности: 630 кВА, и пересчитываем коэффициенты загрузки:

$$K_{норм} = \frac{\sqrt{769,8^2 + 216,82^2}}{2 \times 630} = 0,64$$

$$K_{наг} = \frac{\sqrt{769,8^2 + 216,82^2}}{630} = 1,28$$

Проверка нового силового трансформатора показала, что коэффициенты загрузки имеют приемлемое значение а следовательно перегрузки трансформаторов происходить не будет. Технические параметры выбранного типа трансформатора приведены в таблице 7

Таблица 7 – Технические параметры силовых трансформаторов ТМН 630/35/10

Тип трансформатора	Uк (%)	Iх (%)	Uвн (кВ)	Uнн (кВ)	Pк (кВт)	Pх (кВт)
ТМН 630/35/10	6,5	1,6	37	10,5	8,5	1,15

На основании данных о принятом оборудовании далее проводится расчет токов короткого замыкания в РУ 35, 10 кВ ПС «Ыллымах» с последующим выбором оборудования.

10 ВЫБОР СХЕМЫ РУВН, РУНН

Основной проблемой в системе электроснабжения поселка Ыллымах как указывалось ранее является низкий уровень надежности электроснабжения потребителей, что приводит к повсеместному использованию дизельных электростанций имеющих высокую себестоимость вырабатываемой электрической энергии. Установленное в настоящее время распределительное устройство на питающей ПС «Ыллымах» не может по условиям своей конструкции обеспечить достаточный уровень надежности, следовательно в данном разделе предусматривается разработка нового РУ ВН, НН для устранения этого вопроса.

Новые распределительные устройства высокого и низкого напряжения должны выбираться в зависимости от категории электроснабжения потребителей которые подключаются к данной подстанции в частности то как указывалось ранее вторая и первая категория поэтому принимается решение об установке на стороне высокого напряжения сдвоенного блока линии трансформатор с ней автоматической переемычки в цепях линии и выключателями в цепях трансформаторов данная схема применяется для тупиковых подстанций и обладает высокой надежностью также минимальным количеством набора электротехнического оборудования позволяющего минимизировать экономические затраты в течение всего срока эксплуатации дополнительно на стороне низкого напряжения предусматриваются две секции шин секционным выключателем и для повышения надежности электроснабжения основным устройством автоматического ввода резерва установленным на секционном выключателе

Подробная однолинейная схема ПС «Ыллымах» после реконструкции представлена на рисунке 4.

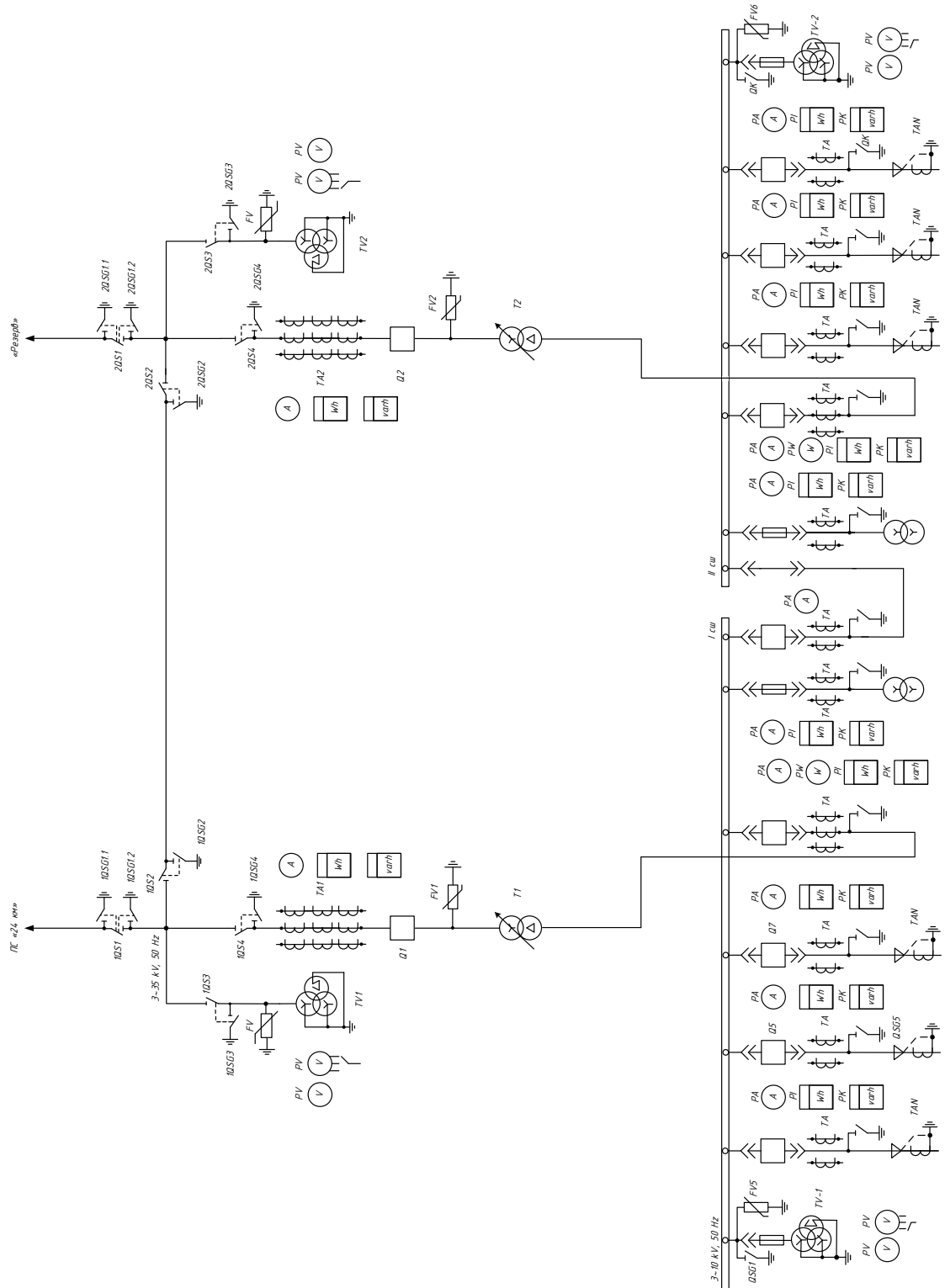


Рисунок 4 – Подробная однолинейная схема ПС Ыллымах после реконструкции

11 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания имеет очень важное значение так как на его основании и на основании полученных данных выполняется проверка электротехнического оборудования, если оборудование выбрано неверно то при протекании определенного уровня токов короткого замыкания будет происходить выход его из строя. Что повлечет за собой выход из строя электрооборудования, значительный ущерб экономике, дополнительно может произойти в возникновении пожара, а также могут пострадать люди обслуживающие данные электроустановки. Поэтому в данном разделе с целью определения уровней токов короткого замыкания при изменении и реконструкции подстанции «Ыллымах» производится расчет всех необходимых данных, в частности это такие характеристики токов короткого замыкания как периодическая составляющая в начальный момент времени, апериодическая составляющая тока короткого замыкания и ударный ток короткого замыкания. На основании этих данных в дальнейшем будет определен тепловой импульс от протекания тока короткого замыкания, который влияет также на работу всего силового оборудования, через которые протекают токи короткого замыкания. Различные методы для расчета токов короткого замыкания, но в частности в данном разделе будет использоваться метод относительных единиц, как наиболее простой и удобный для расчетов. Дополнительно для упрощения будет использован средний ряд напряжений, что значительно снижает количество дополнительных расходов при определении уровней токов короткого замыкания в рассматриваемой системе электроснабжения.

Расчетные точки короткого замыкания представлены на рисунке 5.

При расчете токов КЗ приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны ВН ПС используются данные о токах короткого замыкания на РУ 35 кВ ПС «24 км» от которой приходит питание.

Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц.

На рисунке 6 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

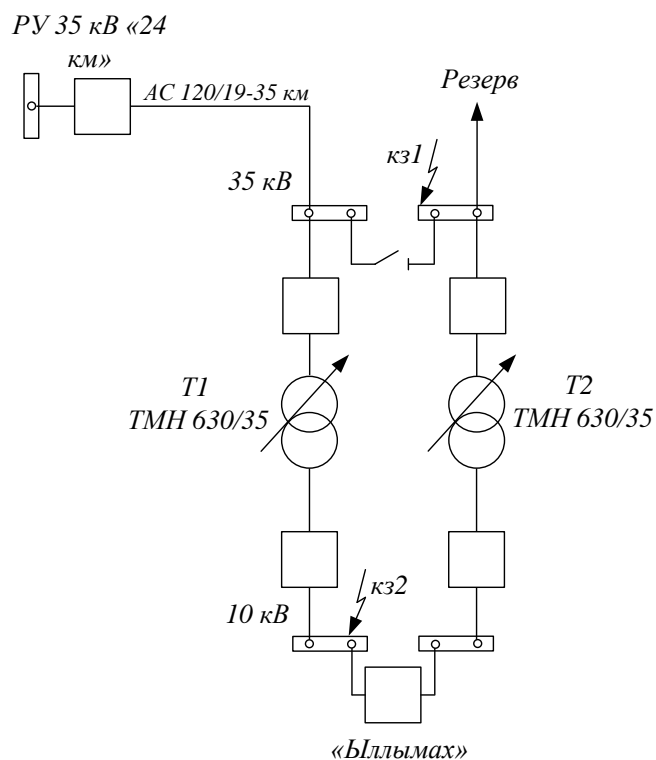


Рисунок 5 – Расчетные места КЗ

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай замыкания.

Подробный расчет токов короткого замыкания проводим для точки №1.

Принимаем следующие базисные условия:

- 1) базисная мощность $S_0 = 1,0$ (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 35 (кВ) $U_{035} = 37$,
- 3) базисное напряжение на стороне 10 (кВ) $U_{010} = 10,5$.
- 4) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

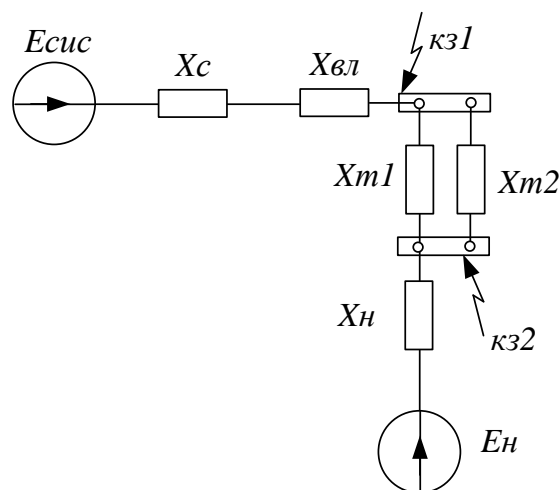


Рисунок 6 – Схема замещения

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

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (26)$$

где I_6 , U_6 – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{635} = \frac{1,0}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,016 \text{ (кА)}$$

$$I_{610} = \frac{1,0}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,055 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов, в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.):

Сопротивление системы со стороны шин 35 кВ (ПС «24 км»):

$$X_c = \frac{S_6}{S_c} \quad (27)$$

$$X_c = \frac{1,0}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 5,8} = 0,002 \text{ (о.е.)}$$

где S_c – мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ «24 км», определенная через данные о токах короткого замыкания:

Определяем сопротивления обмоток трансформаторов установленных на подстанции «Ыллымах» (о.е.):

Сопротивление ВЛ «24 км» - «Ыллымах»:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (28)$$

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

l – протяженность питающей линии (км)

$$X_{ВЛ} = 0,4 \cdot 35 \cdot \frac{1,0}{37^2} = 0,01 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (в режиме зимнего максимума) (о.е.):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (29)$$

где S_H , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} = 0,35 \cdot \frac{1,0}{\sqrt{0,77^2 + 0,22^2}} = 0,28 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обмотки трансформаторов установленных на подстанции «Ыллымах» (о.е.) по следующей формуле:

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \quad (30)$$

$$X_{T1} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1,0}{0,63} = 0,073 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{T2} = X_{T1} = 0,075 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{K\%}$, – паспортное значение напряжения короткого замыкания

Последовательное преобразование схемы замещения на примере точки короткого замыкания №1 показано на рисунках 7, 8, 9:

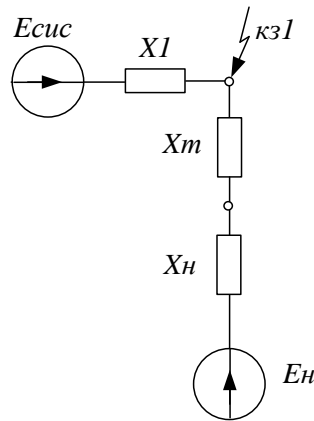


Рисунок 7 – Преобразование схемы замещения

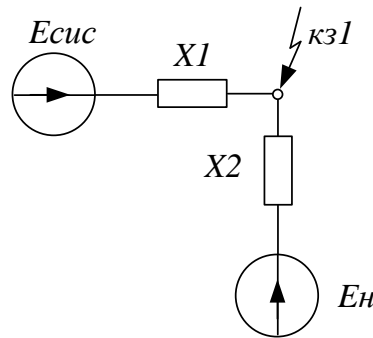


Рисунок 8 – Преобразование схемы замещения

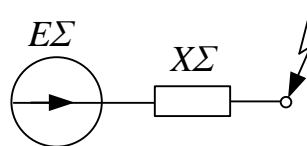


Рисунок 9 – Преобразование схемы замещения

Проводим подробный расчет сопротивлений при преобразовании схемы замещения:

$$X1 = X_C + X_{вл} = 0,002 + 0,01 = 0,012 \text{ (о.е.)} \quad (31)$$

$$X_T = \frac{X_{Г1}}{2} = \frac{0,075}{2} = 0,038 \text{ (о.е.)} \quad (32)$$

$$X2 = X_T + X_H = 0,038 + 0,28 = 0,318 \text{ (о.е.)} \quad (33)$$

$$X_{\Sigma} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0,012 \cdot 0,318}{0,012 + 0,318} = 0,012 \text{ (о.е.)} \quad (34)$$

$$E_{\Sigma} = \frac{E_c \cdot X_2 + E_H \cdot X_1}{X_1 + X_2} = \frac{1 \cdot 0,318 + 0,85 \cdot 0,012}{0,318 + 0,012} = 0,995 \text{ (о.е.)} \quad (35)$$

Находим начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке кз1:

$$I_{no1} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot I_{635} = \frac{0,995}{0,012} \cdot 0,016 = 1,4 \text{ (кА)} \quad (36)$$

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется как:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{-\frac{T_{OB}}{Ta}} \quad (37)$$

где I_{at} – значение апериодической составляющей тока короткого замыкания (кА)

I_{no} – значение периодической составляющей тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

T_{OB} – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,6 сек.

Ta – постоянная времени (справочная величина).

Определяем апериодическую составляющую тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{-\frac{T_{OB}}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 1,32 \cdot e^{-\frac{0,6}{0,03}} = 0,01 \text{ (кА)}$$

Постоянная времени определяется по следующей формуле:

$$Ta = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (38)$$

где X_p – результирующее индуктивное сопротивление короткого замыкания
(о.е.)

R_p – результирующее активное сопротивление короткого замыкания
(о.е.)

ω – угловая частота (справочная величина)

Принимаем постоянную времени для первой точки по справочным данным:

$$Ta = 0,03$$

При расчетах результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 3,39 \text{ (кА)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки №2 результаты расчета сводятся в таблицу 8:

Таблица 8 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	I_{no} , (кА)	I_{at} , (кА)	$I_{y\partial}$, (кА)
1	1,4	0,01	3,39
2	4,53	0,02	10,96

Указанные данные используем в дальнейшем при выборе оборудования на ПС «Ыллымах».

12 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПС «ЫЛЛЫМАХ»

При реконструкции системы электроснабжения а также источника питания подстанции «Ыллымах» нужно выбрать необходимое электротехническое оборудование которое будет эксплуатироваться и позволит увеличить надежность электроснабжения рассматриваемой подстанции и потребителей которые от неё подключены, поэтому в данном разделе на основании расчета токов короткого замыкания и на основании данных об электрических нагрузок производится выбор такого подстанционного оборудования как силовые выключатели - высоковольтные на стороне низкого и высокого напряжения подстанции, дополнительно производится выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения также будет проведен выбор и расчёт многофункционально устройства коммерческого учета электрической энергии а также будет выбран трансформатор собственных нужд от которого будут получать питание все потребители переменного тока данной подстанции, также будет выбрана гибкая ошиновка напряжением 35 кВ и выбраны жёсткие шины напряжением 10 кВ с последующей проверкой по условию протекания ударного тока короткого замыкания

12.1 Выбор выключателей 35, 10 кВ

Выбираем выключатель для РУ 35 кВ первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор выключателя 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 10,39 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{н0} = 1,4 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,39 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 1,4 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, кА	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 0,01 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,39 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 5,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

На напряжении 10 кВ первоначально принимаем для установки выключатель вакуумный ВВЭ-М-6(10)-31,5-630 в комплекте КРУ типа К-59

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 10.

Данный тип выключателя предлагается к установке на всех присоединениях РУ НН ПС «Ыллымах».

Таблица 10 – Выбор выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение (кВ)	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 34,64 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток включения (кА)	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{н0} = 4,53 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
Наибольший пик тока включения (кА)	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,96 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения (кА)	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{нт} = 4,53 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение аperiodической составляющей (кА)	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,02 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток (кА)	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,96 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 61,56 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

12.2 Выбор разъединителей 35 кВ

Для РУ ВН 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 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 10,39 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,39 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 5,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Ыллымах».

12.3 Выбор трансформаторов тока 35, 10 кВ

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

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (39)$$

Сопротивление контактов принимаем равным $r_k = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов рассчитываем по следующей формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (40)$$

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

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

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

Сопротивление соединительных контрольных проводов (для 35 и 10 кВ):

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

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (41)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 1 \text{ А}$.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс фирмы Энергомера «ЦЭ6823М».

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 10 кВ приведен в таблице 12

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	ЦЭ6823М	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 и 10 кВ $S_{\text{приб}} = 0,62 \text{ ВА}$. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 и 10 кВ):

$$Z_{2,10} = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\kappa} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III с номинальным током первичной обмотки 15 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 15 \text{ А}$	$I_{макс} = 10,39 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,39 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 5,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном (Ом)	30 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТПЛК - 10/50 с номинальным током первичной обмотки 50 А. Сравнение параметров трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 150 \text{ А}$	$I_{макс} = 36,64 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,96 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 61,56 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном (Ом)	15 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно его принимаем к установке на ПС «Ыллымах».

12.4 Выбор трансформаторов напряжения 35, 10 кВ

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим параметрам:

- По номинальному напряжению

- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по мощности вторичной нагрузки

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (42)$$

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

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

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 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	ЦЭ6823М	2	4
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

Проводим проверку по мощности вторичной нагрузки на ПС «Ыллымах». Данные приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

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

Трансформатор напряжения проходит по параметрам, следовательно его принимаем к установке на ПС «Ыллымах».

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 10 кВ НАМИ 10 УХЛ1.

Определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 17:

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформатора 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	ЦЭ6823М	10	4
Счетчик РЭ			
Сумма			50

Таблица 18 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 50 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

12.5 Выбор гибкой ошиновки 35 кВ

На РУ ВН 35 кВ ПС «Ыллымах» применяются провода таким же сечением как и отходящая ВЛ – 120/19 мм² Марка провода АС. Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется.

12.6 Выбор жестких шин 10 кВ

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Ыллымах». Максимальный рабочий ток составляет 36,64 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50 × 5 мм (2.5 см²), длительно допустимы ток для данного сечения составляет 960 А. Шины

устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Проверяем данные шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами короткого замыкания.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{61,56}}{91} = 0,08 \text{ (см}^2\text{)} \quad (43)$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан при выборе выключателей.

C - коэффициент для алюминия 91

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

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}}} = 1,12 \text{ (м)} \quad (44)$$

где J – момент инерции шины (см³×см).

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

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \text{ (см}^3\text{×см)} \quad (45)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1,1 м.

Определяем максимальное динамическое усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{10960^2}{0,4} = 52,01 \text{ (Н/м)} \quad (46)$$

где i_{yd} – ударный ток короткого замыкания согласно расчетным данным (А).

a - расстояние между фазами шин 0,4 (м).

Находим момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \text{ (см}^3\text{)} \quad (47)$$

Определяем напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{10960^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 2,09 \text{ (МПа)} \quad (48)$$

При расчете механического напряжения все длины приведены в метрах.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего следовательно расчет жестких шин окончен.

12.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Выполняем выбор мощности и типа трансформаторов собственных нужд. В таблице 19 приведены мощности нагрузки электроприемников на ПС «Ыллымах»

Таблица 19 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	4,36
Обогрев приводов выключателей	2,4
Обогрев ЗРУ 10 кВ	1
Освещение коридора ЗРУ 10 кВ	2
Освещение ячеек 10 кВ	1,4
Освещение ОРУ	8
Расчетная полная мощность	30,16

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Ыллымах»:

$$S_P = \frac{S_n}{n_T \cdot K_3^{onm}} = \frac{30,16}{2 \cdot 0,7} = 21,54 \text{ (кВА)} \quad (49)$$

По расчетной мощности выбираем сухой трансформатор с литой изоляцией типа ТС 25/10 номинальной мощностью 25 кВА.

Такой тип трансформатора принимаем в качестве ТСН для установки на первую и вторую секцию 10 кВ ПС «Ыллымах».

13 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 КВ

Основной способ выбора проводника воздушной линии электропередач напряжением 10 кВ рассматриваемого района, является выбор его по расчетному току который не должен превышать длительно допустимый ток для принятого проводника в частности самонесущего изолированного провода при этом в дальнейшем данный проводник должен проверяться по воздействию токов короткого замыкания и выдерживать их нормированное количество времени, а также по допустимой потере напряжения в нормальном режиме работы то есть потеря напряжения в самой удалённой точке системы электроснабжения не должна превышать нормированного значения в 10%.

Поэтому в данном разделе проводим выбор и проверку сечений воздушных линий электропередач рассматриваемого района электрической сети.

Выбор по длительно допустимому току:

$$I_p \leq I_{\text{дд}}$$

где I_p – расчетный ток в сечении, А;

$I_{\text{дд}}$ – длительно допустимый ток для определенного типа проводника (линии электропередачи), определяется по следующему выражению:

В данной работе предусматривается замена всех существующих воздушных линий выполненных голым проводом на самонесущий изолированный провод номинальным напряжением 10 кВ типа СИП-3.

Определяем расчетные токи на всех участках схемы электроснабжения следующей формуле:

$$I_p = \frac{k_y \cdot \sum S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (50)$$

где S_p – расчетные мощности ТП (кВА);

Рассмотрим определение расчетного тока:

$$I_p = \frac{0,8 \times (1019,44)}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 44,84 \text{ (A)}$$

По полученным данным определяем соответствующее сечение используя справочные данные и принимаем на данном участке проводник СИП-3 3×35 (минимальное сечение для данного типа проводника) с длительно допустимым током 200 А.

Основные характеристики проводника приведены в таблице 20

Таблица 20 - Характеристики провода СИП 3 (10 кВ)

Номинальное переменное напряжение частоты 50Гц, кВ	20,0
Рабочая температура жилы, не более °С	90
Температура жилы в режиме перегрузки в течение 8 часов, не более °С	130
Температура жилы при коротком замыкании, °С	250
Температура окружающей среды, мин/макс. °С	-50/+50
Монтаж при температуре, не ниже °С	-20
Прочность при растяжении проволок из алюминиевого сплава до их скрутки в нулевую несущую жилу, не менее Н/мм ² С	295
Срок службы, лет	25
Гарантийный срок эксплуатации, лет	3

Данное сечение проводника применяем на протяжении всего фидера это позволит избежать лишних контактных соединений снижающих надёжность электроснабжения а так же упростить монтаж воздушной линии. В качестве опор ВЛ применяем железобетонные опоры.

14 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Принципиальная схема сети 10 кВ с указанием расчетных точек короткого замыкания представлена на рисунке 10. Соответствующая схема замещения представлена на рисунке 11.

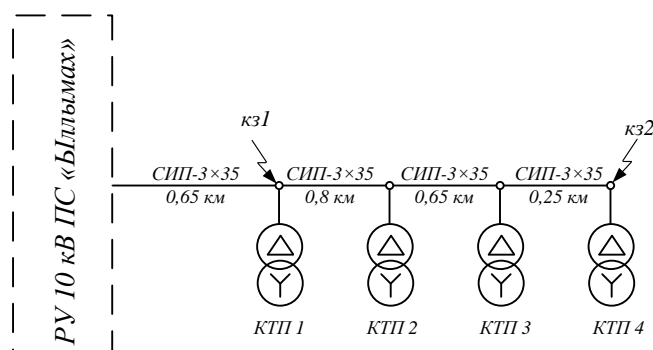


Рисунок 10 – Схема сети для расчета с указанием расчетных точек КЗ

Сопротивление системы определяется по формуле (Ом):

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (51)$$

где $I_{кз10}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «Ыллымах», определен в разделе расчетов токов КЗ для выбора оборудования на ПС «Ыллымах».

Активные и индуктивные сопротивления участков ЛЭП (Ом):

$$X_l = x_0 \cdot L \quad (52)$$

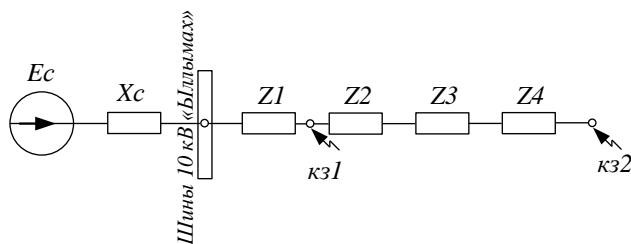


Рисунок 11 – Схема замещения сети 10 кВ

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot L \quad (53)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина участка линии электропередач, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле (кА):

$$I_{\text{по}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (54)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{\text{по2}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{по}} \quad (55)$$

Рассмотрим расчет тока токов КЗ на примере расчетной точки № 2

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 4,53} = 1,34 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление ВЛ:

$$X_{\text{вл}} = 0,3 \cdot (0,65 + 0,8 + 0,65 + 0,25) = 0,71 \text{ (Ом)}$$

$$R_{\text{вл}} = 1,91 \cdot (0,65 + 0,8 + 0,65 + 0,25) = 4,49 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_{\text{вл}}$$

$$X_p = 1,34 + 0,71 = 2,05 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = R_{\text{вл}}$$

$$R_p = 4,49 (\text{Ом})$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,05^2 + 4,49^2}} = 1,22 (\text{кА})$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} 1,22 = 1,05 (\text{кА})$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{2,05}{4,49 \cdot 314} = 0,001$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} = 1,01$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,22 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} \right) = 1,72 (\text{кА})$$

По аналогичному алгоритму рассчитывается точка кз1 результаты расчетов сводятся в таблицу 21.

Таблица 21 – Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ	R_p (Ом)	X_p (Ом)	$I_{по}$ (кА)	$I_{по2}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)
1	1,24	1,53	3,08	2,66	4,35
2	4,49	2,05	1,22	1,05	1,72

Полученные данные используем для проверки проводников на термическую стойкость.

14.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{I_{по} \cdot \sqrt{t_n}}{K_T} \quad (56)$$

где $I_{по}$ - установившееся значение тока КЗ;

t_n - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты с учетом ступеней селективности (0,5с) и времени отключения выключателя (0,045с).

K_T - температурный коэффициент, равный 95 для алюминия.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для участка РУНН 10 кВ «Ыллымах» – КТП 1», ток короткого трехфазного замыкания на конце этого участка составляет 3,08 кА следовательно:

$$S_T = \frac{3,08 \cdot \sqrt{0,545}}{95} = 23,95 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное значение меньше сечения принятого на данном участке линии равном 35 мм², следовательно оно проходит проверку следовательно его оставляем.

Для остальных точек КЗ расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Проверка сечений линий 10 кВ на термическую стойкость

Точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	S_T (мм ²)	$S_{факт}$ (мм ²)
1	3,08	23,95	35
2	1,22	8,48	35

Расчетные данные о термически стойком к КЗ сечении показывают что все линии проходят данную проверку.

14.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения

Потеря напряжения в участке линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (57)$$

где r_0 – активное сопротивление СИП -3, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление СИП-3, Ом/км.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения на участке ВЛ РУНН «Ыллымах» – КТП 1»

Определяем потерю напряжения в сечении:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 44,84 \cdot 0,65 \cdot (1,91 \cdot 0,83 + 0,3 \cdot 0,57) \cdot \frac{100}{10500} = 0,84 (\%)$$

Для остальных участков проводится аналогичный расчет, результаты сведены в таблицу 23:

Таблица 23 – Проверка сечений линий 10 кВ на потерю напряжения

Участок	I_p (А)	Длина участка (км)	Сечение	ΔU (%)
РУНН «Ыллымах» – КТП 1»	44,84	0,65	35	0,84
КТП-1 – КТП-2	41,74	0,8	35	0,96
КТП-2 – КТП-3	32,01	0,65	35	0,61
КТП-3 – КТП-4	12,7	0,25	35	0,1
Суммарная потеря напряжения в конце фидера				2,51

Расчет потерь напряжения на всех участках окончен далее проводится анализ полученных результатов, суммарная потеря напряжения на шинах ВН КТП 4 составляет 2,51% что не превышает предельного значения в 10%, следовательно изменение сечений не требуется расчет окончен.

15 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ ПС «ЫЛЛЫМАХ»

Система молниезащиты имеет очень важное значение в работе электрооборудования расположенного на подстанции «Ыллымах» так как грозовой импульс способен вывести из строя как силовое оборудование так и измерительное оборудование и привести к полному погашению подстанции, данный факт обуславливается тем что грозовой импульс имеет очень высокое напряжение которое значительно превышает наибольшее рабочее напряжение на которое рассчитаны электроустановки рассматриваемой подстанции, поэтому при попадании линии молнии в электрооборудование к примеру в силовой трансформатор в нем происходит короткое замыкание с последующим выходом его из строя также при данной ситуации может произойти возгорание также гибель людей либо нанесения значительного ущерба здоровью а также техническому состоянию оборудования.

Поэтому в данном разделе уделяется особое внимание расчёту системы молниезащиты которая в данном случае будет состоять из четырех отдельно стоящих молниеотводов высота которых составляет нормированные 17 м и расположенные по периметру подстанции, после выполнения расчётов все данные полученные будут перенесены в графическую часть работы. Проводим расчет по следующим формулам:

Эффективная высота отдельно стоящего молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (58)$$

Эффективная высота молниеотвода в данном случае:

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

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

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (59)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 17,09$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов (на примере М1-М2):

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (60)$$

$$h_c = 14,45 - (0,17 + 0,0002 \cdot 17) \cdot (29,0 - 17) = 11,85 \text{ (м)}$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта-портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) \quad (61)$$

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 на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right) \quad (62)$$

где h_x - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{11,85}\right) = 9,79 \text{ (м)}$$

Подробный расчет молниезащиты показан в графической части работы.

16 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Система заземления подстанции также как и система молниезащиты и имеет очень важное значение в работе электрооборудования при этом качественно заземление которое по своей величине не превышает предельно допустимого значения будет защищать электрооборудования от различных грозовых перенапряжений при этом ток молнии будет уходить в землю через систему искусственного заземления, электрооборудование не будет подвержено грузовым перенапряжениям также, в случае различных коротких замыканий система заземления позволит релейной защите отрабатывать довольно быстро без каких-либо задержек, следует отметить также и защиту персонала обслуживающего данное оборудование в частности при каком-либо повреждении изоляции электрооборудования при хорошем заземлении весь ток будет уходить в землю персонал будет находиться в безопасности, поэтому в данном разделе выполняем расчёт системы заземления подстанции ламах

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «Ыллымах» 44,5×36 (м)

Определяем площадь контура заземления ПС:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (44,5 + 3) \cdot (36 + 3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)} \quad (63)$$

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

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (64)$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{3,37^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (65)$$

где - I_M - максимальный ток однофазного короткого замыкания (кА)

T - предельное время работы защиты выключателя (сек)

β - справочный коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку по термической стойкости

Проверка сечения по коррозионной стойкости:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (66)$$

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

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

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (67)$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами $l_{nn} = 5$ (м)

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) = \frac{(44,5+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(44,5+3) = 1086,4 \text{ (м)} \quad (68)$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42 \quad (69)$$

Принимаем число ячеек: $m = 11$

Длина стороны ячейки

$$L_y = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)} \quad (70)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{2716}(11+1) = 1250,8 \text{ (м)} \quad (71)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74 \quad (72)$$

Принимаем: $n_g = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов $l_g = 4$ (м)

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4,0 \cdot 15} \right) = 0,442 \text{ (Ом)} \quad (73)$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21 + 320) \cdot (3,37 + 45)}} = 1,09 \quad (74)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ (Ом)} \quad (75)$$

Полученное значение сопротивления не превышает нормативного, следовательно, расчет считаем окончанным.

17 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ПИТАНИЯ ПС «ЫЛЛЫМАХ»

После реконструкции системы электроснабжения необходимо выполнить анализ полученных результатов то есть провести расчет таких параметров и надежности электроснабжения как время безотказной работы системы а также среднее время безотказной работы системы, данный расчет выполняется на основе справочных данных по вероятности выхода из строя различных элементов системы электроснабжения таких как выключатели, воздушные линии, сборные шины, разъединители силовые трансформаторы в данном расчете также применяется такой параметр как длительность восстановления элемента измеряемая в часах а также количество преднамеренных отключения электрооборудования в год и время преднамеренного отключения.

Данный расчет выполняется на основе принятой схемы электроснабжения которая будет иметь место после реконструкции подстанции в частности это двух-трансформаторная подстанция получающих питание от одноцепной воздушной линии электропередач протяженностью 35 км, при выполнении данного расчета учитывается наличие устройства автоматического ввода резерва на стороне низкого напряжения подстанции «Ыллымах» которое будет включаться в работу при обесточивании какой-либо секции шин 10 кВ

Для оценки надежности электропитания ПС «Ыллымах» после реконструкции на рисунке 12 представлена однолинейная схема.

Параметры показателей надежности являются справочными, их значения приводятся в таблице 24.

Таблица 24 – Показатели надежности элементов схемы замещения

Элемент	λ , 1/год	тв, часов	$\lambda_{пр}$, 1/год	тпр, часов.
1	2	3	4	5
ВЛ 35 кВ	0,9	9,0	2,1	16,0
Сборные шины 35 кВ	0,02	7	0,17	5,0

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5
Разъединитель 35 кВ	0,01	6	0,834	4
Выключатель 35 кВ	0,004	40	0,8	8,0
Силовой трансформатор	0,007	65	0,25	26
Выключатель 10 кВ	0,003	11	0,8	16
Шины 10 кВ	0,03	5	0,834	2

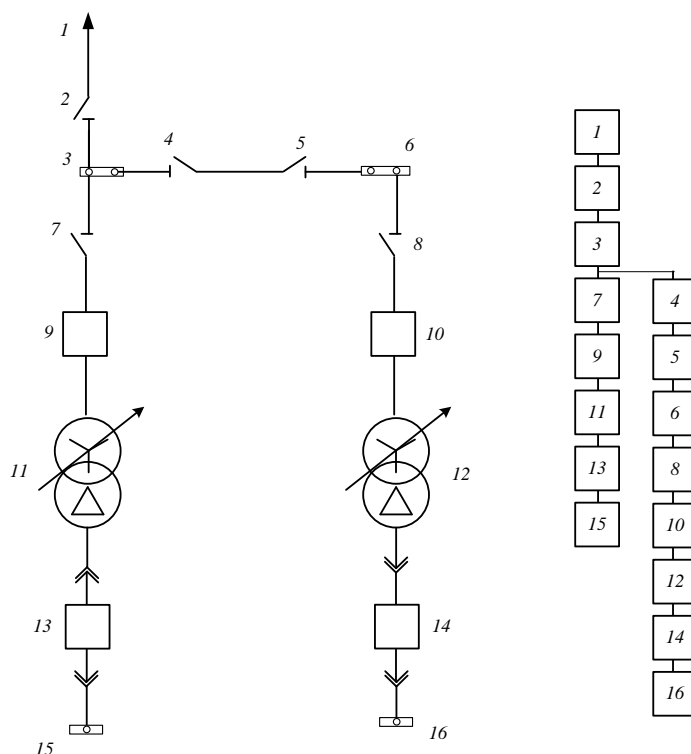


Рисунок 12 – Принципиальная однолинейная схема ПС «Ыллымах» после реконструкции и схема замещения.

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам:

Для воздушной линии вероятность отказа определяется:

$$q_{вл} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_{ввл}}{T_{г}} \cdot l \frac{1}{100} = \frac{0,9 \cdot 9}{8760} \cdot 35,05 \frac{1}{100} = 4,9 \cdot 10^{-5} \quad (76)$$

где $T_{г}$ – число часов в году (час)

l - длина ВЛ (км)

Для шин 35 кВ:

$$q_{ш35} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{вш}}{T_{Г}} \cdot n_{np} = \frac{0,02 \cdot 7}{8760} \cdot 3 = 1,71 \cdot 10^{-4} \quad (77)$$

Для шин 10 кВ:

$$q_{ш10} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{вш}}{T_{Г}} \cdot n_{np} = \frac{0,03 \cdot 5}{8760} \cdot 7 = 1,71 \cdot 10^{-4} \quad (78)$$

Для разъединителей 35 кВ:

$$q_{р} = \frac{\lambda_{р} \cdot t_{ер}}{T_{Г}} = \frac{0,01 \cdot 6}{8760} = 6,84 \cdot 10^{-6} \quad (79)$$

Для трансформаторов 35 кВ:

$$q_{m} = \frac{\lambda_{m} \cdot t_{em}}{T_{Г}} = \frac{0,007 \cdot 65}{8760} = 5,19 \cdot 10^{-5} \quad (80)$$

Для выключателей 35 кВ:

$$q_{в} = \frac{\lambda_{в35} \cdot t_{в35}}{T_{Г}} + a_{кз} \cdot (\sum q_{смеж}) + a_{он} \cdot N_{он} \quad (81)$$

где $a_{кз}$ - частота отказов при автоматических отключениях поврежденных смежных элементов $a_{кз} = 0,005$;

$q_{смеж}$ - вероятность отказа смежного с выключателем элемента;

$a_{он}$ - частота отказов выключателя при оперативных переключениях

$a_{он} = 0,003$;

$N_{он}$ - количество оперативных переключений в год, для данной схемы

$N_{он} = 2$.

Для выключателя 35 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются воздушная линия и трансформаторы.

$$q_{635} = \frac{0,004 \cdot 40}{8760} + 0,005 \cdot (4,9 \cdot 10^{-5} + 5,19 \cdot 10^{-5}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}.$$

Для выключателя 10 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины 10 кВ.

$$q_{610} = \frac{0,003 \cdot 11}{8760} + 0,005 \cdot (5,19 \cdot 10^{-5} + 1,71 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6 \cdot 10^{-3}.$$

Рассматриваем две цепи как отдельные источники питания и определяем их вероятностные характеристики:

Параметр потока отказов цепи (1/год):

$$\lambda_{\text{ц}} = \sum \lambda_i + \lambda_{\text{нр,мак}} = 0,333 + 0,834 = 1,17, \quad (82)$$

где λ_i - параметр потока отказов всех элементов в цепи;

$\lambda_{\text{нр,мак}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений лпр;

Коэффициент простоя цепи:

$$K_{\text{п}} = \sum \lambda_i \cdot t_{\text{еи}} + \frac{\lambda_{\text{нр,мак}} \cdot t_{\text{нр}}}{T_{\text{Г}}} = 0,0013. \quad (83)$$

Время восстановления системы состоящей из одной цепи:

$$t_{\text{вс}} = \frac{K_{\text{п}}}{\lambda_{\text{ц}} - \lambda_{\text{нр,мак}}} = \frac{0,0013}{0,333} = 3,9 \cdot 10^{-3} \text{ (лет)} \quad (84)$$

Определяем параметры системы состоящей из двух взаимно резервирующих элементов:

Коэффициент простоя цепи состоящей из двух параллельных элементов:

$$K_{\text{п}} = \lambda_{\text{ц}}^2 \cdot t_{\text{вц}}^2 + \lambda_{\text{нр}} \cdot t_{\text{нр}} \cdot \lambda_{\text{ц}} \cdot t_{\text{вц}} + t_{\text{нр}} \cdot \lambda_{\text{ц}}^2 \cdot t_{\text{вц}} = 5,36 \cdot 10^{-3}. \quad (85)$$

Параметр потока отказов системы;

$$\lambda_{\text{ц}} = 2 \cdot \lambda_{\text{ц}}^2 \cdot t_{\text{вц}} + 2 \cdot \lambda_{\text{ц}} \cdot \lambda_{\text{пр.мак}} \cdot t_{\text{пр}} = 0,012 \quad (86)$$

Время восстановления системы состоящей из двух взаимно резервирующих элементов:

$$t_{\text{вс}} = \frac{K_{\text{п}}}{\lambda_{\text{ц}}} = \frac{5,36 \cdot 10^{-3}}{0,012} = 0,442 \text{ (час)} \quad (87)$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_{\text{с}} = \frac{1}{\lambda_{\text{ц}}} = \frac{1}{0,012} = 94,15 \text{ (лет)} \quad (88)$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_{\text{р}} = \frac{0,105}{\lambda_{\text{ц}}} = \frac{0,105}{0,012} = 8,28 \text{ (лет)} \quad (89)$$

Расчетное время безотказной работы системы имеет приемлемое значение, расчет окончен.

18 ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТМН 630/35

В данном разделе рассматривается расчет всех защит устанавливаемых на трансформаторе ТМН 630/35 подстанции «Ыллымах».

Для защиты от многофазных замыканий, от токов при внешних КЗ, и от внутренних повреждений – максимальной токовой защиты; для защиты от токов в обмотках при перегрузке – защиты от перегрузок.

18.1 Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки Т1,2 (ТМН 630/35) (с действием на сигнал) определяется следующим образом:

$$I_{CЗТ1} = \frac{k_{омс}}{k_{г}} \cdot I_{номВНТ1} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 10,59 = 13,63 \text{ (А)} \quad (90)$$

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

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

Ток срабатывания реле Т1,2 (ТМН 630/35):

$$I_{CPT1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 13,63}{(15/5)} = 7,86$$

Время срабатывания защиты принимаем равным $t_{с.з.} = 9$ с.

18.2 Максимальная токовая защита

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ Т1,2 (ТМН 630/35):

$$I_{CЗТ1} = \frac{k_{н} \cdot k_{сам}}{k_{г}} \cdot I_{номВНТ1} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 10,39 = 23,37 \text{ (А)} \quad (91)$$

где $k_{н}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

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

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{CЗ}} = \frac{3,92 \cdot 10^3 \cdot (10,5/35)}{23,37} = 50,32 \quad (92)$$

Ток срабатывания реле (Т1,2):

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 50,32}{(15/5)} = 29,05 \text{ (А)}$$

Защита проходит проверку по чувствительности, ее принимаем к установке на оба трансформатора ПС «Ыллымах»

Далее приводим характеристики различных автоматических устройств которые необходимы к установке на рассматриваемой ПС для выполнения ее функций в полном объёме

Система автоматического повторного включения может применяться как на воздушных линиях электропередач так она другому оборудованию в частности на распределительных устройствах силовых трансформаторов а также на электродвигателях она основывается на том что короткое замыкание в системе электроснабжения после небольшого отключения может самоликвидироваться и повторное включение придёт тому что система электроснабжения будет продолжена и потребителей не останутся без питания.

Вероятность того что короткое замыкание ликвидируются само собой составляет порядка 80% и данные короткое замыкание возникает в основном на воздушных линиях электропередачи это связано с падением деревьев на воздушной линии электропередачи также царствования проводов между собой а также деятельностью животных и людей дополнительную

Сюда можно отнести и транспорта который в частности может В некоторых случаях касаться своими частями и воздушных линий электропередачи.

При таких само-ликвидирующихся повреждениях имеется возможность повторного включения отличившегося элементах электроснабжения при использовании автоматических устройств время бесперебойного время перерыва электроснабжения будет минимальным и составлять сюда 0,3 секунды А если выполнять данную операцию с применением оперативного персонала то она займет значительное количество времени которое зависит от профессиональной подготовки персонала и от удалённости места повреждения воздушной линии электропередачи.

Разделяются автоматическое повторное включение на успешное то есть при повторной подаче напряжения электрооборудования остаётся в работе а также неуспешные которые при повторной подаче напряжения отключается действием защит.

Наиболее эффективным является однократное повторное включение которое вероятность которого составляет 75% применяется на всех воздушных линиях электропередач начиная от 1 киловольта.

Классификация АПВ.

Автоматическое повторное включение различаются на однократная двукратная и трехкратный при этом вероятность успешного бы однократного составляет порядка 80% двукратного составляет 30% и трехкратное автоматическое повторное включение имеет самую низкую вероятность успеха то есть порядка 5% наибольшее распространение получили обуви однократного действия которые применяются на воздушных линиях от 1 кВ и выше трехкратное автоматическое повторное включение применяются на системообразующих воздушных линиях электропередач где работа электроустановок и имеет очень важное значение а перерыв электроснабжения приводит к значительным ущербом экономики.

Имеется также автоматическое повторное включение трехфазные и однофазные при этом наибольшее распространение получили трёхфазный автоматическое повторное включение однофазные применяются в основном на системообразующих воздушных линиях электропередач которая объединяет между собой различные энергии системы.

АПВ может относиться как к распределительному устройству и подавать на него питание также при отключении силовых трансформаторов это автоматика может также обрабатывать либо при отключении электродвигателей а также может быть организована автоматическое повторное включение.

АПВ может быть основана на выключателе с имеющим механический привод а также на выключателе имеющим электрический привод при этом на механическом приводе АПВ имеют значительное количество недостатков которые заключаются в большом времени работы низкой надежности поэтому наибольшее распространение получили АПВ основанные на выключателе с электрическим приводом.

Также разделение автоматического повторного включения является и по способу синхронизации также бывает синхронные автоматическое повторное включение для воздушных линий которые имеют двухсторонние питания и включения в асинхронном режиме может произвести её короткому замыканию также различаются автоматическое повторное включение синхронные.

Требования к АПВ.

Когда на устройство предъявляются следующие требования заключающиеся в том что данные устройства должны выполнять схемы синхронизации при включении воздушных линий имеющих разные источники питания для избежания возникновения коротких замыканий поэтому данная система реализуется на основе микропроцессорных реле и других устройств которые позволяют выполнить данную работу без чрезвычайных ситуаций Также на устройство автоматического повторного включения накладываются различные ограничения то есть при работе газовой защиты на силовом трансформаторе автоматическое повторное включение не должно работать так как это приведет к усугублению ситуации и разрушения электрооборудования с последующим разрывом масла и возгоранием однако при некоторых других случаях например при работе дифференциальной защиты шин на АПВ должны отработывать как положено включать электрооборудования после самоликвидации короткого замыкания.

Повторное включение должно быть согласовано с приводом выключателя и подавать импульсное обратное включение длительностью большим чем требуется для включения выключателя.

В некоторых случаях применяется АПВ с перерывом питания более 2 секунд данный факт имеет место в случае если на защищаемый объект периодически имеют воздействие различные животные различные промышленный транспорт и так далее.

Устройство автоматического повторного включения могут различаться и по оперативному толку они могут быть основаны как на переменном опе-

ративном токе так и на постоянном оперативном токе следует отметить и механические автоматические повторное включение которые не требуют какого-либо оперативного тока и организованной на выключателях имеющих механический привод при этом следует отметить серьезный недостаток данного устройства и в частности при работе автоматического повторного включения основанного на механическом приводе на последние ударные нагрузки и поэтому данный факт может привести к выходу из строя выключателя поэтому наибольшее распространение получили АПВ с электрическим приводом на переменном оперативном токе.

Дополнительная автоматика которая используется на подстанции «Ылымах» это автоматическая регулировка коэффициента трансформации трансформатора которая расположена на устройстве регулирование напряжения под нагрузкой и которая предоставляет возможность изменять коэффициент трансформации в широком диапазоне в автоматическом режиме в зависимости от исходных условий.

Система регулирования коэффициента трансформации использовались с самого начала использования устройства регулирования напряжения под нагрузкой при этом в силовых трансформаторах могут использоваться как отечественная система регулирования такое зарубежные. Коэффициента трансформации трансформатора может осуществляться тремя способами это дистанционное управление с пульта управления щита управления и так далее а также местное управление с кнопками с привода расположенного на силовом трансформаторе а также ручное управление которые предоставляются посредством вращения рукоятки устройства регулирования напряжения. Регулирование коэффициента трансформации то есть ручной рукояткой может допускаться только в случае если производится наладка силового трансформатора и он полностью обесточен и отключен от сети так как в случае работы трансформатора может произойти ситуация с персоналом. Устройства регулирования напряжения под нагрузкой имеют 19 ступеней одна из них является средний и соответствует номинальному коэффициента трансформации трансформатора при этом в сторону уменьшения имеется девять ступеней и в сторону увеличения Так же имеется дополнительная 9 ступеней.

При получении команды автоматическое устройство регулирования коэффициента нагрузки изменяет свое положение на одну ступень при этом следует отметить что обслуживание системы регулирования напряжения то есть при загрязнении масла либо магнитопровода внутри устройства она мо-

жет выйти из строя с последующим выходом из строя и самого силового трансформатора поэтому оно должно быть обеспечено в специальной защите которая предотвращает выход его из строя.

Защита которая устанавливается на силовой трансформатор должна предотвращать превышение напряжения при изменении коэффициента трансформации выше допустимого предела и не должно превышать наибольшего рабочего напряжения а также наименьшего напряжения по условиям работы электроприемников.

В работе устройства автоматического регулирования коэффициента трансформации могут быть и другие различные неисправности в частности это затяжные паузы при переключениях и другие неисправности связанные с неправильной работой данного устройства, поэтому при эксплуатации данного устройства должны использоваться специальные датчики которые будут контролировать положение устройства регулирования а также контролировать фактическое значение напряжения сравнивать его с заданными установками и принимать решение об изменении коэффициента трансформации

21 УРОВ

В данном разделе мы рассмотрим такую автоматику как устройство резервирования отказа выключателя, ликвидация короткого замыкания которое не отключилась определённым выключателем приводит к отключению смежных с отказавшим выключателей и ликвидирует короткие замыкания с использованием большего количества выключателей.

Данная автоматика получила широкое распространение в системе электроснабжения как обеспечивающая безопасную эксплуатацию электрооборудования. Данное устройство обладает небольшим временем срабатывания порядка 0,25 секунды назначено для минимизации последствий короткого замыкания при отказе в отключение силового выключателя.

Следует отметить что данное устройство разделяется на несколько типов такие как централизованное индивидуальные и другие устройство резервирования отказа выключателя.

Можно определить общий принцип работы этого устройства он заключается в том что при возникновении короткого замыкания на каком-либо присоединении либо элементе электроустановки происходит выдача команды на отключение выключателя при этом если данный выключатель не смог отключить короткое замыкание с виду своего повреждения либо каких-либо других причин отключении токов короткого замыкания выполняется посредством смежных с ним выключателей то есть происходит отключение электроустановки со всех сторон откуда может быть подано напряжение для подпитки тока короткого замыкания.

При отказе в отключение шина соединительного выключателя расположенного на подстанции происходит отключение всех присоединений данного распределительного устройства.

При работе данного устройства используются чувствительным органом который контролирует наличие короткого замыкания а также

фактическую в течение короткого замыкания то есть контролирует возможность отключения короткого замыкания выключателем и при невозможности отключения подаётся повторный импульс и так далее после прохождения второго импульса если короткое замыкание не было отключено происходит отключение всех смертных выключателей.

Данное устройство оборудуются системой проверки исправности выключателя к которому оно принадлежит дополнительно следует отметить что все команды подаваемые Воров дублируется между собой и поэтому данная система позволяет снизить последствия отключения электрооборудования в рассматриваемом районе электрических сетей

22 БМРЗ

На ПС «Ыллымах» в качестве устройства защиты присоединений с вакуумными выключателями принят блок БМРЗ, рассмотрим его подробно.

Функции защиты

Токовая отсечка (ТО)

ТО предназначена для быстрой ликвидации междуфазных коротких замыканий.

ТО выполняется с контролем трех фазных токов. Схема подключения аналоговых сигналов, в случае установки трансформаторов тока в двух фазах подключение к блоку осуществляется в соответствии с типовой инструкцией. Ступени ТО могут быть введены в действие программными ключами S101 и S102 для первой и второй ступени соответственно.

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

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

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

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

Максимальная токовая защита (МТЗ)

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

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

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

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

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

Вторая ступень МТЗ может быть использована с действием на отключение и сигнализацию или с действием только на сигнализацию. Ввод действия второй ступени МТЗ на отключение производится программным ключом S117.

Для первой ступени МТЗ с независимой времятоковой характеристикой может быть введен пуск по напряжению (программный ключ S122 - ввод контроля линейного напряжения и программный ключ S123 - ввод комбинированного пуска с контролем напряжения обратной последовательности и линейного напряжения). Условием пуска первой ступени МТЗ является снижение любого линейного напряжения ниже уставки "МТЗ РН Ул" или увеличение напряжения обратной последовательности выше уставки "МТЗ РН

U2". При использовании комбинированного пуска МТЗ по напряжению применять уставки по времени менее 0,1 с не рекомендуется

Для вывода контроля исправности цепей напряжения необходимо ввести программный ключ S150.

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

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

Ускорение МТЗ (УМТЗ)

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

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

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

Для блокировки работы УМТЗ предусмотрен сигнал "УМТЗ блок."

Логическая защита шин (ЛЗШ)

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

Организация ЛЗШ представлена в руководстве по эксплуатации ДИВГ648228.029 РЭ.

Подключение датчиков логической защиты шин может быть выполнено при параллельном или последовательном соединении, выбор осуществля-

ется программным ключом S149. По умолчанию блок реализует схему с последовательным соединением датчиков логической защиты шин.

При получении сигнала от датчиков ЛЗШ (пуск МТЗ присоединений, питающих нагрузку) первая ступень МТЗ действует с выдержкой времени, выбранной по условию селективности. При отсутствии сигнала от датчиков ЛЗШ и пуске первой ступени МТЗ срабатывание МТЗ происходит с уставкой по времени "ЛЗШ Т".

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

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

Дуговая защита (ДгЗ)

ДгЗ предназначена для защиты от дуговых коротких замыканий внутри отсека ячейки. ДгЗ обладает абсолютной селективностью. Блок реализует функцию дуговой защиты. Дуговая защита выполняется с помощью входного логического сигнала "ДгЗ". Дуговая защита может быть реализована с контролем тока (программный ключ S130). Срабатывание дуговой защиты действует на отключение выключателя.

Блок выполняет контроль исправности цепи ДгЗ. При длительном, более 2,5 с, наличии входного сигнала "ДгЗ" срабатывает реле "Вызов".

Защита от потери питания (ЗПП)

ЗПП предназначена для выявления потери питания и отключения при подпитке во внешнюю сеть.

ЗПП может быть введена в действие программным ключом S42.

Пуск защиты происходит при условии снижения частоты ниже уставки "ЗПП РЧ1", при значении хотя бы одного из фазных токов выше уставки "ЗПП РТ" и отсутствии прямого направления мощности. ЗПП срабатывает по

окончании выдержки времени "ЗПП Т" и действует на отключение и сигнализацию.

При введенном ключе S400 пуск защиты происходит при условии снижения частоты ниже уставки "ЗПП РЧ2" с контролем включенного положения выключателя.

В блоке предусмотрен ввод контроля прямого направления мощности (характеристика РНМ аналогична характеристике РНМ алгоритмов ТО и МТЗ) при включении (при условии снижения частоты ниже уставки "ЗПП РЧ1") программным ключом S401. Пуск защиты происходит при условии снижения частоты ниже уставки "ЗПП РЧ1" и значениях фазных токов, не превышающих уставку "ЗПП РТ".

При срабатывании алгоритма контроля неисправности цепей напряжения работа алгоритма ЗПП блокируется.

Для блокировки работы ЗПП предусмотрен сигнал "ЗПП блок".

Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) 4.1.7.1 ОЗЗ выполнена с контролем напряжения 3U0 и вводится в действие программным ключом S24.

ОЗЗ действует на отключение и сигнализацию или только на сигнализацию (программный ключ S21) с выдержкой времени "ОЗЗ Т".

Защита от обрыва фазы и несимметрии нагрузки (ЗОФ)

ЗОФ выполнена с контролем тока обратной последовательности. Предусмотрена возможность работы с контролем отношения тока обратной последовательности к току прямой последовательности (программный ключ S995) (в соответствии с рисунком Б.7).

ЗОФ вводится в действие программным ключом S41.

ЗОФ действует на отключение и сигнализацию или только на сигнализацию (программный ключ S40) с выдержкой времени "ЗОФ Т".

Функции автоматики и управления выключателем

Схема подключения блока к различным типам выключателей представлена в руководстве по эксплуатации

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ)

Блок обеспечивает работу алгоритма устройства резервирования при отказе выключателя присоединения (УРОВ)).

УРОВ вводится программным ключом S44. Пуск УРОВ происходит: - при срабатывании ступеней ТО; - при срабатывании ступеней МТЗ, действующих на отключение; - по назначаемому логическому сигналу "Откл. от УРОВ" от нижестоящей защиты; - по сигналу срабатывания дуговой защиты; - по сигналу срабатывания УМТЗ; - по сигналу срабатывания ЛЗШ. Срабатывание УРОВ выполняется с задержкой времени, определяемой уставкой "УРОВ Т". Возврат УРОВ осуществляется по снижению тока ниже уставки "УРОВ РТ".

В блоке реализована возможность (программный ключ S451) выдачи сигнала срабатывания УРОВ без учета выдержки времени "УРОВ Т" по сигналу "SF6 блок. упр.". Данный сигнал подключается от внешнего устройства контроля давления элегаза.

Для блокировки работы алгоритма УРОВ предусмотрен назначаемый логический сигнал "УРОВ блок."

При поступлении сигнала "Откл. от УРОВ" выдается команда на отключение выключателя без выдержки времени

Автоматическое повторное включение (АПВ)

Блок обеспечивает выполнение двукратного АПВ (в соответствии с рисунком Б.9). Первый и второй циклы АПВ могут быть введены в действие программными ключами S311, S31 соответственно. Время готовности АПВ после включения выключателя определяется временем готовности выключателя к выполнению операции включения и задается уставкой "АПВ ТЗ". Пуск АПВ происходит при: - срабатывании ТО; - срабатывании МТЗ; - самопроизвольном отключении (СО) выключателя (программный ключ S33 введен, программный ключ S58 выведен); - наличии сигнала "АПВ от ВнЗ"; - срабатывании УМТЗ; - срабатывании ЛЗШ (программный ключ S35). АПВ блокируется при: - обнаружении системой диагностики неисправности выключате-

ля; - оперативном отключении выключателя; - срабатывании УРОВ; - наличии сигнала "Откл. от УРОВ"; - наличии сигнала "АПВ запрет"; - срабатывании защиты от дуговых замыканий; - срабатывании ТО (программный ключ S317); - срабатывании УМТЗ (программный ключ S318). - пуске ОЗЗ (программный ключ S32 - действует только на второй цикл АПВ).

Время контроля результатов АПВ составляет 120 с после выдачи команды на включение выключателя. Если в течение контрольного времени происходит отключение выключателя, цикл считается неуспешным.

Автоматическое включение резерва (АВР)

Блок обеспечивает автоматическое включение резерва (в соответствии с рисунком Б.10) с выдержкой времени или без выдержки времени. Функция АВР вводится программным ключом S50.

При включенном положении выключателя условием пуска АВР с выдержкой времени является: - уровень напряжений U_{AB} и U_{BC} ниже уставки "АВР РН1 Ул" и уровень напряжения $U_{ВНР}$ (программный ключ S57) ниже уставки "АВР РН2 Ул"; - напряжение U_2 выше уставки "АВР РН U_2 " (программный ключ S506); - снижение частоты ниже уставки "АВР РЧ" (программный ключ S505).

После отработки выдержки времени "АВР Т1", при наличии сигнала "АВР разрешен" от питающего присоединения соседней секции, выдается команда на отключение выключателя ввода. При появлении дискретного сигнала "РПО" выдается команда на включение секционного выключателя ("Реле вкл. СВ") длительностью 0,8 с. Работа АВР блокируется при: - наличии сигнала "АВР запрет"; - срабатывании ТО; - срабатывании МТЗ на отключение; - срабатывании УМТЗ; - срабатывании ЛЗШ; - срабатывании дуговой защиты; - выполнении АПВ; - обнаружении системой диагностики неисправности выключателя; - наличии логического сигнала "Откл. от УРОВ"; - неисправности в цепях трансформатора напряжения (программный ключ S110). Предусмотрена возможность выполнения АВР без выдержки времени

(если нет условий блокировки АВР) при самопроизвольном отключении выключателя (программный ключ S58).

В блоке для выполнения АВР предусмотрен ввод контроля работы ЗПП (программный ключ S504) с регулируемой длительностью импульса с уставкой "АВР Т3".

В блоке для выполнения АВР при отключении выключателя по алгоритмам пользователя предусмотрен сигнал "АВР от ВнЗ". АВР по сигналу "АВР от ВнЗ" выполняется с выдержкой времени "АВР Т2".

Автоматическое восстановление схемы нормального режима (ВНР)

Блок обеспечивает автоматическое восстановление схемы нормального режима (ВНР) после АВР. ВНР выполняется только при подключении к блоку напряжения, снимаемого до выключателя ввода (УВНР). ВНР может быть введено программными ключами S50 (ввод АВР) и S51 (ввод ВНР).

После восстановления напряжения УВНР и отработки выдержки "ВНР Т1" блок выдает команду на включение вводного выключателя и через 0,5 с формирует команду отключения секционного выключателя ("Реле откл. СВ") длительностью 0,8 с. При введенном программном ключе S511 после восстановления напряжения УВНР и отработки выдержки "ВНР Т1" блок выдает команду отключения секционного выключателя ("Реле откл. СВ") длительностью 0,8 с и через время, задаваемое уставкой "ВНР Т2", команду на включение вводного выключателя при условии отсутствия напряжения на шинах.

Блок обеспечивает однократность действия ВНР. Время контроля - 120 с. Если в течение контрольного времени происходит отключение выключателя, ВНР считается неуспешным. Действие ВНР блокируется в тех же случаях, что и АВР, а также при срабатывании защит ввода (контроль срабатывания ЗПП вводится программным ключом S43 в соответствии с рисунком Б.16).

Разрешение АВР (РАВР)

Блок формирует выходной логический сигнал "Реле Разреш. АВР" который может быть назначен на свободное выходное реле. Внешними цепями данный сигнал необходимо подключить к блоку смежного ввода на сигнал

"АВР разрешен". Сигнал "Реле Разреш. АВР" выдается при наличии напряжений UAB и UBC выше уставки "РАВР РН1 Ул" и напряжения UBHP (программный ключ S57) выше уставки "РАВР РН2 Ул". Выдача сигнала "Реле Разреш. АВР" блокируется при: - наличии напряжения обратной последовательности U2 (программный ключ S501) выше уставки "РАВР РН U2"; - пуске ОЗЗ (программный ключ S55); - снижении частоты ниже уставки РАВР РЧ (программный ключ S59); - обнаружении системой диагностики неисправности выключателя.

Функции управления выключателем и другие функции автоматики

Описание функций управления выключателем, а также рекомендованная схема подключения блока к различным видам выключателей приведены в руководстве по эксплуатации ДИВГ.648228.029 РЭ. Алгоритмы отключения и включения выключателя выполняются в соответствии с рисунками Б.13, Б.14, Б.15, Б.16.

Формирование команд управления выключателем делится на: - оперативное управление; - управление по срабатыванию защит и автоматики.

Оперативное управление выключателем

Управление выключателем (включение и отключение) возможно только в одном режиме управления в один момент времени. Блок допускает три режима управления: - местное управление кнопками на пульте (МУ); - дистанционное управление по дискретным сигналам; - дистанционное управление по сигналам АСУ.

Изменение режима управления "Местное" – "Дистанционное" происходит при нажатии кнопки "МУ" на лицевой панели. При местном режиме управления горит светодиод "МУ" на лицевой панели. Местное управление выключателем осуществляется с кнопок "ВКЛ" и "ОТКЛ" на лицевой панели.

При местном управлении формирование команд включения и отключения выключателя возможно только с пульта, команды по дискретным сигналам и по каналам АСУ блокируются.

При введенном программном ключе S781 режим управления "Местное" блокируется, управление выключателем осуществляется по дискретным сигналам или сигналам АСУ.

Дистанционное оперативное управление по дискретным сигналам "ОУ Включить", "ОУ Отключить" осуществляется при отсутствии сигнала на логическом входе "ОУ".

При введенном программном ключе S780 команда отключения по дискретному входу "ОУ Отключить" выполняется вне зависимости от выбранных режимов оперативного управления.

Дистанционное оперативное управление по сигналам АСУ осуществляется при наличии сигнала на логическом входе "ОУ". При этом оперативное управление выключателем осуществляется по сигналам АСУ "АСУ_Включить", "АСУ_Отключить".

Включение выключателя

Включение выключателя осуществляется замыканием выходного реле "Включить", контакт которого рекомендуется последовательно соединить с внешним промежуточным реле, управляющим электромагнитом включения.

Выдача команды включения блокируется при: - наличии команды отключения выключателя; - обнаружении системой диагностики неисправности выключателя; - отсутствии или наличии сигнала (программный ключ S712) на дискретном входе "Ав. ШП/Пружина"; - наличии назначаемых сигналов "SF6 блок. упр." или "Включение блок."

Дискретный вход "Ав. ШП/Пружина" предназначен для подключения: - контакта положения автоматического выключателя питания цепи включения выключателя с зависимым типом привода (электромагнит включения); - контакта взведенной пружины, в случае применения выключателя с независимым типом привода (включение осуществляется предварительно взведенной пружиной). Программный ключ S712 предназначен для возможности использования размыкающих контактов положения автоматического выключателя или взведенной пружины.

Реле "Включить" удерживается во включенном состоянии до выполнения команды (появление сигнала "РПВ"). В блоке предусмотрена возможность выдачи импульсной команды включения длительностью "Вкл. Тимп". Длительность уставки "Вкл. Тимп" должна быть больше собственного времени включения выключателя, но меньше времени термической стойкости электромагнита включения. Ввод импульсного способа выдачи команды включения производится программным ключом S710.

Блок обеспечивает контроль синхронизма (КС) между напряжением секции шин и напряжением до вводного выключателя (ко входу UBHP необходимо подключить UBC трансформатора напряжения (ТН), устанавливаемого до вводного выключателя) при: - оперативном включении (РВ) (программный ключ S631) (блокировка КС при РВ без напряжений вводится программным ключом S634); - АПВ (программный ключ S632); - ВНР (программный ключ S633). Для обеспечения синхронизма двух напряжений необходимо выполнение следующих условий: - напряжения должны превышать уставку "Синх. $U >$ "; - напряжение на сборных шинах U_2 должно быть меньше уставки "Синх. $U_2 <$ "; - разность действующих значений напряжений должна быть меньше уставки "Синх. dU "; - разность частот напряжений должна быть меньше уставки "Синх. dF "; - модуль угла между напряжениями должен быть меньше уставки "Синх. Φ ".

Сравнение действующих значений напряжений производится по первичным значениям. При разных коэффициентах трансформации необходимо задать коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения. При разных соединениях обмоток трансформаторов напряжения необходимо компенсировать поворот фазы уставкой "Синх. $\Phi_{пов}$ ". При определении угла между напряжениями UBC и UBHP, напряжение UBHP поворачивается на угол, равный "Синх. $\Phi_{пов}$ ", в положительном направлении (против часовой стрелки). При формировании сигнала "Включение с КС" на время, определяемое уставкой "СИНХР Т", осуществляется пуск алгоритма КС. Если в течение этого времени настанет синхронизм двух напряжений, выдается команда

на включение выключателя. В противном случае, работа алгоритма прекращается, в журнале аварий формируется запись "Отсутствие синхронизма при попытке включения". При вводе отличного от нуля значения уставки "ТВКЛ. СОБСТ.", задающей собственное время включения выключателя, активизируется функция улавливания синхронизма. Команда включения выключателя выдается с упреждением момента наступления синхронизма напряжений на время "ТВКЛ. СОБСТ.". При использовании ВНР с КС необходимо согласовать уставку "ВНР РН Ул" и уставку "Синхр. U>". При использовании АПВ с КС время включения выключателя может увеличиться на время, определяемое уставкой "СИНХР Т".

Отключение выключателя

Отключение выключателя осуществляется замыканием выходного реле "Отключить", контакт которого рекомендуется последовательно соединить с внешним промежуточным реле, управляющим электромагнитом отключения.

Выдача команды отключения блокируется при наличии назначаемого сигнала "SF6 блок. упр." (сигнал снижения давления элегаза).

При срабатывании защит ЗОФ, первой ступени ОЗЗ, ДгЗ, ТО, действующих на отключение, возможна блокировка оперативного включения (программные ключи S985, S986, S987, S988 соответственно), сброс блокировки осуществляется квитированием сигнализации.

Реле "Отключить" удерживается во включенном состоянии до исчезновения сигнала на отключение выключателя и выполнения команды отключения (наличие сигнала "РПО" в течение времени "Откл. Т"). В блоке предусмотрена возможность выдачи импульсной команды отключения длительностью "Откл. Тимп". Длительность уставки "Откл. Тимп" должна быть больше собственного времени отключения выключателя, но меньше времени термической стойкости электромагнита отключения. Ввод импульсного способа выдачи команды отключения производится программным ключом S710.

Блок обеспечивает обнаружение СО выключателя

Функции сигнализации

В блоке предусмотрено формирование сигналов "Авар. откл." , "Вызов" "Отказ БМРЗ" и "Неиспр. выкл, "Q включен" и "Q отключен".

В блоке предусмотрен вывод срабатывания выходного реле "Вызов" при: срабатывании второй ступени МТЗ (программный ключ S800); срабатывании ЗОФ (программный ключ S801); СО выключателя (программный ключ S802); неисправности выключателя (программный ключ S803); неисправности ТН (программный ключ S804); снижении давления элегаза (программный ключ S805); срабатывании ОЗЗ (программный ключ S806); срабатывании ЗПП (программный ключ S821); отключении по АВР (программный ключ S822); неуспешном ВНР (программный ключ S823); неисправности цепей напряжения UBHP (программный ключ S824).

Квитирование сигнализации производится с пульта нажатием кнопки "КВИТ", по сигналу "Квитир. внеш." или подачей соответствующей команды от АСУ или ПЭВМ (в соответствии с рисунком Б.18).

Блок реализует алгоритм контроля цепей ТН. Алгоритм контроля цепей ТН позволяет определять обрывы цепей напряжения. При неисправности цепей ТН через время "КЦН Т" выдается сигнал "Реле Вызов". Ввод контроля цепей ТН производится программным ключом S711. Контроль положения автоматического выключателя цепей напряжения осуществляется сигналом "Ав. ТН. откл.", при отсутствии сигнала осуществляется срабатывание алгоритма контроля неисправности ТН без выдержки времени. При исправных цепях ТН и протекании тока через выключатель в блоке может быть осуществлена диагностика цепей UBHP. Для ввода диагностики необходимо ввести программный ключ S721. Диагностика осуществляется по факту наличия напряжения на шинах и отсутствия напряжения UBHP. При использовании функции КС (программные ключи S631, S632, S633) диагностика осуществляется по факту наличия синхронизма напряжений на шинах и напряжения UBHP.

Блок осуществляет контроль цепей положения выключателя, при одинаковом сигнале на дискретных входах "РПО" и "РПВ" с выдержкой времени

выдается сигнал неисправности цепей выключателя. При наличии двух электромагнитов отключения предусмотрен сигнал "РПВ 2", ввод в действие осуществляется программным ключом S416.

Блок осуществляет контроль выполнения операций включения и отключения, при длительном выполнении операции выдается сигнал неисправности выключателя.

Блок осуществляет контроль положения автоматического выключателя цепи питания включения выключателя (зависимый привод) или превышения времени взвода пружины (независимый привод). С выдержкой времени "Неисп Т2" выдается сигнал неисправности выключателя. Выбор типа привода осуществляется программным ключом S713, по умолчанию осуществляется контроль времени взвода пружины. Программный ключ S712 предназначен для возможности использования размыкающих контактов положения автоматического выключателя или взведенной пружины.

При получении сигнала "SF6 блок. упр." выдается сигнал неисправности выключателя.

При срабатывании алгоритма УРОВ выдается сигнал неисправности выключателя.

В блоке обеспечивается формирование сигналов положения выключателя бесконтактным выходом "Q включен" и "Q отключен".

Сигнал "Выкл. отключен" выдается при отключенном положении выключателя. При ручном отключении выключателя сигнал выдается постоянно, если выключатель отключен действием защит или автоматики - выдается мигающий сигнал с частотой 1 Гц. Сигнал "Выкл. включен" выдается при включенном положении выключателя. При оперативном включении выключателя сигнал выдается постоянно, если выключатель был включен по действию автоматики - выдается мигающий сигнал с частотой 1 Гц. Сигналы "Q включен" и "Q отключен" приводятся в состояния, соответствующие положению выключателя, при квитировании, ручном включении (РВ) и ручном отключении (РО) соответственно. Бесконтактные выходы "Q включен" и "Q

отключен" предназначены для коммутации активной нагрузки постоянного или переменного тока. При коммутации индуктивной нагрузки постоянного тока необходимо у нагрузки устанавливать демпфирующие диоды. При коммутации емкостной нагрузки или ламп накаливания мощностью более 15 Вт необходимо ограничивать импульс тока до 0,7 А.

23 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Расчет экономических показателей при реконструкции систем электро-снабжения либо подстанции имеет очень важное значение он определяет величину капиталовложений в реализацию данного проекта Поэтому в данном разделе выполняем расчёт стоимости как распределительных устройств так и силовых трансформаторов дополнительно будет выполнен расчет постоянной части затрат которая включает в себя различные затраты при реализации проекта в последующем будут выполнены расчет издержек начисляемых на амортизацию основного оборудования в течение года а также издержек слаймов на ремонт и эксплуатацию оборудования куда включаются и заработной платы ремонтного персонала покупку дополнительных запчастей и так далее

Определяем стоимость РУВН, НН ПС «Ыллымах»:

$$K_{py} = (N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (93)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2020 год (равен 4,28)

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3 [9]:

$N_{яч35}$ - количество ячеек выключателей 35 кВ:

$K_{яч35}$ - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч10}$ - количество ячеек выключателей 10 кВ

$K_{яч10}$ - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = (2 \cdot 1,2 + 0,085 \cdot 10) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 18,08 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость трансформаторов на ПС «Ыллымах»:

$$K_{тр} = N_{тр} \cdot K_{тр} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (94)$$

где $N_{тр}$ - количество трансформаторов 35 кВ:

K_{mp} - стоимость одного трансформатора 35 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{mp} = 2 \cdot 0,8 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 8,9 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянную часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (95)$$

где $K_{пост}$ - постоянная часть затрат в ценах 2000 года [9]:

$$K_{пост} = 5,4 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 30,04 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС «Ыллымах»:

$$K_{nc} = K_{py} + K_{mp} + K_{пост} = 18,08 + 8,9 + 30,04 = 57,02 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам2} \quad (96)$$

где $\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (97)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования (для ПС 20 лет) [9]

$$I_{AM} = 57,02 \cdot \frac{1}{20} = 2,85 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭКС} = I_{ЭКС.ПС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (98)$$

где $\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС) [9]:

$$I_{ЭКС} = 57,02 \cdot 0,059 = 3,36 \text{ (млн. руб.)}$$

24 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

24.1 Безопасность работы

При выполнении работ в электроустановках должны соблюдаться требования всех норм и правил в области охраны труда а также безопасного выполнения работ в электроустановках рассмотрим. Основные требования предъявляемые к технике безопасности при работе в распределительных устройствах: допускается выполнять работы на выкатной тележке выключателя в случае если она выкачена в ремонтное положение при этом шторки высоковольтного отсека должны быть закрыты на замок и на них должен быть установлен плакат «стой напряжение» на самой тележке устанавливается плакат работать здесь

При выполнении какой-либо работы на присоединенном комплектного распределительного устройства оборудование сама тележка также должна быть выключена в ремонтное положение но в случаях если я тележка установлена в контрольное положение должна быть блокировка между заземляющие ножами и самой тележкой.

В случае если есть необходимость опробования выключатель в воспитательном положение все работы на отходящих присоединений должны быть завершены либо должна иметься блокировка между заземляющим устройством и ячейкой комплектного распределительного устройства.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при работе на комплектных трансформаторных подстанциях, в частности без отключения питания допускается выполнять только осмотр электрооборудования а также небольшие ремонтные работы которые выполняются стоя на площадке с соблюдением всех требований по допустимому расстояния от токоведущих частей до обслуживающего персонала при этом если условия по минимальному расстоянию не могут быть выполнены следовательно электрооборудование должно быть отключено.

Работники выполняющие какие-либо работы в комплектных трансформаторных подстанциях допускаются только после того как рабочие места будут подготовлены и будет отключена подача напряжения на рабочее место со всех сторон откуда она может быть осуществлена.

При этом следует отметить что на трансформаторных подстанциях в которых отсутствует стационарные ограждения все приводы коммутационных аппаратов должны быть на закрыты на замок лестницы и площадки должны быть заблокированы с разъединителями этаже заперты на замок

24.2 Экологичность работы.

На подстанции «Ыллымах» устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН 630/35/10 с размерами (м) $1,58 \times 1,05 \times 1,63$ и массой масла 0,57 т.

В данном разделе рассмотрим подробно расчет геометрических параметров маслоприемника.

На рисунке 13 представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

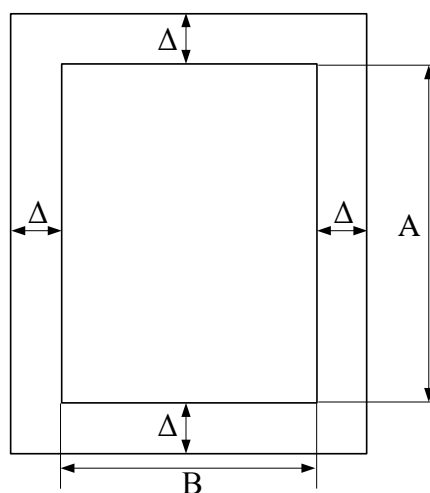


Рисунок 13 – Маслоприемник вид сверху

Находим объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} = \frac{0,57}{0,88} = 0,65 \text{ (м}^3\text{)} \quad (99)$$

где M – масса масла 5,35 тонн.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

Находим площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{мт}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (1,58 + 2 \cdot 0,6) \cdot (1,05 + 2 \cdot 0,6) = 6,26 \text{ (м}^2\text{)} \quad (100)$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника [12]:

Площадь боковой поверхности:

$$S_{\text{он}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (1,58 + 1,05) \cdot 2 \cdot 1,36 = 7,15 \text{ (м}^2\text{)} \quad (101)$$

где H – высота трансформатора (м)

Нормированный коэффициент [11]:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Находим объем воды:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{мт}} + S_{\text{он}}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (6,26 + 7,15) \cdot 10^{-3} = 4,83 \text{ (м}^3\text{)} \quad (102)$$

Находим объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды

$$V_{\text{тмH}_2\text{O}} = V_{\text{трм}} + 0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,65 + 0,8 \cdot 4,83 = 4,51 \text{ (м}^3\text{)}$$

Находим глубину маслоприемника для приема всей жидкости $V_{\text{тмH}_2\text{O}}$

$$H_{\text{мт}} = \frac{V_{\text{тмH}_2\text{O}}}{S_{\text{мт}}} = \frac{4,51}{6,26} = 0,72 \text{ (м)} \quad (103)$$

Высота гравийной подушки [11]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки [11]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника

$$H_{nml} = H_{ml} + H_{en} + H_z = 0,72 + 0,05 + 0,25 = 1,02 \text{ (м)} \quad (104)$$

24.3 Чрезвычайные ситуации

На подстанции «Ыллымах» как и на любом другом объекте электроэнергетики могут возникать различные чрезвычайные ситуации в том числе и пожарная ситуация также удары распределительное устройство и другие при этом следует отметить что установка современных вакуумных выключателей позволяет в должной мере обеспечить пожаробезопасность распределительного устройства.

Применение современных материалов и современного оборудования позволяет в значительной степени снизить вероятность возникновения пожара а дополнительно сюда включаются и организационно-технические мероприятия которые в значительной степени также снижает вероятность возникновения нештатной ситуации.

Снижение вероятности возгорания заключается в использовании мало горючих материалов дополнительно они предусматривают снижение температуры в очаге возгорания и поддержание минимального а значение давления по условиям возгорания.

Рассмотрим также мероприятия которые предусматриваются при эксплуатации электрооборудования на подстанции лома в частности это снижении количества используемых горючих веществ а дополнительная специальная размещение материалов предупреждения и предотвращения возгорания а

также предотвращение распространения за пределы очага возгорания 1С использование различной конструкции которые обладают определенными свойствами по огнестойкости.

Очень важное значение при локализации возгорания на подстанции «Бллымах» отдаётся различным преградам и разрывам также огнезащитной перегородкам которые позволяют ограничить распространение огня внутри здания либо внутри и каких-либо сооружений.

При использовании система пожаротушения на подстанции ломах сюда включаются различные пожарная машины пожарная сигнализация огнетушителя различного назначения специальный инструмент личного состава а также пожарные гидранты при этом наибольшее распространение имеют установки водяного пожаротушения как наиболее экономичные и эффективные средства борьбы с возгорания мина электроустановках.

При ликвидации возгорания с помощью распыленных струй воды необходимо персоналу пожарной бригады получить специальное разрешение то есть допуск к тушению пожара в котором указано что всё электрооборудования напряжением выше и 0,4 кВ отключена и заземлено но при этом оборудовании в ниже уровня заданного напряжения может быть потушено распределёнными струями воды на расстоянии не менее 5 метров и находится под напряжением.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе решается одним из самых сложных вопросов по модернизации систем электроснабжения поселка «Ыллымах» Республики Саха - Якутия в котором остро стоит проблема надежности электроснабжения в частности питание осуществляется по одноцепной воздушной линии электропередач, что определяет периодическое отключение электрической энергии

В работе представлен один из вариантов решения данной проблемы в частности повышение надежности электроснабжения связанные с реконструкцией как самой подстанции так и систем электроснабжения в целом. При выполнении данной работы были решены различные задачи в области расчета электрических нагрузок а также выбора оборудования как в системе электроснабжения так и на подстанции, дополнительно выполнен расчет токов короткого замыкания и проведены расчеты в области молниезащиты, заземления, релейной защиты и автоматики

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

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

13 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003

14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.

16 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.

17 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

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

19 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

20 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет электрических нагрузок

Номер КТП	$P_{P0,4}$ (кВт)	$Q_{P0,4}$ (квар)	$S_{P0,4}$ (кВА)
КТП-1	65,23	13,25	66,56
КТП-2	345,26	81,23	354,69
КТП-3	325,1	79,27	334,62
КТП-4	215,2	58,69	223,06

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет коэффициентов загрузки КТП

Номер КТП	$S_{P0,4}$ (кВА)	$S_{Тном}$ (кВА)	N (шт)	$K_{зф}$
КТП-1	66,56	100	1	0,66
КТП-2	354,69	400	1	<u>0,88</u>
КТП-3	334,62	400	2	0,42
КТП-4	223,06	400	1	0,55

ПРИЛОЖЕНИЕ В Определение расчетных мощностей на стороне 10 кВ

Номер КТП	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)	$P_{рвн}$ (кВт)	$Q_{рвн}$ (квар)	$S_{рвн}$ (кВА)
1	1,68	2,46	2,98	66,91	15,71	69,54
2	3,71	11,98	12,54	348,97	93,21	367,23
3	3,11	16,55	16,84	328,21	95,82	351,46
4	2,96	7,59	8,15	218,16	66,28	231,21
Сумма				962,25	271,02	1019,44