

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный профессионально-педагогический
университет»

**РАЗРАБОТКА ПРОЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ РАЙОННОЙ СЕТИ
НАПРЯЖЕНИЕМ 110/10 кВ**

Выпускная квалификационная работа
по направлению подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение (по
отраслям)
профилю подготовки «Энергетика»
специализации «Энергохозяйство предприятий, организаций, учреждений и
энергосберегающие технологии»

Идентификационный код ВКР: 148

Екатеринбург 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный профессионально-педагогический
университет»
Институт инженерно-педагогического образования
Кафедра электрооборудования и энергоснабжения

К ЗАЩИТЕ ДОПУСКАЮ:
Заведующая кафедрой ЭС
_____ А.О. Прокубовская
« _____ » _____ 2017 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

РАЗРАБОТКА ПРОЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ РАЙОННОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/10 кВ

Исполнитель:
студент(ка) группы ЭС-402

(подпись)

Е.А. Бушенкова

Руководитель:
ст. преподаватель кафедры ЭС

(подпись)

Ю.А. Юксеев

Нормоконтролер:
ст. преподаватель кафедры ЭС

(подпись)

Т.В. Лискова

Екатеринбург 2017

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа выполнена на 62 страницах, содержит 29 таблиц, 12 рисунков, 25 источников литературы, а так же приложения на 10 страницах.

Ключевые слова: ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, НАПРЯЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ТОК, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.

Бушенкова Е.А. Разработка проекта реконструкции районной сети напряжением 110/10кВ/ Е.А. Бушенкова; Рос. гос. проф.-пед. ун-т, Ин-т инж.-пед. образования, Каф. электрооборудования и электроснабжения. – Екатеринбург, 2017. – 62 с.

Краткая характеристика содержания ВКР:

1. Тема выпускной квалификационной работы «Разработка проекта реконструкции районной сети напряжением 110/10 кВ».

2. Цель работы: разработать проект реконструкции районной электрической сети напряжением 110/10 кВ.

3. В ходе выполнения выпускной квалификационной работы выполнены: выбор силовых трансформаторов, высоковольтных аппаратов, токоведущих частей, и другого оборудования подстанции, расчет релейной дифференциальной токовой защиты и защиты от перегрузок, расчет нормальных и аварийных установившихся режимов сети, разработка организационно-экономических вопросов.

4. Поставленные задачи по выполнению проекта реконструкции выполнены, одобрены сетевой компанией и рекомендованы к внедрению при дальнейшей углубленной разработке.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/10 кВ.....	9
1.1 Описание потребителей электрической сети.....	9
1.2 Описание имеющейся электрической сети напряжением 110/10 кВ	9
1.3 Сечение линии электропередач	10
1.4 Количество и номинальная мощность трансформаторов применяемых в действующей схеме	11
1.5 Оборудование подстанции для стороны 110 кВ и стороны 10 кВ в действующей схеме	11
1.6 Заключение о необходимости реконструкции районной сети напряжением 110/10 кВ	11
2. ПРОЕКТ РЕКОНСТРУКЦИИ РАЙОННОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/10 кВ.....	13
2.1 Требования к потребителям районной сети напряжением 110/10 кВ	13
2.2 Расчет районной сети напряжением 110/10 кВ.....	14
2.2.1 Анализ варианта реконструкции сети напряжением 110/10 кВ	14
2.2.2 Выбор сечений линий электропередачи.....	15
2.2.3 Выбор сечений линий электропередачи.....	17
2.2.4 Выбор количества и номинальной мощности трансформаторов	18
2.2.5 Расчет установившихся режимов.....	24

2.2.6	Выбор главной схемы подстанции.....	25
2.2.7	Расчет токов короткого замыкания.....	28
2.2.8	Выбор оборудования подстанции для стороны 110 кВ	32
2.2.9	Выбор оборудования подстанции для стороны напряжением 10 кВ	37
2.2.10	Выбор мощности трансформаторов собственных нужд и схемы питания потребителей собственных нужд.....	42
2.2.11	Выбор оперативного тока	45
2.2.12	Расчет релейной защиты и автоматики	47
2.3	Экономическое обоснование проекта реконструкции районной сети напряжением 110/10 кВ.....	50
2.4	Заключение по проекту реконструкции районной сети напряжением 110/10 кВ	55
3.	МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	57
3.1	План урока практического обучения.....	57
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	61
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	62
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б	
	ПРИЛОЖЕНИЕ В	
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г	

ВВЕДЕНИЕ

Основная цель выполнения выпускной квалификационной работы заключается в понимании и усвоении принципов проектирования, реконструкции сетей электрических систем, а так же овладение методами расчета и анализа их установившихся режимов.

Электрические сети служат для передачи электроэнергии от электростанции и распределения ее между потребителями.

Электрические сети должны обеспечивать надёжное электроснабжение потребителей и требуемое качество электроэнергии. При этом работа сетей должна соответствовать требованиям наибольшей экономичности это относится и к условиям проектирования, и к условиям эксплуатации

В данной работе необходимо было выполнить расчеты установившихся режимов, в связи с реконструкцией сетевого района, опираясь на экономические критерии, использовать программное обеспечение для сложных электрических систем.

При выборе варианта реконструкции сети сформулировать требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии. Эти требования определяют основные принципы построения схем сети, число линий электропередачи и трансформаторов на подстанциях учитывать климатические условия района, по которым определяются типы и конструкции опор, длины пролета и стоимость сооружения линии электропередачи.

Задача выбора оптимального варианта любого энергетического объекта, в том числе и электрических сетей различных номинальных напряжений, осуществляющих распределение электроэнергии по территориям разной площади. Решается на основе сопоставления конкурентоспособных вариантов по технико-экономическим показателям, с использованием критерия минимума приведенных затрат. В их состав входят

капиталовложения, издержки на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание, затраты на компенсацию потерь мощности и электроэнергии и вероятный ущерб от перерывов электроснабжения потребителей. Электрические сети должны также обладать гибкостью, приспособленностью для создания необходимых режимов, возможностью дальнейшего развития и подключения новых потребителей.

Для построения рациональной конфигурации сети для заданного расположения потребителей намечаются несколько вариантов, из которых на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший. Этот вариант должен обладать необходимой надежностью, экономичностью и гибкостью.

При выборе варианта схемы сети необходимо иметь определённые знания по следующим положениям:

1. Передача электроэнергии от источника к потребителям производится по самому короткому расстоянию.

2. Разработку вариантов следует начинать с простых схем, требующих меньшего количества линий и оборудования. К числу таких вариантов относятся схемы линии магистрального и замкнутого типов.

3. Наряду с простыми вариантами рассматриваются и варианты схем с увеличенными капиталовложениями, но имеющие повышенную надежность электроснабжения и большую эксплуатационную гибкость. К подобным схемам относятся смешанные магистрально-радиальные схемы.

4. К использованию сложных и дорогих схем сетей переходят лишь в тех случаях, когда простые схемы неудовлетворительны по техническим требованиям и критериям (например, при завышенных сечениях проводов, необходимых по допустимому нагреву, при неприемлемых потерях напряжения и т.п).

5. Из всех вариантов целесообразно выбрать схемы сети, построенные по двум различным принципам:

- с односторонним питанием;
- замкнутого (кольцевого) типа.

При разработке реконструкции электроснабжения потребителей должны быть учтены следующие обстоятельства:

1. Наличие существующих линий между источником питания и проектируемыми подстанциями, что однозначно определяет питание узлов нагрузки, находящихся вблизи существующих линий, через эти линии.

2. Целесообразно проектировать вновь сооружаемые линии электропередачи на том же классе напряжения, что и существующие.

В выпускной квалификационной работе одной из задач является определение о количестве линий электропередачи для каждого потребителя. При этом замкнутая схема приравнивается по надежности к системе электроснабжения по двум линиям. Количество присоединяемых к линиям электропередачи потребителей не ограничивается. Выбранная схема сети в значительной степени влияет на схемы подстанции.

При составлении схемы подстанции руководствуются следующими соображениями. Для каждого потребителя первой и второй категорий на подстанции устанавливаются два понижающих трансформатора с распределительным устройством на высокой стороне, с выключателями в цепях линий.

Одной из задач данного проекта является применение его в распределительных сетях 110 кВ; для ответственных подстанций, присоединенных к линиям 110 кВ в рассечку.

Объектом исследования является электрическая сеть.

Предметом исследования является элементы электрической сети.

Цель: спроектировать реконструкцию районной электрической сети.

Задачи:

- разработать вариант реконструкции действующей районной электрической сети напряжением 110/10 кВ;
- определить сечение линий электропередач;
- определить количество и номинальную мощность трансформаторов;

- произвести расчет установившихся режимов;
- спроектировать главную схемы ПС;
- произвести расчет токов короткого замыкания;
- определить оборудование для стороны 110 кВ и стороны 10 кВ;
- произвести расчет релейной защиты;
- определить мощность трансформаторов собственных нужд и
схемы питания потребителей собственных нужд;
- произвести расчет экономической части;
- выполнить методическую часть.

1. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/10 кВ

1.1 Описание потребителей электрической сети

Реконструируемая подстанция является тупиковой ПС подстанцией и запитывает потребителей различной степени категоричности электроснабжения. В состав которой входит: жилой комплекс из 70 домов третьей категории, городская больница и роддом – первой категории, промышленный комплекс состоящий из: завода «Минвата» –первой катерогии, Комбикормового завода – второй категории, Молокозавода у которого необходимо перепрофилировать категоричность с третьей на вторую.

1.2 Описание имеющейся электрической сети напряжением 110/10 кВ

В данном варианте, представленном на рисунке 1, узел 16 присоединяется к действующей сети посредством двух одноцепных линий электропередачи на стальных опорах, отнесенных к узлам 1 и 3. Общая длина линий 68 км. При таком подключении узла 16 произведена установка пяти выключателей высокого напряжения.

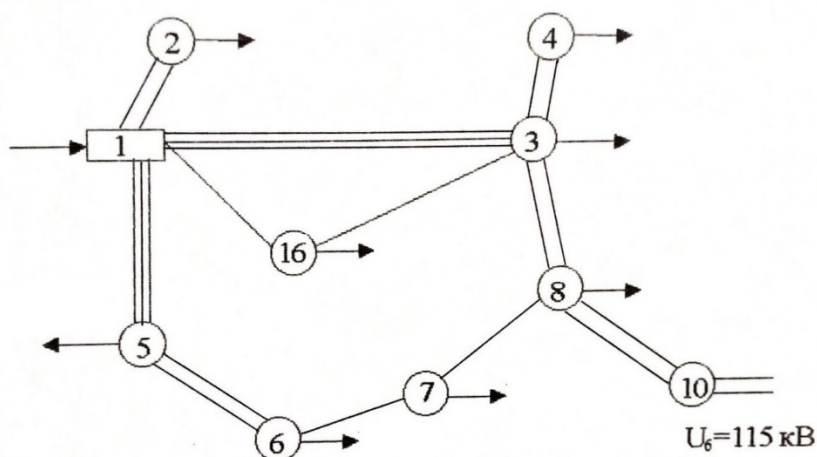


Рисунок 1 – Схема действующей сети

1.3 Сечение линии электропередач

Значение токов на участках цепи линий электропередач приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Значение токов на участках цепи линий электропередач

Участок цепи	1 – 2	1 – 3	3 – 4	3 – 8	3 – 16	1 – 16	8 – 10	8 – 7	7 – 6	6 – 5	1 – 5
I, А	467	1431	233	392	272	426	139	27	144	576	1043

На всех линиях применяются стальные опоры, так как электрическая сеть находится в зоне Урала, имеющей район по гололеду - 2. Сечения на участках линии электропередач приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Сечения линий электропередач

Линия	$n_{л}$	$F, \text{мм}^2$	$I_{доп.}, \text{А}$	$I_{ав.}, \text{А}$
3-16	1	240	732	957
1-16	1	240	732	154
3-8	2	240	732	342,9
7-8	1	240	732	171
6-7	1	240	732	171
5-6	2	240	732	527
1-5	3	240	732	497
1-3	3	240	732	715,25

1.4 Количество и номинальная мощность трансформаторов применяемых в действующей схеме

Количество и номинальная мощность трансформаторов применяемых в действующей схеме приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Тип и номинальная мощность трансформаторов применяемых в действующей сети

Тип и мощность трансформатора	Каталожные данные					
	$U_{вн.},$ кВ	$U_{к},$ %	$P_{к.з.},$ кВт	$P_{xx},$ кВт	$I_{xx},$ %	$U_{нн.},$ кВ
ТРДН-25000/110	115	10,5	120	25	0,7	11
ТРДН-16000/110	115	10,5	85	19	0,7	10,5

1.5 Оборудование подстанции для стороны 110 кВ и стороны 10 кВ в действующей схеме

Оборудование подстанции для стороны 110 кВ и стороны 10 кВ в действующей схеме приведены в таблице 4.

Таблица 4– Оборудование подстанции для стороны 110 кВ и стороны 10 кВ

Сторона подстанции	Выключатель	Разъединитель	Трансф-р тока	Трансф-р напряжения
110 кВ	ВМТ-110Б-20	РНД110/630У 3	ТФЗМ-110- У1	НКФ-110-58
10 кВ	МГГ-10-3150- 45У3	РДЛН-10	ТШЛ-10-У3	НАМИ-10-66

1.6 Заключение о необходимости реконструкции районной сети напряжением 110/10 кВ

В связи с развитием производства, расширением молочной продукции и увеличением мощностей, для потребителя - Молочный завода необходимо выполнить смену с третьей категории на вторую. При этом необходима замена устаревшего оборудования со стороны высокого и низкого напряжения, и

снижение потерь в итоге проектирования реконструкции электрической сети напряжением 110/10 кВ.

2. ПРОЕКТ РЕКОНСТРУКЦИИ РАЙОННОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/10 кВ

2.1 Требования к потребителям районной сети напряжением 110/10 кВ

Наш вариант реконструкции сети должен обеспечивать полезный одинаковый отпуск электроэнергии потребителям при заданном режиме потребления (мощности нагрузки). Так же должен обеспечивать необходимую надежность, под которой понимается способность выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в условиях, оговоренных в нормативных документах. Требования к надежности электроснабжения определяются «Правилами устройств электроустановок» (ПУЭ) в зависимости от категорий электроприёмников. В соответствии с ПУЭ все электроприёмники по требуемой степени надежности разделены на три категории.

К первой категории относятся электроприёмники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства эти электроприёмники должны обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Электроснабжение при аварийном отключении одного из них обеспечивается вторым. В качестве таких независимых источников могут быть, в частности, две системы шин одной подстанции, питающейся от двух источников. Перерыв в электроснабжении потребителей первой категории может быть допущен только за время автоматического ввода резервного питания.

Электроприёмники второй категории – электроприёмники, перерыв электроснабжения которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Эти электроприёмники рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, при этом допустим перерыв электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной бригадой.

Электроприёмники третьей категории – все остальные электроприёмники. Электроснабжение этих электроприёмников может выполняться от одного источника питания при условии, что перерыв электроснабжения, необходимый для ремонта или замены поврежденного элемента сети, не превышает суток.

На основании приведенных выше обстоятельств, в проекте решается вопрос о необходимом количестве линий электропередачи для подстанции. При этом замкнутая схема приравнивается по надежности к системе электроснабжения по двум линиям.

2.2 Расчет районной сети напряжение 110/10 кВ

2.2.1 Анализ варианта реконструкции сети напряжением 110/10 кВ

В данном варианте реконструкции сети, представленном на рисунке 2, реконструируемый узел 16 присоединяется к действующей сети через узел 1, посредством двух одноцепных линий электропередачи на стальных опорах. Длина одной линии 36 км. При таком подключении узла 16 потребуются установка четырёх выключателей высокого напряжения по концам линии. В этом варианте обеспечивается надежность питания потребителей, а так же

минимизация потерь, за счет равномерной загрузки обеих воздушных линий и малой протяженности линий электропередачи от источника до потребителя

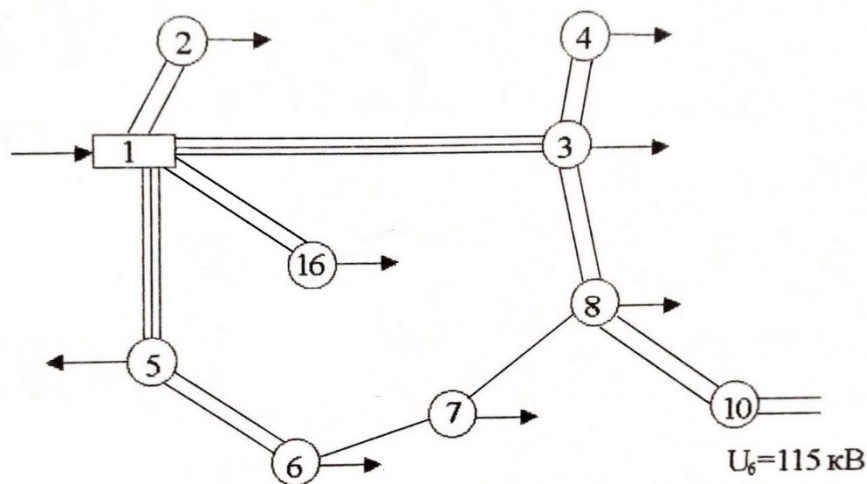


Рисунок 2 – Схема реконструируемой сети

2.2.2 Выбор сечений линий электропередачи

Для выбора сечений необходимо определить токи в узлах и сети. Расчет токов в замкнутой сети выполняется на основе модулей токов нагрузок с использованием первого закона Кирхгофа. Токи в кольце рассчитываются по правилу моментов в длинах.

Узловые токи нагрузки определяются по соотношению

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}, \quad (1)$$

где P - активная мощность узла кВт;

U - номинальное напряжение сети кВ;

$\cos \varphi$ - коэффициент мощности нагрузки в узле.

Расчет параметров режима сложно замкнутой сети производим методом разнесения нагрузки.

Находим эквивалентную длину участка 3-1:

$$I_{16} = I_{16} \cdot \left(\frac{l_{1-16}}{l_{1-16}} + l_{1-16} \right) = 81,5 \text{ A};$$

$$I_1^H = I_3' + I_{16}'' = 957 + 81,5 = 1038,5 \text{ A};$$

$$L'_{1-3} = l_{1-16} + l_{3-16} = 32 + 36 = 68 \text{ км};$$

$$L''_{1-3} = \frac{l_{1-3}}{3} \cdot \frac{l_{1-16} + l_{3-16}}{\left[\frac{l_{1-3}}{3} + (l_{1-16} + l_{3-16})\right]} = \frac{67}{3} \cdot \frac{32 + 36}{\left[\frac{67}{3} + (36 + 32)\right]} = 16,8 \text{ км}.$$

Для кольцевой сети 8-3-1-5-6-7-8 узел 8 является балансирующим. Ток на головном участке 8-3 определяется по правилу моментов токов как показано на рисунке 3.

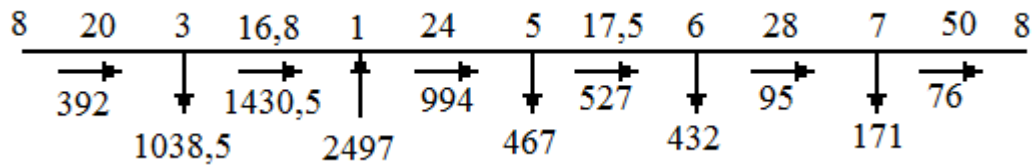


Рисунок 3 – Токораспределение в кольце, «разрез» по узлу 8

Расчет токов для кольцевой сети 8-3-1-5-6-7-8:

$$I_{8-3} = [I_3 * (I_{3-1} + I_{1-5} + I_{5-6} + I_{6-7} + I_{7-8}) - I_1 * (I_{1-5} + I_{5-6} + I_{6-7} + I_{7-8}) + I_5 * (I_{5-6} + I_{6-7} + I_{7-8}) + I_6 * (I_{6-7} + I_{7-8}) + I_7 * I_{7-8}] / I_{8-3} + I_{3-1} + I_{1-5} + I_{3-1} + I_{6-7} + I_{7-8} = -392 \text{ A};$$

$$I_{3-1} = I_{8-3} - I_3 = -392 - 1038,5 = -1430,5 \text{ A};$$

$$I_{1-5} = I_{3-1} + I_1 = -1430,5 + 2424,5 = 994 \text{ A};$$

$$I_{5-6} = I_{1-5} - I_5 = 994 - 467 = 527 \text{ A};$$

$$I_{6-7} = I_{5-6} - I_6 = 527 - 432 = 95 \text{ A};$$

$$I_{7-8} = I_{6-7} - I_7 = 95 - 171 = -76 \text{ A};$$

$$I_{8-10} = I_{3-8} - I_{7-8} + I_8 = 177 - 395 + 76 = -139 \text{ A};$$

Расчет восстановления линии 1-16:

$$I_{1-3} = I_{3-1} \left[\frac{l'_{1-3}}{\frac{l_{1-3}}{3} + l'_{1-3}} \right] = 1430,5 \cdot \left[\frac{68}{\frac{67}{3} + 68} \right] = 1076,8 \text{ A};$$

$$I_{1-3} = I_{3-1} \left[\frac{l_{1-3}/3}{\frac{l_{1-3}}{3} + l'_{1-3}} \right] = 1430,5 \cdot \left[\frac{\frac{67}{3}}{\frac{67}{3} + 68} \right] = 353,7 \text{ A};$$

$$I_{1-16} = I'_{1-3} - I'_{16} = 353,7 + 72,5 = 426,2 \text{ A};$$

Получившиеся значения токов занесены в таблицу 5.

Таблица 5 – Значение токов на участках цепи линий электропередач

Участок цепи	1-2	1-3	3-4	3-8	1-16	8-10	8-7	7-6	6-5	1-5
I, А	467	1312	233	355	154	139	39	132	564	1031

2.2.3 Выбор сечений линий электропередачи

Для выбора сечений линий электропередачи используются экономические интервалы. Проектирование выполняется для зоны «Урала» имеющей район по гололеду 2, поэтому для всех линий выбраны стальные опоры.

Участок 1-16. При токе $I_{1-16} = 154 \text{ A}$, с учетом необходимости двух параллельных цепей на участке 1-16, величина тока на одну цепь составляет

$$I_{ц.} = I_{1-16}/2 = 154/2 = 77 \text{ A}.$$

Ближайший критический ток $I_{кр} = 115 \text{ A}$ соответствует сечению 95 мм^2 , таким образом, на участке 1-16 выбираются две одноцепные линии АС-95. Выбранные сечения линий электропередач для реконструируемой рйной сети сведены в таблице 6.

Таблица 6 –Сечения линий электропередач

Линия	$n_{л}$	F, мм ²	I _{доп.} , А
1-16	2	95	330

Проверка выбранных сечений по нагреву

Проверим по условиям нагрева выбранные алюминиевые провода при фактической температуре среды $t = +5^{\circ}\text{C}$.

Проверку произведем по формуле

$$I_{доп.} \cdot k_{\theta} \geq I_{нб.}, \quad (2)$$

где $I_{нб.}$ – наибольший допускной ток А;

$k_{\theta} = 1,2$ – поправочный коэффициент на температуру воздуха.

Расчёт проверки выбранных сечений по нагреву сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Проверка выбранных сечений линий электропередач для реконструируемой сети напряжением 110/10 кВ

Линия	$I_{н.р.ж.}$	F	$n_{ц}$	Вид аварии	$I_{ав.}$	$I_{доп.}$
1-3	437,3	240	3	Обрыв одной из цепей	656	732
1-5	343,7	240	3	Обрыв одной из цепей	515,5	732
5-6	282	240	2	Обрыв одной из цепей	564	732
6-7	132	240	1	Обрыв линии 7-8	171	732
7-8	39	240	1	Обрыв линии 6-7	171	732
3-8	177,5	240	2	Обрыв одной из цепей	355	732
1-16	77	95	2	Обрыв одной из цепей	154	369

2.2.4 Выбор количества и номинальной мощности трансформаторов

Выбор количества трансформаторов

Выбор количества трансформаторов зависит от требований к надёжности электроснабжения потребителей и является технико-экономической задачей

В практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов.

Установка одного трансформатора рекомендуется только в случае питания потребителей третьей категории при наличии в сетевом районе передвижной резервной подстанции, обеспечивающей замену трансформатора в течение суток. Так как к шинам подстанции подключаются потребители первой категории, число трансформаторов принимаем равное двум.

Выбор номинальной мощности трансформаторов

Дополнительные данные:

- задан график нагрузки потребителей;
- зимний максимум нагрузки $P=30$ МВт;
- $\cos\varphi=0,85$;
- среднегодовая температура воздуха в районе подстанции $t_{\text{ср.год.}}=+5^{\circ}\text{C}$;
- распределение нагрузки по категориям 1-10%, 2-60%, 3-30%;
- число зимних дней в году 205;
- число летних дней в году 160.

Мощность трансформатора в нормальных условиях должна обеспечить питанием электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения энергией потребителей первой и второй категорий в случае аварии с одним из трансформаторов и его отключения. Поэтому, если подстанция питает потребителей таких категорий, на ней должны быть установлены трансформаторы такой мощности, при которой обеспечивалось бы питание одним трансформатором потребителей первой и второй категорий с допустимой перегрузкой до 40% на время не более 6 часов в течение 5 суток при коэффициенте заполнения суточного графика 0,75. Следует учитывать, что при аварии с одним трансформатором допускается отключение потребителей третьей категории.

Зимний максимум полной нагрузки рассчитывается по формуле

$$S_{\text{max}}^3 = P_{\text{max}} / \cos\varphi = 30 / 0,85 = 35,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3)$$

Летний максимум полной нагрузки рассчитываем по формуле

$$S_{\text{max}}^{\text{Л}} = 0,9 \cdot S_{\text{max}}^3 = 0,9 \cdot 35,3 = 31,77 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4)$$

Мощность трансформатора рассчитывается по формуле

$$S_{\text{нт}} = (S_{\text{max}}^3 / [(n - 1) \cdot k_{\text{ав}}]) \cdot k', \quad (5)$$

где n – число трансформаторов на подстанции;

$\kappa_{ав}=1,4$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора в аварийном режиме;

κ' – доля потребителей третьей категории.

Находим мощность трансформатора при полной загрузке

$$S_{шт}=(35,3/[(2-1)\cdot 1,4])\cdot 1=25,2 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

С отключением 50% потребителей третьей категории

$$S_{шт}=(35,3/[(2-1)\cdot 1,4])\cdot 0,85=21,4 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

С полным отключением потребителей третьей категории

$$S_{шт}=(35,3/[(2-1)\cdot 1,4])\cdot 0,7=17,65 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Максимальная мощность трансформатора с учетом резервирования находится по формуле

$$S_{max.шт} = 0,7 \cdot S_{max} = 0,7 \cdot 35,3 = 24,71 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Величина $S_{шт}$ лежит в пределах

$$S_{min.шт} \leq S_{шт} \leq S_{max.шт} ;$$

$$17,65 \text{ МВ}\cdot\text{А} \leq S_{шт} \leq 25,2 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Технические данные для выбранных трансформаторов приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики трансформаторов

Тип	$U_{вн}$	$U_{нн}$	$P_{к.з.}, \text{кВт}$	$P_{xx}, \text{кВт}$	$U_K, \%$	$I_{xx}, \%$
ТРДН-16000/110	115	11	85	19	10,5	0,7
ТРДН-25000/110	115	10,5	120	25	10,5	0,65

В варианте 2x16 МВА:

$$n \cdot S_{шт} > S_{max}^3;$$

$$2 \times 16 \text{ МВА} < 35,3 \text{ МВА};$$

$$2 \times 16 \text{ МВА} < 31,77 \text{ МВА}.$$

В этом варианте присутствуют систематические перегрузки в зимний период, поэтому его необходимо проверить на перегрузочную способность в нормальном и аварийном режиме работы.

В варианте 2x25 МВА:

$$n \cdot S_{HT} > S_{max}^3;$$

$$2 \times 25 \text{ МВА} < 35,3 \text{ МВА};$$

$$2 \times 25 \text{ МВА} < 31,77 \text{ МВА}.$$

Этот вариант требуется проверить только в аварийном режиме.

Рассмотрим нормальный режим работы трансформатора ТРДН-16000/100 для зимнего периода. Определим начальную нагрузку K_1 графика, представленного на рисунке 4 из формулы

$$K_1 = (S_{max}^3/n \cdot S_{HT}) \cdot \left(\sqrt{\sum S_i^3 \cdot \Delta t_i} / (24 - t_{пер.}) \right). \quad (6)$$

Данные для расчета берем из графика (рисунок 4)

$$K_1 = 0,4.$$

Определим предварительно значение нагрузки графика представленного на рисунке 4.

Данные для расчета берем из графика (рисунок 4):

$$K_2 = 0,76;$$

$$K_2 = 0,9 \quad K_{max} = 0,9 \cdot 35,3 / (2 \cdot 16) = 0,99.$$

$$\text{Принимаем } K_2 = 0,99, \quad K_{2доп.} = 1,4.$$

Систематические перегрузки не превышают допустимых значений.

Принимаем вариант к дальнейшему рассмотрению.

Рассмотрим аварийный режим для зимнего периода. Определим начальную нагрузку K_1 , данные для расчета берем из графика, представленного на рисунке 4.

Данные для расчета берем из графика:

$$K_1 = 1,05; \quad K_2 = 1,9; \quad K_{2доп.} = 1,6.$$

Аварийные нагрузки превышают допустимые значения. Принимаем решение об отключении 50 % потребителей третьей категории. Производим расчет по формуле

$$K_1 = (S_{max}^3/n \cdot S_{HT}) \cdot \left(\sqrt{\sum S_i^3 \cdot \Delta t_i} / (24 - t_{пер.}) \right); \quad (7)$$

$$K_1=0,95; K_2=1,6; K_{2\text{доп.}}=1,6.$$

Аварийные нагрузки не превышают допустимых значений. Принимаем вариант к дальнейшему рассмотрению.

Рассмотрим нормальный режим для летнего периода. Определим начальную нагрузку K_1 графика, представленного на рисунке 5, по формуле

$$K_1 = (S_{max}^3/n \cdot S_{нт}) \cdot ((\sqrt{\sum S_i^3 \cdot \Delta t_i}) / (24 - t_{пер.})) ; \quad (8)$$

$$K_1=0,24; K_2=0,89; K_{2\text{доп.}}=1,19.$$

Систематические перегрузки не превышают допустимых значений $K_{2\text{доп.}}=1,19$. Принимаем вариант к дальнейшему рассмотрению.

Рассмотрим вариант 2х25 МВА в аварийном режиме в зимний период. Определим начальную нагрузку K_1 . данные для расчета берем из графика, предоставленного на рисунке 6.

$$K_1=0,7; K_2=1,1; K_{2\text{доп.}}=1,4.$$

Систематические перегрузки не превышают допустимых значений. Принимаем вариант к дальнейшему рассмотрению.

Рассмотрим аварийный режим для летнего периода. Определим начальную нагрузку K_1 , данные для расчета берем из графика, представленного на рисунке 7.

$$K_1=0,6; K_2=1,07; K_{2\text{доп.}}=1,4.$$

Аварийные перегрузки не превышают допустимых значений. Принимаем вариант к дальнейшему рассмотрению.

В дальнейшем рассматриваем вариант 2х25 МВА, так как отключение потребителей нежелательно.

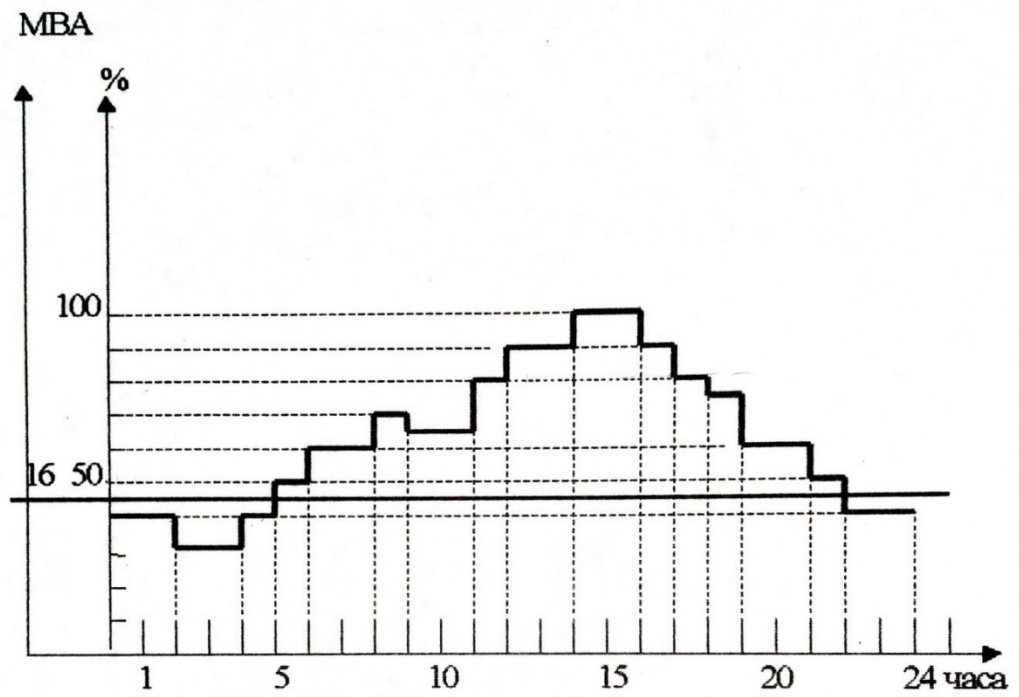


Рисунок 4 – Зимний график нагрузки

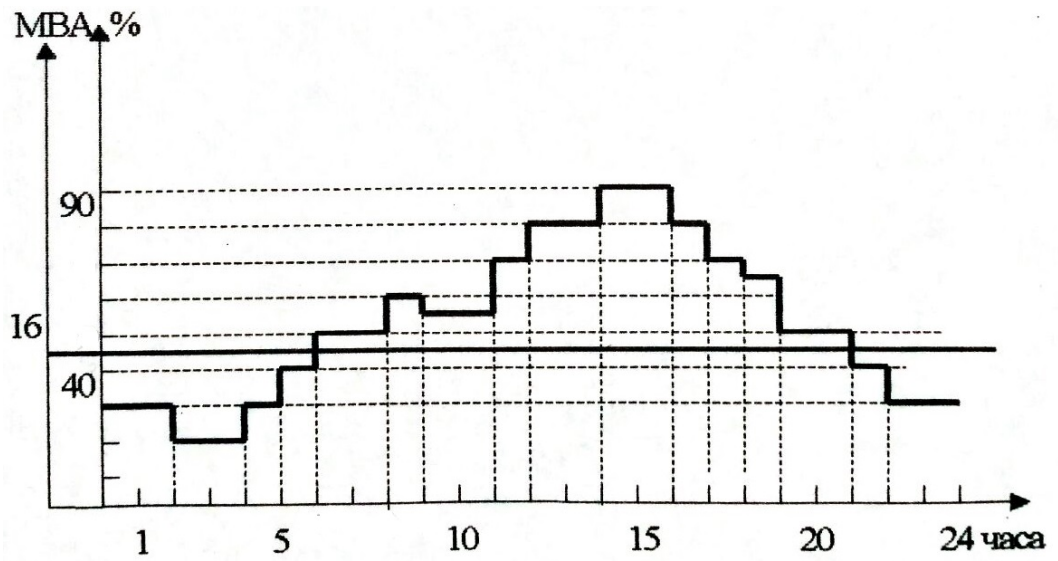


Рисунок 5 – Летний график нагрузок

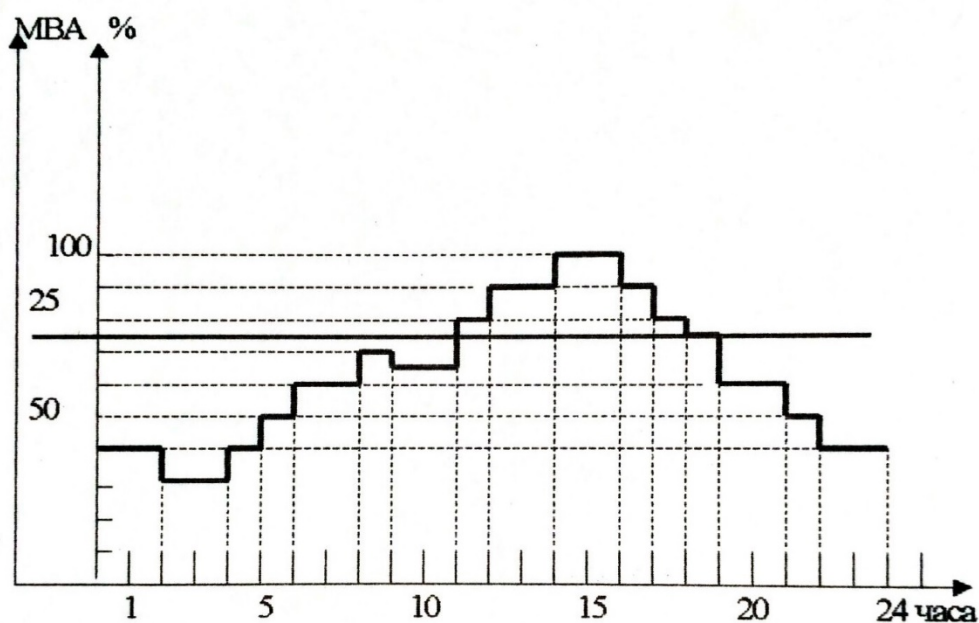


Рисунок 6 – Зимний график нагрузки

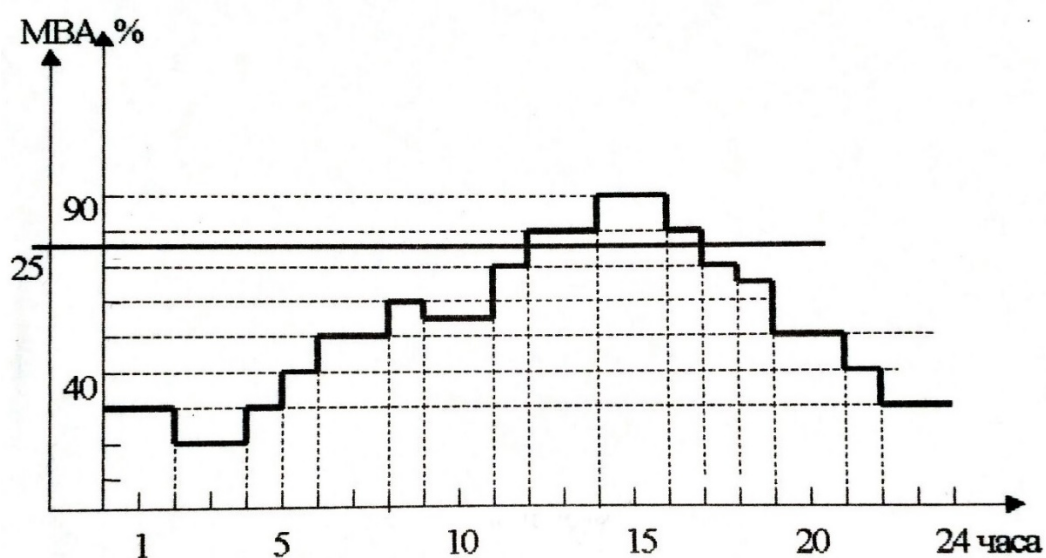


Рисунок 7 – Летний график нагрузки

2.2.5 Расчет установившихся режимов

Расчет установившихся режимов выполняется с целью выявления уровней напряжения в узлах сети, анализа их допустимости и выбора, при необходимости средств регулирования напряжения с целью ввода режима в допустимую область по уровням напряжений.

Параметры схемы замещения для варианта реконструкции районной сети приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры схемы замещения

Информация по узлам					
Узел	Мощность нагрузки		Узел	Мощность нагрузки	
	P, МВт	Q, МВ·Ар		P, МВт	Q, МВ·Ар
1	-480	-232	5	80	38,7
2	80	38,7	6	70	43,4
3	120	68	7	30	12,8
4	40	19,4	16	25	15,5
Информация по ветвям					
Ветвь	R, Ом	X, Ом	Ветвь	R, Ом	X, Ом
1-2	1,56	5,265	7-8	6	20,25
1-3	2,68	9,045	8-3	2,4	8,1
1-5	2,88	9,72	3-4	0,42	1,418
5-6	2,1	7,088	1-16	5,508	7,812
5-7	3,36	11,34	8-10	1,32	4,455

Результаты расчета нормального установившегося режима приведены в приложении А, падение напряжений не входят за пределы допустимых значений (в нормальном режиме допускается $\pm 5\%$).

2.2.6 Выбор главной схемы подстанции

Требования к схемам

Схема электрических соединений подстанции - это совокупность основного электрооборудования (трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними соединениями.

Процесс разработки электрической схемы можно разделить на следующие основные этапы; выбор схемы присоединения подстанции к энергосистеме; выбор целесообразного способа ограничения токов КЗ; выбор схем электрических соединений РУ на среднем и низшем напряжениях; выбор электрических аппаратов.

Главная схема электрических соединений подстанции должна:

- обеспечивать надежность электроснабжения потребителей подстанции, в соответствии с категориями электроприемников и надёжность транзита мощности через ПС в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах;
- учитывать перспективу развития ПС;
- допускать возможность постепенного расширения РУ всех напряжений;
- учитывать требования противоаварийной автоматики;
- обеспечивать возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения смежных присоединений;
- обеспечивать наглядность, простоту, экономичность и автоматичность восстановления питания потребителей в после аварийной ситуации (осуществляется средствами автоматики без вмешательства персонала).

Схема электрических соединений РУ – высокого напряжения зависит от расположения подстанции в энергосистеме и количества линий высшего напряжения, наличия транзита мощности.

Исходя из вышеизложенных условий, выбираем тип присоединения подстанции к сети тупиковый.

Тупиковая - это подстанция, получающая электроэнергию от одной электроустановки по одной или нескольким параллельным линиям.

В соответствии с нормами технологического проектирования утверждены типовые схемы электрических соединений подстанций, для которых разработаны типовые конструкции РУ и типовые панели устройств вторичной коммутации заводского изготовления.

Главная схема электрических соединений приведена в приложении Б.

Схема распределительного устройства 110 кВ

На подстанциях 35—110 кВ при двух линиях и двух трансформаторах применяют экономичные мостиковые схемы с перемычкой. Схема предусматривает установку четырех выключателей. Перемычка из двух разъединителей QS3, QS4 служит для сохранения в работе обеих линий при ревизии любого выключателя (Q1, Q2). В нормальном режиме разъединитель QS3 перемычки отключен, все выключатели включены. Для ревизии выключателя Q1 предварительно включают QS3, затем отключают Q1 и разъединители по обе стороны выключателя. В результате оба трансформатора и обе линии остались в работе. Если в этом режиме произойдет короткое замыкание, то отключится Q2, т.е. обе линии останутся без напряжения. Это является недостатком схемы представленной на рисунке 8.

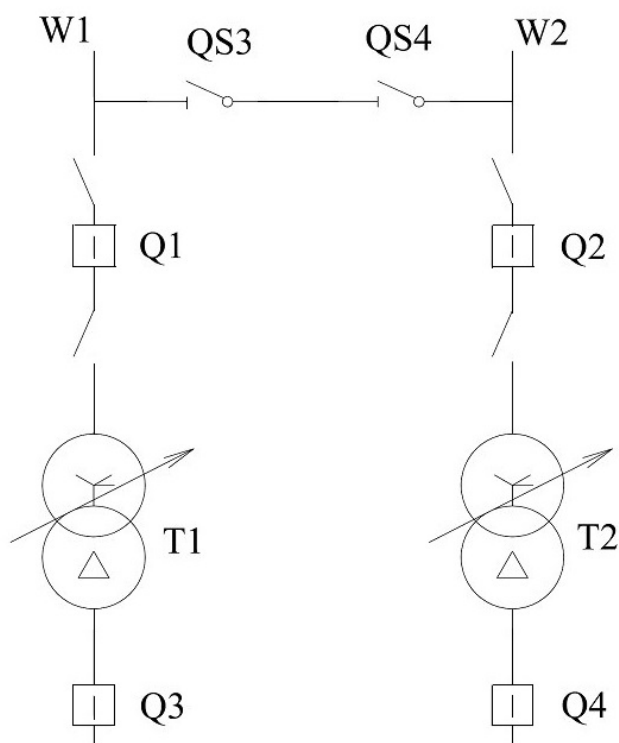


Рисунок 8 – Схема мостика

Схема распределительного устройства 10 кВ

На стороне 10 кВ подстанций широко применяется схема с одной системой сборных шин, секционированной выключателем, представленная на рисунке 9, где в полной мере можно использовать её достоинства особенно благодаря применению КРУ. Число секций обычно соответствует количеству источников питания. Для уменьшения тока короткого замыкания и более четкой работы, АВР секционного выключателя в нормальных условиях отключен.

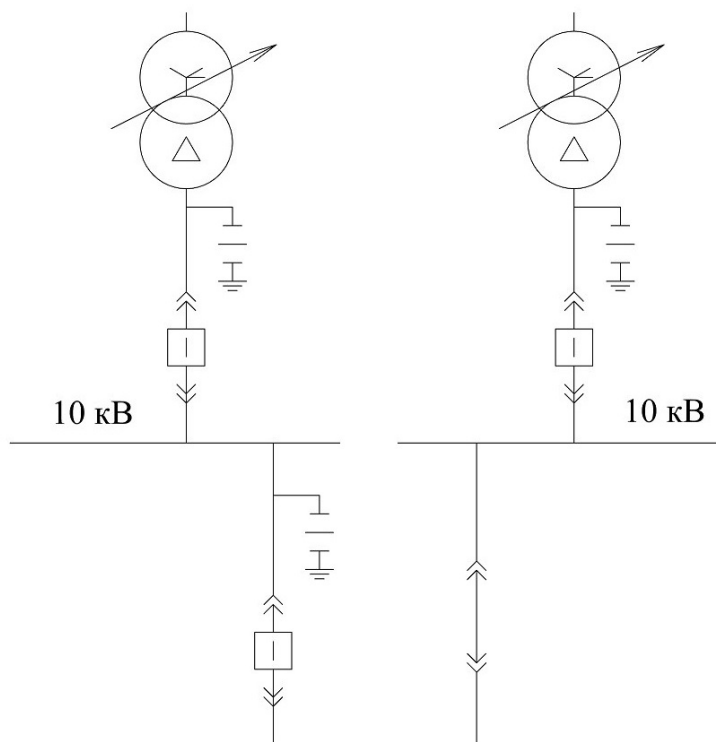


Рисунок 9 – Система шин секционированная выключателем

2.2.7 Расчет токов короткого замыкания

Коротким замыканием называют замыкания между фазами (фазными проводниками электроустановки), замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно-заземленными нейтралями, а так же витковые замыкания.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, удары молнии в линии электропередачи и другие.

Короткие замыкания, как правило сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов короткого замыкания приводит к увеличению потерь в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течении заданного расчетного времени нагрев токами короткого замыкания, т.е. должны быть термически стойкими.

Расчет токов короткого замыкания является важнейшим этапом проектирования любого электротехнического сооружения, так как на основании его результатов производится проверка выбранного оборудования, токоведущих частей электроустановки и расчет уставок релейных защит.

Расчетная схема установки приведена на рисунке 10

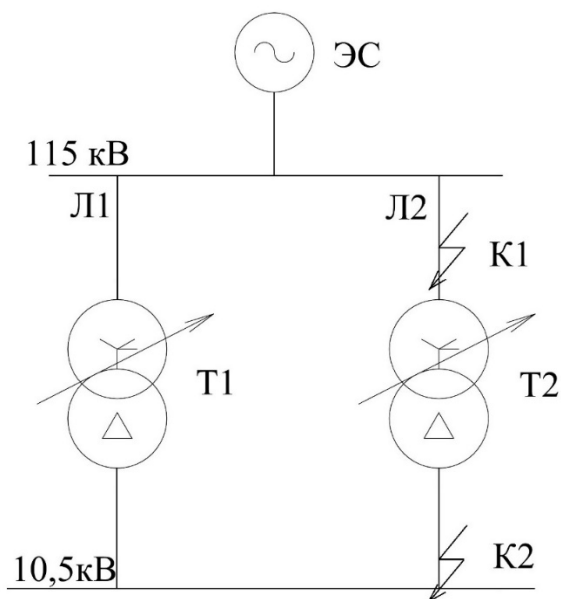


Рисунок 10 – Расчетная схема установки

Электрическая схема замещения приведена на рисунке 11.

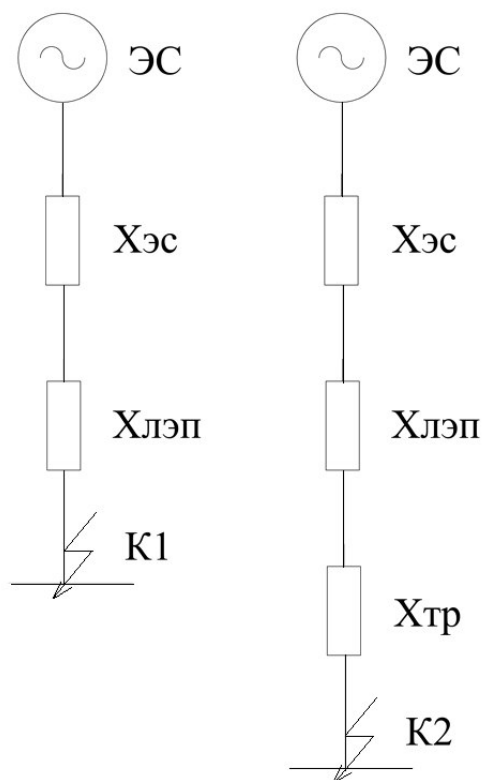


Рисунок 11 – Схема замещения

Базисные величины:

$S_{\delta}=1000$ МВА – базисная мощность;

$U_{61}=115$ кВ, $U_{62}=10,5$ кВ – базисные напряжения;

$I_6 = S_6/\sqrt{3} \cdot U_6$ – базисный ток ступени КЗ;

$$I_{61} = 1000/\sqrt{3} \cdot 115 = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{62} = \frac{1000}{\sqrt{3}} \cdot 10,5 = 55,05 \text{ кА}.$$

Расчет сопротивлений в схеме замещения в относительных единицах.

Сопротивление генераторов G1, G2, G3 определяется по формуле

$$X_{эс} = S_6/S_{ном.} = 1000/200 = 5.$$

Сопротивление трансформаторов T1, T2 находим по формуле:

$$X_{тр} = u_k\%/100 \cdot S_6/S_{тр.} = 10,5/100 \cdot 1000/25 = 4,2.$$

Сопротивление цепей линий электропередач рассчитываем по формуле:

$$X_{ЛЭП} = X_{уд.} \cdot l \cdot S_6/U_{ср.}^2 = 0,434 \cdot 36 \cdot 1000/115^2 = 1,18.$$

Результирующее сопротивление находим по формуле

$$X_{рез.1} = X_{эс} + X_{ЛЭП} = 5 + 1,18 = 6,18;$$

$$X_{рез.2} = X_{эс} + X_{ЛЭП} + X_{тр} = 5 + 1,18 + 4,2 = 10,38.$$

Рассчитываем начальное значение начальной периодической составляющей тока короткого замыкания по формуле:

$$I_{п.о.1} = I_{61}/X_{рез.1} = 5,02/6,18 = 0,9 \text{ кА};$$

$$I_{п.о.2} = I_{62}/X_{рез.2} = 55,05/10,38 = 5,4 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд.1} = \sqrt{2} \cdot K_{уд.} \cdot I_{п.о.1} = \sqrt{2} \cdot 2,0 \cdot 0,9 = 2,7 \text{ кА};$$

$$i_{уд.2} = \sqrt{2} \cdot K_{уд.} \cdot I_{п.о.2} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 5,4 = 12,6 \text{ кА}.$$

Величина ударного коэффициента – $K_{уд.}$, зависит от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Результаты расчетов токов короткого замыкания сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Сводная таблица токов короткого замыкания

Точка к.з.	$U_{ср.}$	I_6 , кА	$I_{п.о.}$, кА	$i_{уд.}$, кА
------------	-----------	------------	-----------------	----------------

К1	115	5,02	0,9	2,7
К2	10,5	55,05	5,4	12,6

2.2.8 Выбор оборудования подстанции для стороны 110 кВ

Расчет токов нормального и максимального режимов

Цепь двухобмоточного трансформатора на подстанции, на стороне высокого и низкого напряжения расчётные нагрузки определяют, как правило, с учётом установки в перспективе трансформаторов следующей по шкале ГОСТ номинальной мощности $S'_{\text{ном.т.}}$. Расчетные нагрузки находим по формулам:

$$I_{\text{норм}} = (0,65 - 0,7) \cdot S'_{\text{ном.т.}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}};$$

$$I_{\text{max}} = (1,3 - 1,47) \cdot S'_{\text{ном.т.}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}};$$

$$I_{\text{норм110}} = 0,7 \cdot 25 / \sqrt{3} \cdot 110 = 91,1 \text{ А.}$$

Выбор выключателя на стороне 110 кВ

По номинальным данным выбираем выключатель ВРС – 110.

В таблице 11 представлено обоснование выбора выключателя ВРС – 110.

Таблица 11 – Обоснование выбора выключателя ВРС – 110

Расчётные условия	Условия выбора	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{норм}} = 91,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{норм}}$	$I_{\text{ном.}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{max}} = 183,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{ном.}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 3,52 \text{ А}$	$I_{\text{ном.откл.}} \geq I_{\text{ном.откл.}}$	$I_{\text{ном.откл.}} = 40 \text{ кА}$
$I_{\text{п.о.}} = 3,69 \text{ А}$	$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{п.о.}}$	$I_{\text{дин.}} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 9,7 \text{ А}$	$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_{\text{дин.}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\text{красч.}} = 1,5 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T \geq B_{\text{красч}}$	$I = 40 \text{ кА}, t = 3 \text{ с}$

Выбор разъединителя на стороне 110 кВ

По номинальным данным выбираем горизонтально-поворотный разъединитель GW55.

В таблице 12 представлено обоснование выбора разъединителя GW55.

Таблица 12 – Обоснование выбора разъединителя GW55

Расчётные условия	Условия выбора	Каталожные данные
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{норм.} \geq U_{уст}$	$U_{норм} = 110 \text{ кВ}$
$I_{норм} = 91,9 \text{ А}$	$I_{ном.} \geq I_{норм}$	$I_{ном.} = 3150 \text{ А}$
$I_{max} = 183,7 \text{ А}$	$I_{ном.} \geq I_{max}$	$I_{ном.} = 3150 \text{ А}$
$i_y = 9,7 \text{ А}$	$i_{дин} \geq i_y$	$i_{дин.} = 100 \text{ кА}$
$B_{красч.} = 1,5 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T \geq B_{красч}$	$I = 40 \text{ кА}, t = 4 \text{ с}$

Выбор сборных шин 110 кВ и токоведущих частей от сборных шин до выводов трансформатора

Принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения, в данном случае трансформатор

$$I_{max} = 235,1 \text{ А.}$$

Принимаем сечение АС-70/11; $q=70\text{мм}$; $d=11\text{мм}$; $I_{доп.}=265\text{А}$.

Проверка на схлестывание шин не производится, так как $I_{п.о} < 20\text{кА}$.

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования проводится, учитывая, что на ОРУ 110 кВ расстояние между проводами меньше, чем на воздушных линиях.

Начальная критическая напряженность находится по формуле

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot (1 + 0,299/\sqrt{r_0}), \quad (9)$$

где $m = 0,82$ – коэффициент, учитывающий шероховатость многопроволочных проводов;

r_0 – радиус провода см.

Таким образом получается

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot (1 + 0,299/\sqrt{0,55}) = 34,86 \text{ кВ/см}$$

Напряженность вокруг провода определяется по формуле:

$$E = 0,354 \cdot U/r \cdot \log (D_{\text{ср.}}/r),$$

$$E = 0,354 \cdot 110/0,55 \cdot \log (1,26 \cdot 300/0,55) = 24,95 \text{ кВ/см.}$$

Условия короны

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 E,$$

$$31,4 \text{ кВ/см} \geq 26,7 \text{ кВ/см.}$$

Выбор изоляторов в поддерживающих гирляндах ПС 16-А, количество в гирлянде 6 штук.

Выбор измерительных трансформаторов

Выбор трансформаторов тока

Выбираем трансформаторы тока ТФЗМ – 110 – У1.

В таблице 13 представлено обоснование выбора трансформатора тока ТФЗМ – 110 – У1.

Таблица 13 – Обоснование выбора трансформатора тока ТФЗМ – 110 – У1

Расчётные условия	Условия выбора	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{норм.}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{норм}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 183,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{ном.}} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 9,7 \text{ А}$	$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_{\text{дин.}} = \text{кА}$
$B_{\text{красч.}} = 1,5 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T \geq B_{\text{красч.}}$	$I = 20 \text{ кА}, t = 3 \text{ с}$

		$S_{2ном.}=ВА$
		$R_{2ном.}=ОМ$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи трансформатора представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Приборы	Тип	Потребляемая мощность, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	А	В	С
		0,5	–	0,5

$$Z_{2ном.}=1,2 \text{ Ом};$$

$$Z_{2ном.} \geq Z_2;$$

$$Z_{2ном.} \geq r_2;$$

$$r_2=r_{приб.}+r_{пр.}+r_k, \quad (10)$$

где $r_{приб.}$ – сопротивление приборов, Ом;

$r_{пр.}$ – сопротивление проводов, Ом;

r_k – сопротивление контактов, так как число приборов меньше двух, то

$$r_k=0,05 \text{ Ом.}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле

$$r_{приб.}=S_{приб.}/I_2^2, \quad (11)$$

где $S_{приб.}$ – мощность, потребляемая приборами, Вт;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, А,

$$r_{приб.}=0,5/5^2=0,02 \text{ Ом.}$$

Сопротивление соединительных проводов зависит от длины и сечения.

Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать данное условие:

$$r_{приб.}+r_{пр.}+r_k=Z_{2ном.},$$

откуда

$$r_{пр.}=Z_{2ном.}-r_{приб.}-r_k=1,2-0,02-0,05=1,13 \text{ Ом.}$$

Сечение соединительных проводов находим по формуле

$$q=\rho \cdot l_{расч.}/r_{пр.}, \quad (12)$$

где $\rho = 0,0283$ – удельное сопротивление материала провода для алюминиевых жил;

$l_{\text{расч}} = 80\text{м.}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока.

$$q=0,0283 \cdot 80/1,13=2,004 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКВРГ с жилами сечением 4 мм^2 – по условию прочности.

Выбор трансформаторов напряжения

Выбираем трансформаторы напряжения типа НКФ-110-83, обоснование нашего выбора представлено в таблице 15.

Таблица 15 – Обоснование выбора трансформатора напряжения НКФ-110-83

Расчётные условия	Условия выбора	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{норм.}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{норм}} = 110 \text{ кВ}$
$K_{\text{Л.Т.}} = 0,5$		$K_{\text{Л.Т.}} = 0,5$
$S_{2\text{сум}} = 146,3 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном.}} \geq S_{2\text{сум}}$	$S_{2\text{ном}} = 400 \text{ ВА}$

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Приборы	Тип	$S_{\text{одн.обм.}}, \text{ ВА}$	$N_{\text{обм.}}$	$N_{\text{приб.}}$	$S_{\text{одн.обм.}}, \text{ ВА}$	
					P, Вт	Q, Вар
СШ						
Вольтметр	Э-335	2	1	1	2	–
Регистрирующие приборы						
Частотомер	Н – 397	7	1	1	7	–
Вольтметр	Н – 394	10	1	1	10	–
Ваттметр	Н – 395	10	2	1	20	–
ВЛ						
Ваттметр	Д – 335	1,5	2	2	6	–
Варметр	Д – 335	1,5	2	2	6	–
ФИП	ФИП	3	–	2	6	–

Датчик активной	Е-829	10	2	2	40	–
Датчик реактивной	Е-830	10	2	2	40	–
Счётчик активной	И-680	2	2	2	8	19,4
Итого					145	19,4

2.2.9 Выбор оборудования подстанции для стороны напряжением 10 кВ

Рассчитываем токи максимального и нормального режимов. Определим расчетные токи продолжительных режимов по формулам:

$$I_{\text{норм}10,5} = 0,7 \cdot 25/\sqrt{3} \cdot 10,0 = 1010,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{max}10,5} = 1,4 \cdot 25/\sqrt{3} \cdot 10,0 = 2020,7 \text{ А};$$

$$B_K = 15,6 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбор жёстких шин на стороне низкого напряжения

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току; так как шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУ, небольшой длины и находится в пределах подстанции. Принимаем двухполюсные шины $2 \cdot (100 \cdot 10) \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп.}} = 2860 \text{ А}$.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят

$$I_{\text{max.}} = 2020,7 \text{ А} < I = 2860 \text{ А}.$$

Проверяем шины на термическую стойкость

$$q_{\text{min}} = \sqrt{B_K/C}, \tag{13}$$

где $C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}/\text{мм}^2$ – функция алюминиевых жил.

$$q_{\text{min}} = \sqrt{15,6/91} = 43,4 \text{ мм}^2,$$

что меньше принятого сечения.

Проверяем шины на механическую прочность. Определяем пролёт L из формулы

$$f = 173,2/L^2 \cdot \sqrt{j/q}, \quad (14)$$

где L – длина пролёта между изоляторами, м;

j – момент инерции поперечного сечения шин относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см⁴;

f – частота собственных колебаний больше 200 Гц получаем

$$200 \geq 173,2/L^2 \cdot \sqrt{j/q},$$

откуда

$$L^2 = 173,2/200 \cdot \sqrt{j/q}.$$

При расположении шин на ребро, а полосы в пакете жёстко связаны между собой, то

$$j = 0,72 \cdot b^3 \cdot h = 0,72 \cdot 1^3 \cdot 10 = 7,2 \text{ см}^4.$$

Тогда получаем:

$$L < 173,2/200 \cdot \sqrt{7,2/10 \cdot 2} = 0,52 \text{ м}^2,$$

$$L \leq \sqrt{0,52} = 0,72 \text{ м}.$$

Если шины на трансформаторе расположены плашмя, то:

$$j = b \cdot h_3/6 = 1 \cdot 10^3/6 = 166,7 \approx 167 \text{ см}^4;$$

$$L^2 = 173,2/200 \cdot \sqrt{7,2/10 \cdot 2} = 2,5 \text{ м};$$

$$L \leq \sqrt{2,5} = 1,58 \text{ м}.$$

Этот вариант расположения шин на изоляторах позволяет увеличить длину пролёта до 1,58 м, то есть даёт значительную экономию изоляторов. Принимаем расположение пакета шин плашмя, пролёт - 1,5 м, расстояние между фазами $a = 0,8$ м.

Определяем расстояние между прокладками

$$L^2 \leq 0,216 \cdot \sqrt{a_n/i_y^3} \cdot \sqrt{E \cdot j_n/K_\phi};$$

$$L^2 \leq 0,133 \cdot \sqrt{E \cdot j_n/m_n} \cdot 10^{-2},$$

где $E=7 \cdot 10^{10}$ Па – модуль упругости алюминия;

$$j = b \cdot \frac{h_3}{12} = 10 \cdot \frac{13^3}{12} = 0,12 \text{ см};$$

$K_{\phi}=0,4$ – коэффициент формы;

$a_n=2 \cdot b=2\text{см}$ – расстояние между осями полос;

m_n – масса полосы на 1 км, определяется по сечению q , плотность материала шин (для алюминия $2,7 \cdot 10^{-3}$ кг/см) и длине 100 см, кг/м;

$m_n=2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 10 \cdot 1 \cdot 100=2,7$ кг/м;

$L_n \leq 0,216 \cdot \sqrt{2/29180} \cdot \sqrt[4]{7 \cdot 10 \cdot 0,12/0,4} = 0,68$ м;

$L_n \leq 0,133 \cdot \sqrt{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,12/2,7 \cdot 10^2} = 0,31$ м.

Принимаем меньшее значение $L_n=0,31$ м, тогда число прокладок в пролете будет равно

$n = L/L_n - 1 = 1,5/0,31 = 3,84$.

Принимаем $n=4$.

При 4 прокладках в пролете расчетный пролет равен

$L_n = L/(n + 1) = 1,5/(4 + 1) = 0,3$ м.

Определяем силу взаимодействия между полюсами

$f_n = K_{\phi} \cdot i_y^2/4 \cdot b \cdot 10^7 = 851,5$ Н/м.

Напряжение в материале полос определяется по формуле:

$$\sigma_n = f_n \cdot l_n^2/12 \cdot W, \quad (15)$$

где $W_n = b^2 \cdot h/6 = 1,7$ см² – момент сопротивления одной полосы.

$\sigma = 3,76$ МПа.

Напряжение в материале шин от воздействия фаз

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^8 \cdot L^2 \cdot i_y^2/a \cdot W_{\phi} = 1,25, \quad (16)$$

где W_{ϕ} – момент сопротивления.

$W_{\phi} = b^2 \cdot h/3 = 33,3$ см³;

$\sigma_{\text{расч.}} = \sigma_{\text{п}} + \sigma_{\phi} = 3,76 + 1,25 = 5,01$ МПа,

что меньше $\sigma_{\text{доп.}}=40$ МПа.

Таким образом, приходим к выводу, что шины механически прочные.

Выбор выключателя на стороне 10 кВ

По номинальным данным выбираем выключатель ВВЭ-10-40/3150УЗ.

В таблице 17 представлено обоснование выбора выключателя ВВЭ-10-40/3150УЗ.

Таблица 17 – Обоснование выбора выключателя ВВЭ-10-40/3150УЗ

Расчётные условия	Условия выбора	Каталожные данные
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{норм.} \geq U_{уст}$	$U_{норм} = 110 \text{ кВ}$
$I_{норм} = 1010,4 \text{ А}$	$I_{норм.} \geq I_{норм}$	$I_{норм.} = 3150 \text{ А}$
$I_{max} = 2020,7 \text{ А}$	$I_{норм.} \geq I_{max}$	$I_{норм.} = 3150 \text{ А}$
$I_{п.т} = 11,7 \text{ кА}$	$I_{норм.откл.} \geq I_{норм.откл.}$	$I_{норм.откл.} = 40 \text{ кА}$
$I_{п.о.} = 11,7 \text{ кА}$	$I_{дин.} \geq I_{п.о.}$	$I_{дин.} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 31,2 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_y$	$i_{дин.} = 100 \text{ кА}$
$B_{красч.} = 15,6 \cdot \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T \geq B_{красч}$	$I = 40 \text{ кА}, t = 3 \text{ с}$

Выбор трансформаторов тока на стороне низкого напряжения в цепи трансформатора

По номинальным данным выбираем трансформатор тока ТШЛ-10-УЗ.

В таблице 18 представлено обоснование выбора трансформатора тока ТШЛ-10-УЗ.

Таблица 18 – Обоснование выбора трансформатора тока ТШЛ-10-УЗ

Расчётные условия	Условия выбора	Каталожные данные
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{норм.} \geq U_{уст}$	$U_{норм} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2020,7 \text{ А}$	$I_{норм.} \geq I_{max}$	$I_{норм.} = 3000 \text{ А}$
$B_{красч.} = 15,6 \cdot \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T \geq B_{красч}$	$I = 35 \text{ кА}, t = 3 \text{ с}$
		$S_{2 \text{ ном.}} = 20 \text{ ВА}$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи трансформатора представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Приборы	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	3-335	0,5	–	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
Варметр	Д-335	0,5	–	0,5
Счётчик активной энергии	САЗ-И680	2,5	–	2,5
Счётчик реактивной энергии	САЗ-И689	2,5	–	2,5
Итого		6,5	–	6,5

При двух (трех) приборах $r_k=0,1$ Ом, общее сопротивление приборов находим по формуле

$$r_{\text{приб.}} = 6,5/5^2 = 0,26 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{\text{пр.}} = 0,8 - 0,1 - 0,26 = 0,44 \text{ Ом.}$$

Находим сечение по формуле

$$q = 0,0283 \cdot 50/0,44 = 3,2 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм².

Выбор трансформаторов напряжения на сборных шинах 10 кВ

Выбираем трансформаторы напряжения типа НАМИ-10-95, обоснование нашего выбора представлено в таблице 20.

Таблица 20 – Обоснование выбора трансформатора напряжения НАМИ-10-95

Расчётные условия	Условия выбора	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{норм.}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{норм}} = 10 \text{ кВ}$
$K_{\text{л.т.}} = 0,5$		$K_{\text{л.т.}} = 0,5$
$S_{2\text{сум}} = 205,96 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном.}} \geq S_{2\text{сум}}$	$S_{2\text{ном}} = 2 \cdot 200 \text{ ВА}$

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Приборы	Тип	$S_{\text{одн.обм.}}$	$n_{\text{обм.}}$	$n_{\text{приб.}}$	$S_{\text{общ.потр.}}$, ВА
---------	-----	-----------------------	-------------------	--------------------	-----------------------------

		ВА			P,	Q,Var
СЩ						
Вольтметр	Э-335	2	1	1	2	–
Ввод 10 кВ от трансформатора						
Ваттметр	Д-335	1,5	2*	2	3	–
Счетчик активной	И-674	3 Вт	2	1	6	14,5
Счетчик реактивной	И-673	3 Вт	2	1	6	14,5
Линии 10 кВ						
Счётчик активной	И-674	3 Вт	2	6	36	87
Счётчик реактивной	И-673	3 Вт	2	5	30	72,5
Итого					83	188,5

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{83^2 + 188,5^2} = 205,96 \text{ ВА.}$$

Полная мощность установленных на первой секции трансформаторов напряжения $2 \cdot 150 = 300$ ВА, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами выбираем контрольный кабель АКРВГ с сечением $2,5 \text{ мм}^2$, по условию механической прочности.

2.2.10 Выбор мощности трансформаторов собственных нужд и схемы питания потребителей собственных нужд

Выбор мощности трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования. Потребителями собственных нужд на подстанции являются электродвигатели обдува трансформаторов, обогрев приводов выключателей,

разъединителей, заземляющих ножей, шкафов КРУ, зарядно – подразрядного агрегата, а также освещения подстанции.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учётом коэффициентов спроса.

Нагрузка собственных нужд приведена в таблице 22.

Таблица 22 – Нагрузка собственных нужд

Вид потребителя	$P_{уст.}, кВт$	$n_{пот.}$	$P_{\Sigma}, кВт$
Мощность двигателей системы охлаждения	2,5	2	5
Подогрев выключателей и приводов	1,8	4	7,2

Окончание таблицы 22

Вид потребителя	$P_{уст.}, кВт$	$n_{пот.}$	$P_{\Sigma}, кВт$
Подогрев шкафов КРУ	1	12	12
Подогрев приводов разъединителей, отделителей, короткозамыкателей	0,6	12	7,2
Подогрев релейного шкафа	1	4	4
Освещение ОРУ-110 кВ	5	1	5
Отопление, освещение, вентиляция, ОПУ, ЗРУ	60 7	1 1	60 7
Маслохозяйство	75	1	75
Подразрядно-зарядный агрегат ВАЗП	23	2	46
Итого:			233,9

Для проектируемой подстанции на основе подсчёта нагрузок собственных нужд, с учётом коэффициента спроса равного 0,8, определяется минимальная мощность трансформатора собственных нужд по формуле

$$S_{\text{расч.}} = K_c \cdot \sqrt{P_{\text{уст.}}^2 + Q_{\text{уст.}}^2} = 207,92 \text{ кВА}, \quad (17)$$

где $K_c=0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий одновременность загрузки;

$P_{\text{уст.}}$ – активная установленная нагрузка собственных нужд ПС, Вт;

$Q_{\text{уст.}}$ – реактивная нагрузка собственных нужд ПС, кВар.

Реактивная нагрузка собственных нужд ПС рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{уст.}} = P_{\text{уст.}} \cdot \tan \varphi = 113,3 \text{ кВар.}$$

При двух трансформаторах собственных нужд на подстанции с постоянным дежурством мощность трансформатора определяется по формуле

$$S_T \geq S_{\text{расч.}}/K_{\text{п}}, \quad (18)$$

где $K_{\text{п}}=1,4$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки.

$$S_T = 207,92/1,4 = 148,5 \text{ кВА.}$$

Следовательно, выбираем два трансформатора ТСЗ 160/10.

Выбор схемы собственных нужд

На основании норм технологического проектирования понижающие подстанции 35-750 кВ на проектируемой подстанции устанавливается два трансформатора собственных нужд. На подстанциях с оперативным постоянным током трансформаторы собственных нужд присоединяются к шинам 10 кВ. Схема питания собственных нужд выполнена в варианте с неявным резервом. Шины 380/220В секционируются нормально отключённым автоматическим выключателем с устройством автоматического ввода резерва двустороннего действия. В нормальном режиме каждый трансформатор питает приёмники одной секции шин, при обесточивании которой подаётся питание от другой секции шин путём

автоматического включения секционного выключателя. Схема питания собственных нужд представлена на рисунке 12.

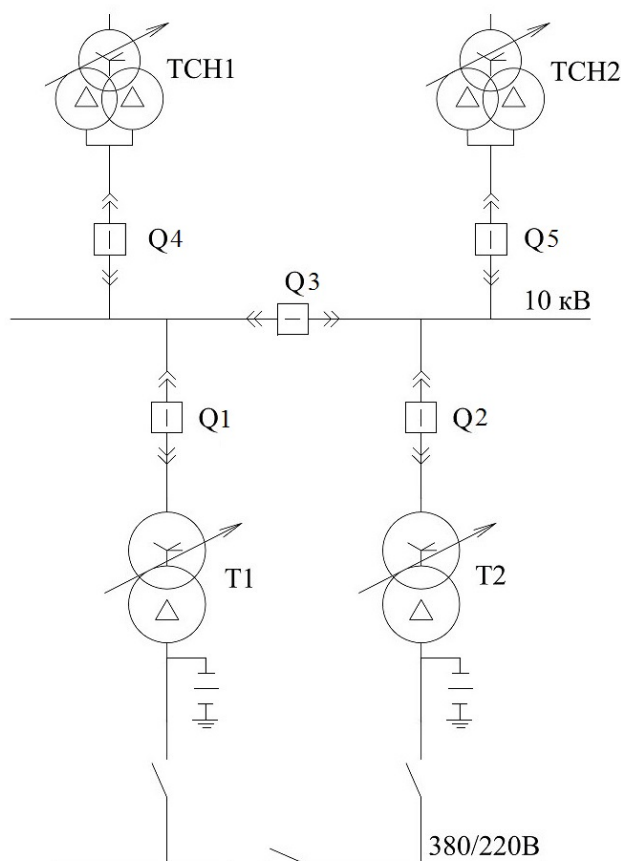


Рисунок 12 – Схема питания собственных нужд

2.2.11 Выбор оперативного тока

Оперативный ток служит для питания вторичных устройств, к которым относятся оперативные цепи защиты, автоматики и телемеханики, аппаратуры дистанционного управления, аварийная и предупреждающая сигнализация и др. При нарушениях нормальной работы подстанции оперативный ток в некоторых случаях используется также для аварийного освещения и для электроснабжения особо ответственных механизмов,

От источников оперативного тока требуется повышенная надёжность, их мощность должна быть достаточной для надёжного действия вторичных устройств при самых тяжёлых авариях, а напряжение должно отличаться

высокой стабильностью. Требования высокой надёжности приводят к необходимости резервирования источников оперативного тока и их распределительных сетей.

Постоянный оперативный ток должен применяться на всех подстанциях 330 кВ и выше, на ПС 110-220 кВ с числом масляных выключателей 110 кВ или 220 кВ три и более и на ПС 35-110 кВ с воздушными выключателями.

Исходя из вышеизложенных условий, на проектируемой подстанции применяем постоянный оперативный ток.

На ПС с постоянным оперативным током следует применять переменный оперативный ток на панелях щитов собственных нужд, а так же для компрессорных, насосных и других вспомогательных устройств. Напряжение оперативного переменного тока для этих устройств равно 220 В, в отдельных случаях допускается питание оперативных цепей переменным напряжением 380 В. При использовании на ПС оперативного постоянного тока питание оперативной блокировки разъединителей и ламп местной сигнализации положения воздушных выключателей в РУ производится выпрямленным током от шин собственных нужд ПС для улучшения условий работы сети постоянного тока.

На ПС различают три группы потребителей постоянного оперативного тока:

1. Потребители, включённые длительно. К ним относятся, например, реле контроля, реле-повторители и другие реле, постоянно обтекаемые током; характеризуются длительным током.

2. Потребители подключаемые кратковременно при исчезновении переменного тока длительностью до 0,5 ч. К ним относятся лампы аварийного освещения, резервные устройства связи, масляные насосы синхронных компенсаторов и др., характеризуются толчковым током.

3. Потребители, подключаемые кратковременно с толчком тока длительностью до 5 с. К ним относятся электромагнитные приводы разного рода выключателей; характеризуются толчковым током.

Работу всех групп потребителей постоянного оперативного тока на ПС обеспечивают аккумуляторные батареи, устанавливаемые на ПС в качестве источников постоянного оперативного тока.

2.2.12 Расчет релейной защиты и автоматики

Расчет дифференциальной токовой защиты

Расчет токов защиты приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Расчет токов защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение	
		110 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора	$I_{\text{ном.}} = S_{\text{ном.}} / \sqrt{3} \cdot U$	$25000 / \sqrt{3} \cdot 115 = 125,5 \text{ А}$	$25000 / \sqrt{3} \cdot 10,5 = 1374,6 \text{ А}$
Схема соединения трансформаторов тока		Δ	Υ
Коэффициент трансформации тока	N_T	600/5	3000/5
Вторичный ток в плечах защиты	$I_{\text{ном.в}} = I_{\text{ном.}} \cdot k_{\text{сх.}} / n_T$	$125,5 \sqrt{3} / 600 / 5 = 1,8$	$1374,6 \sqrt{3} / 3000 / 5 = 2,3$

За основное плеч принимаем сторону низкого напряжения.

Ток внешнего короткого замыкания равен

$$I_{\text{к.з.}}^{(3)} = 11230 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты отстраивается от бросков тока намагничивания при включении не нагретого трансформатора под напряжением

$$I_{\text{сз}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.}}, \quad (19)$$

где $k_{\text{н}}=1,3$ – коэффициент надежности.

Отстройка от токов небаланса

$$I_{сз} \geq k_n \cdot I_{нб.расч.} \quad (20)$$

За расчетную величину принимаем максимальную из этих величин.

Ток небаланса рассчитывается по формуле

$$I_{нб.расч.} = I'_{нб.} + I_{нб.}'' + I_{нб.}'''.$$

Определяем токи небаланса при расчетном КЗ в точке к – 1, по формулам:

$$I'_{нб.} = k_{апер.} \cdot k_{одн.} \cdot f_i \cdot I_{к.з.мах.}^{(3)} \quad (21)$$

где $k_{апер.} = 1$ – коэффициент апериодичности, учитывает составляющую тока(переходный режим);

$k_{одн.} = 1$ – коэффициент однотипности;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока;

$I_{к.з.мах.}^{(3)}$ – максимальный внешний ток короткого замыкания, протекающий через основную сторону.

$$I'_{нб.} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 11230 = 1123 \text{ А};$$

$$I_{нб.}'' = \Delta N \cdot I_{к.з.мах.}^{(3)} \quad (22)$$

где $N=0,16$ – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения и равная 1/2 суммарного диапазона регулирования.

$$I_{нб.}'' = 0,16 \cdot 11230 = 1796,8 \text{ А};$$

$$I_{нб.}''' = (W_p - W)/W_p \cdot I_{к.з.мах.}^{(3)} \quad (23)$$

где W_p – расчетное число витков для неосновной стороны;

W – принятое число витков для неосновной стороны.

Предварительно ток небаланса без учета третьей составляющей определяется по формулам:

$$I_{нб.расч.} = 1123 + 1796,8 = 2919,8 \text{ А};$$

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 1374,6 = 1786,98 \text{ А};$$

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 2919,8 = 3795,74 \text{ А}.$$

Принимаем наибольшее значение $I_{сз} = 3795,74 \text{ А}$.

Определим предварительное значение коэффициента чувствительности

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{min}}^{(2)} / I_{\text{с.з.}}, \quad (24)$$

где $I_{\text{min}}^{(2)}$ – ток двухфазного металлического КЗ в зоне действия защиты А.

$$I_{\text{min}}^{(2)} = \sqrt{3}/2 \cdot I_{\text{max}}^{(3)} = 9725,5 \text{ А};$$

$$K_{\text{ч}} = 9725,5/3795,74 = 2,56.$$

Так как $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ то дифференциальную защиту выполняем на основном реле РНТ – 565.

Определение числа витков обмоток быстронасыщающегося трансформатора приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Определение числа витков обмоток быстронасыщающегося трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I_{\text{ср.}} = k_{\text{сх.}} \cdot I_{\text{с.з.}} / n_{\text{T}}$	$3795,74 \cdot 1/3000/5=6,326$
Число витков обмотки БНТ реле на основной стороне: – расчетное –предварительно принятое	$W_{\text{осн.р.}} \geq F_{\text{ср.}} / I_{\text{ср.осн.}}$ $W_{\text{осн.}}$	$100/6,326=15,8$ 15
Число витков обмотки БНТ реле на основной стороне: – расчетное – предварительно принятое	$W_{\text{неосн.р.}} \geq W_{\text{осн.}} \cdot I_{\text{осн.в.}} / I_{\text{неосн.в.}}$ $W_{\text{неосн.}}$	$15 \cdot 2,3/1,8=19,17$ 19

Окончание таблицы 24

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Первичный расчетный ток небаланса с учетом третьей составляющей $I_{\text{нб.}}'''$	$I_{\text{нб.расч.}} = I_{\text{нб.}}' + I_{\text{нб.}}'' + I_{\text{нб.}}'''$	$2919,8+97,65=3017,45$
Ток срабатывания защиты на основной стороне, А	$I_{\text{с.з.}} = F_{\text{ср.}} \cdot n_{\text{T}} / W_{\text{осн.}} \cdot K_{\text{сх.}}$	$100 \cdot 3000/5/15 \cdot 1=4000$
Проверяем коэффициент отстройки защиты	$K_{\text{отс.}} = I_{\text{с.з.}} / I_{\text{нб.расч.}}$	$4000/3017,45=1,33$

Окончательно принятое значение числа витков обмотки БНТ реле	$W_{\text{осн.}}$ $W_{\text{неосн.}}$	15 19
Уточнённый ток срабатывания реле, А	$I_{\text{ср.}} = I_{\text{с.з.}} \cdot K_{\text{сх.}} / n_T$	$4000 \cdot 1/3000/5 = 6,67$

Окончательно определяем коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} = 9725,5/4000 = 2,43 \geq 1,5.$$

Рассмотренная защита может быть использована для защиты трансформатора, т.к. имеет достаточную чувствительность.

Защита от перегрузки

Защита стоит только на питающей стороне трансформатора (основной стороне). Ток срабатывания защиты определяется по формуле

$$I_{\text{с.з.}} = 1,25 \cdot I_{\text{ном.}}$$

Время срабатывания принимаем больше времени срабатывания всех защит трансформатора

$$t_{\text{с.з.}} = 9,0 \text{ с. на сигнал.}$$

2.3 Экономическое обоснование проекта реконструкции районной сети напряжением 110/10 кВ

Наш вариант реконструкции районной сети должен обеспечивать одинаковую передаваемую мощность и качество электроэнергии в нормальных и послеаварийных режимах работы сети. Так как к шинам подстанции подключаются потребители первой категории, то их питание предусматривается по двум линиям. Подсчет затрат производится по следующей формуле

$$Z = E_{\text{н}} \cdot K + И + У, \quad (25)$$

где $E_{\text{н}}$ – 0,12 нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений;

K – капиталовложения, тыс. руб;

$И$ – ежегодные эксплуатационные расходы, тыс. руб /год;

$У$ – вероятный ежегодный ущерб от недоотпуска электроэнергии, тыс.руб.

$$K = K_{л} + K_{п}, \quad (26)$$

где $K_{л}$ – капиталовложения в линии, тыс. руб;

$K_{п}$ – капиталовложения в подстанции, тыс. руб.

$$И = И_{л} + И_{п} + И_{\Delta э}, \quad (27)$$

где $И_{л}$ – издержки на амортизацию и обслуживание линий;

$И_{п}$ – издержки на амортизацию и обслуживание подстанций;

$И_{\Delta э}$ – издержки на возмещение потерь энергии в электрических сетях.

$$У = \beta_0 \cdot \Delta W_{\text{год}}, \quad (28)$$

где $\beta_0 = 1,6 \cdot 10^{-2}$ руб/кВт – удельная стоимость потерь активной энергии;

$\Delta W_{\text{год}}$ – годовой недоотпуск электроэнергии.

$$\Delta W_{\text{год}} = t_3 \cdot \Delta W_{\text{сут.}} \cdot q_3 + t_{л} \cdot \Delta W_{\text{сут.}} \cdot q_{л}, \quad (29)$$

где t_3 и $t_{л}$ – число зимних и летних дней в году;

$\Delta W_{\text{сут.}}$ – суточные потери электроэнергии.

$$q_3 = n_{т} \cdot \omega_{\text{ав.}} \cdot t_{\text{ав.}} / 8760, \quad (30)$$

где $n_{т}$ – число трансформаторов;

$\omega_{\text{ав.}} = 2 \cdot 10^{-3}$ – вероятность аварийной остановки;

$t_{\text{ав.}} = 150$ – часы на ликвидацию аварии, ч.

Издержки на возмещение потерь энергии в линиях находятся по формуле

$$И_{\Delta э} = \beta_0 \cdot \Delta P_{\text{max}} \cdot \tau, \quad (31)$$

где ΔP_{max} – суммарные потери мощности в линиях в режиме максимальных перегрузок, МВт;

τ – число максимальных потерь в году, рассчитывается по формуле

$$\tau = (0,124 + T_{\text{max}} / 10000) \cdot 8760.$$

$$\Delta P_{\text{max}} = R_{т} \cdot I_{\text{max}}, \quad (32)$$

где I_{max} – максимальный ток на 5 год эксплуатации, кА;

R_T - сопротивление трансформатора, Ом.

Для определения издержек на покрытие потерь электроэнергии необходимо найти параметры схемы замещения сети

$$R_{\Sigma} = R_L + R_{\Pi}, \quad (33)$$

где $R_L = r \cdot l/n$ – сопротивление линии, Ом;

$r = 0,306$ Ом/км – удельное сопротивление линии для сечения АС – 95;

l – длина линии, км;

n – число линий;

$R_{\Pi} = R_T/n$ – сопротивление подстанции;

$R_T = 2,54$ Ом – сопротивление трансформатора ТРДН-25000/110.

$R_{\Sigma} = 0,306 \cdot 36/2 + 2,54/2 = 6,778$ Ом;

$P_{x.x.} = \Delta P_{T.x.x.} \cdot n = 0,027 \cdot 2 = 0,054$ МВт.

Потери мощности в максимальном режиме $\Delta P_{x.x.}$ определяются по току $I_{1-16} = 0,077$ кА.

$\Delta P_{max} = 3 \cdot (0,154)^2 \cdot 6,778 = 0,482$ МВт.

Число часов максимальных потерь будет равно

$\tau = (0,124 + 5500/10000) \cdot 8760 = 5904$ ч.

Удельная стоимость потерь электроэнергии составляет $\beta = 1,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./МВт·ч.

Годовая стоимость потерь электроэнергии – издержки рассчитываются по формуле

$I_{\Delta\theta} = 1,6 \cdot 10^{-2} \cdot (0,482 + 8760 \cdot 0,054) = 53,1$ тыс. руб.

Расчет экономических показателей линий

При расчете издержек на потери исключаются ветви 1–2, 3–4, 8–10 (схемы подключения потребителей узлов 2, 4, 10 одинаковы). При расчете экономических показателей линий не рассматриваем существующие линии.

Расчет показателей по линиям для варианта реконструкции сведен в таблицу 25.

Таблица 25 – Расчет показателей по линиям для варианта реконструкции

Линия	Длина, км.	I, А.	Сечение, число цепей.	R, Ом.	$\Delta P_{\max.}$, МВт.
1–3	67	1312	3АС – 240	2,68	13,8
1–5	72	1031	3АС – 240	2,88	9,2
5–6	35	564	2АС – 240	2,1	2.004
6–7	28	132	АС – 240	3,36	0,18
7–8	50	39	АС – 240	6	0,03
8–3	40	355	2АС – 240	2,4	0,91
1–16	36	154	2АС – 95	5,51	0,39
Всего					26,5

Расчет показателей по линиям для действующей схемы районной электрической сети сведен в таблицу 26.

Таблица 26 – Расчет показателей по линиям для варианта действующей схемы сети

Линия	Длина, км.	I, А.	Сечение, число цепей.	R, Ом.	$\Delta P_{\max.}$, МВт.
1–3	67	1430,5	3АС – 240	2,68	16,5
1–5	72	995	3АС – 240	2,88	8,6
5–6	35	527	2АС – 240	2,1	1,75
6–7	28	95	АС – 240	3,36	0,09
7–8	50	76	АС – 240	6	0,1
8–3	40	392	2АС – 240	2,4	1,11
1–16	36	426,2	АС – 240	4,32	2,4
3–16	32	272,2	АС – 240	3,84	0,85
Всего					31,4

Рассчитываем издержки на компенсацию потерь электроэнергии для варианта реконструкции районной сети

$$I_{\Delta\epsilon} = 1,6 \cdot 10^{-2} \cdot 5904 \cdot 26,2 = 2503,3 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитываем издержки на компенсацию потерь электроэнергии для варианта действующей районной электрической сети

$$I_{\Delta\epsilon} = 1,6 \cdot 10^{-2} \cdot 5904 \cdot 31,4 = 2966,2 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет годового экономического эффекта и срока окупаемости

Произведем расчет годового экономического эффекта и срока окупаемости при внедрении нового оборудования по средствам сравнения с устаревшим оборудованием на примере замен ВМТ-110Б-20 на ВРС – 110

При монтаже, наладке и пуске в эксплуатацию нового оборудования, приведенные затраты определяются в течении года по формуле

$$Z_1 = 1/T_c \cdot K_1 + I_1, \quad (34)$$

где T_c – нормативный срок службы (25 лет);

K_1 – капиталовложения нового оборудования, руб.;

I_1 – годовые издержки при эксплуатации нового оборудования, руб.

Приведенные затраты устаревшего оборудования находим по формуле

$$Z_2 = 1/T_c \cdot K_2 + I_2, \quad (35)$$

где T_c – нормативный срок службы (25 лет);

K_2 – капиталовложения устаревшего оборудования, руб.;

I_2 – годовые издержки при эксплуатации устаревшего оборудования, руб.

Рассчитываем сравнительный годовой экономический эффект внедрения нового оборудования по сравнению с устаревшим оборудованием по формуле без учета инфляций

$$\mathcal{E} = 1/T_c \cdot (K_2 - K_1) + (I_2 - I_1).$$

С учетом инфляции годовой экономический эффект от внедрения нового оборудования рассчитываем по формуле

$$\mathcal{E}_и = \mathcal{E} \cdot (k_и \cdot 25 - 1) / 25 \cdot (k_и - 1), \quad (36)$$

где $k_и = 1,15$ – коэффициент инфляции.

Срок окупаемости нового оборудования рассчитываем по формуле

$$T_{ок.} = K_1 / \mathcal{E}_и.$$

Результаты расчетов годового экономического эффекта и срока окупаемости при внедрении нового оборудования по средствам сравнения с устаревшим оборудованием на примере замен ВМТ-110Б-20 на ВРС – 110 сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Сравнительный годовой экономический эффект и срок окупаемости

Наименование затрат	Числовое значение
---------------------	-------------------

Капитальные затраты на покупку ВРС – 110, руб.	3388960,00
Капитальные затраты на покупку ВМТ-110Б-20, руб.	2132000,00
$1/25 \cdot (K_1 - K_2)$, руб.	-50278,40
Приведенные годовые эксплуатационные затраты ВРС – 110 (I_1), руб.	12
Приведенные годовые эксплуатационные затраты ВМТ – 110Б-20 (I_2), руб.	135570,40
Разность годовых издержек ($I_2 - I_1$)	135558,00
Годовой экономический эффект без учета инфляций (Δ), руб.	85279,60
Годовой экономический эффект с учетом инфляций (Δ_n), руб.	631069,04
Срок окупаемости, K_1/Δ_n , лет	5

2.4 Заключение по проекту реконструкции районной сети напряжением 110/10 кВ

В проекте реконструкции произведены расчеты на основании которых определено новое оборудование на замену устаревшему оборудованию, не отвечающему нынешним требованиям сети и её потребителей. Устаревшее оборудование (в действующей схеме районной сети напряжением 110/10 кВ) и новое определенное оборудование (реконструируемая схема районной сети напряжением 110/10 кВ) подстанции для стороны 110 кВ и стороны 10 кВ приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Оборудование подстанции для стороны 110 кВ и стороны 10 кВ

Наименование оборудования	Сторона подстанции			
	110 кВ		10 кВ	
	Устаревшее оборудование	Новое оборудование	Устаревшее оборудование	Новое оборудование
Выключатель высоковольт.	ВМТ – 110Б – 20	ВРС – 110	МГГ – 10 – 3150 – 45У3	ВВЭ – 10 – 40/3150У3
Разъединитель	РНД 110/630У3	GW55	РДЛН – 10	РДЛН – 10
Трансформатор тока	ТФЗМ – 110 – У1	ТФЗМ – 110 – У1	ТШЛ – 10 – У3	ТШЛ – 10 – У3

Трансформатор напряжения	НКФ – 110 – 58	НКФ – 110 –83	НАМИ – 10 – 66	НАМИ – 10 – 95
-----------------------------	-------------------	---------------	-------------------	-------------------

В результате экономического анализа рассчитанного варианта реконструкции и действующей схемы электрической сети можно считать, что по выполнению проекта реконструкции снижаются суммарные потери мощности в линиях в режиме максимальных перегрузок на 15,6 %, т. е. на 4,9 МВт. Издержки на компенсацию потерь электроэнергии так же снижаются на 15,6 %, т. е. на 462,9 тыс. руб.. Срок окупаемости при внедрении нового оборудования по средствам сравнения с устаревшим оборудованием на примере замен ВМТ-110Б-20 на ВРС – 110 уменьшился до 5 лет. По результатам расчетов мы видим, что замена устаревшего оборудования новым оборудованием экономически выгодна, соответственно наш проект реконструкции районной сети напряжением 110/10 кВ является экономически выгодным.

3. МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Студенты среднего-профессионального образования (СПО) проходящие обучение по специальности 13.02.07 Электроснабжение по отраслям, в рамках ОП. 02. Электротехника и электроника изучают тему «Трансформаторы напряжения». В результате изучения данной темы студенты должны овладеть следующим: профессиональной компетенцией (ПК) и навыками (*знать, уметь, владеть*):

ПК 1.2. Выполнять основные виды работ по обслуживанию трансформаторов и преобразователей электрической энергии

Знать:

- типы трансформаторов напряжения и их применение, назначение, устройство и принцип действия трансформаторов напряжения, режимы работы и их параметры, типовое обозначение трансформаторов напряжения.

Уметь:

- расшифровывать обозначение трансформаторов напряжения, определять коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, рассчитывать и измерять основные параметры простых электрических цепей.

Владеть:

- правилами и методами: регистрации и расчетов параметров трансформаторов напряжения, и их различных режимов.

3.1 План урока практического обучения

Тема урока: Определение погрешностей трансформатора напряжения.

Цели работы:

- изучить конструкцию, принцип действия, назначение и классификацию измерительных трансформаторов напряжения;
- рассчитать погрешность по напряжению, угловую погрешность и построить их зависимости от нагрузки трансформатора напряжения.

Задание для практического занятия на тему «Определение погрешностей трансформатора напряжения» приведено в приложении В.

План урока практического занятия приведен в таблице 29.

Таблица 29 – План урока практического занятия

Структурный элемент урока	План деятельности педагога	План деятельности учащихся	Время этапа урока	Кол-во учащихся
1.Организационный момент.	Приветствие, проверка присутствующих.	Приветствие, подготовка к занятию	5	10
2.Мотивационный момент.	Сообщение темы практической работы, формулирование целей практической работы.	Запись даты, темы практической работы. Осмысление целей практической работы.	5	10
3.Актуализация опорных знаний.	Актуализирует опорные знания с помощью методов обучения: словесный, наглядный.	Повторения материала, конспектирование недостающего материала.	35	10
4.Выполнение практического задания.	Распределение вариантов задания между обучающимися по номеру в списке учебной группы. Объяснение последовательности выполнения работы. <ul style="list-style-type: none"> • запись данных по вариантам; • расшифровка трансформатора по варианту; • определение погрешности по напряжению; • построение векторной диаграммы; 	Выполнение практической работы	20	10

	<ul style="list-style-type: none"> • определение угловой погрешности; • построение зависимости угла потерь в стали от индукции; • оформление отчета. 			
5.Подведение итогов занятия	Подведение итогов занятия. Оценивание деятельности обучающихся по критериям оценивания.	Предоставление руководителю отчёта по практической работе.	10	10

Задача практического занятия:

- Записать данные для выполнения практического занятия по вариантам, распределенным по номеру студента в списке журнала группы.
- По выписанным данным выполнить расшифровку данного трансформатора напряжения.
- Затем определить его погрешность по напряжению и построить векторную диаграмму по результатам построения которой определить угловую погрешность и построить зависимость угла потерь в стали от индукции.
- В итоге практического занятия по полученным результатам оформить отчет по требованиям выданным преподавателем в начале практического занятия и защитить его на собеседовании с преподавателем.

Отчет по практическому занятию должен содержать:

- титульный лист(содержащий ФИО студента и преподавателя, соответствующий номер варианта студента и название практической работы);
- расшифровку данного трансформатора;
- выполненные расчеты;
- построенную векторную диаграмму;

- расчеты сведённые в таблицу 1 – зависимость угла потерь от индукции $B_{\text{макс}}$ для магнитопроводов из сталей марок 3411,3412,3413,3414 при частоте 50 Гц;
- необходимые выводы о выполненном практическом занятии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выпускной квалификационной работы выполнен проект реконструкции районной электрической сети напряжением 110/10 кВ для электроснабжения потребителей выбранного района.

В ходе работы был произведён выбор силовых трансформаторов, высоковольтных аппаратов, токоведущих частей и другого оборудования подстанции, расчет релейной дифференциальной токовой защиты и защиты от перегрузок, выполнен экономический расчет.

В результате проведенных расчетов к установке на подстанции принимается следующее оборудование:

- два силовых трансформатора типа ТРДН – 25000/110У1 и ТРДН – 16000/110У1;
- в ОРУ 110 кВ – вакуумный выключатель серии ВРС-110 с одноразрывной вакуумной дугогасительной камерой, горизонтально-поворотный разъединитель GW55 оснащенный блокировочным механизмом, трансформатор напряжения НКФ – 110 – 83;
- в ЗРУ 10кВ шкафы комплектного распределительного устройства внутренней установки(КРУ) с вакуумным выключателем ВВЭ – 10 – 40/3150У3, разъединитель РДЛН – 10;
- В модульном здании ЗРУ 10 кВ два сухих трансформатора собственных нужд (ТСН) ТСЗ 160/10.

Выводы, сделанные при разработке выпускной квалификационной работы, могут быть использованы в проектной и эксплуатационной практике

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Акимова, Н.А. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования / Н.Ф. Котеленец, Н.А. Акимова, Н.И. Сентюрихин. – Москва: Издательский центр «Академия», 2013. – 304 с.
2. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. – Вологда: Инфра – Инженерия, 2016. – 416 с.
3. Бурман, А.П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: Учебное пособие / Ю.К. Розанов, Ю.Г. Шкарян. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2012. 336 с.
4. Васильев, А.А. Электрическая часть станций и подстанций. – Москва: Изд-во Энергия, 2007. – 551 с.
5. ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. – Взамен ГОСТ 1983 – 89 ; введ. 2003-01-01. – Москва: Изд-во стандартов, 2003. – 31 с.
6. Грунтович, Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования: Учебное пособие / Н.В. Грунтович. – Москва: Нов. знание, НИЦ ИНФРА-М, 2013. – 271 с.
7. Дымков, А.М. Трансформаторы напряжения. – Москва: Изд-во Энергоатомиздат, 2011. – 192 с.
8. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. / В.И. Идельчик. – Москва: Альянс, 2016. – 592 с.
9. Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро; под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – Москва: ЭНАС, 2012. – 375 с.

10. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий: Учебное пособие / Э.А. Киреева. – Москва: КноРус, 2013. – 368 с.
11. Климова, Г.Н. Электроэнергетические системы и сети. энергосбережение: Учебное пособие для прикладного бакалавриата / Г.Н. Климова. – Люберцы: Юрайт, 2016. – 179 с.
12. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для среднего профессионального образования / Е.А. Конюхова. - Москва: ИЦ Академия, 2013. – 320 с.
13. Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. – Санкт –Петербург: Лань, 2014. – 192 с.
14. Короткевич, М.А. Проектирование линий электропередачи. Механическая часть: Учебное пособие для студ. вузов по электроэнергетическим спец. – Москва: Высшая школа, 2010. – 576 с.
15. Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. – Москва: МЭИ, 2013. – 412 с.
16. Назарычев, А.Н. Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. Централизованное и автономное электроснабжение объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов / А.Н. Назарычев. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.
17. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике (с примерами расчетов) / Э. А. Киреева, С. Н. Шерстнев; под общ. ред. С. Н. Шерстнева. - 2-е изд., стер. - Москва: КноРус, 2013. – 861 с.
18. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 2016. – 464 с.
19. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – Москва: РадиоСофт, 2013. – 328 с.

20. Соколова, Е.М. Электрическое и электромеханическое оборудование. Общепромышленные механизмы и бытовая техника. – 8-е изд., доп. и перераб. – Москва: Издательский центр «Академия», 2013. – 224с.

21. ФГОС СПО 13.02.07 Электроснабжение (по отраслям) от 2014 – 05 – 18; № 17270 – Москва: Минобрнауки России, 2014. – №827.

22. Хрущев, Ю.В. Электроэнергетические системы и сети. электромеханические переходные процессы: Учебное пособие для прикладного бакалавриата / Ю.В. Хрущев, К.И. Заповодников, А.Ю. Юшков. – Люберцы: Юрайт, 2016. – 153 с.

23. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение. Курсовое проектирование: Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. – Санкт – Петербург: Лань, 2014. – 192 с.

24. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – Москва: Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.

25. Эрганова, Н.Е. Методика профессионального обучения: Учеб. пособ. 3-е изд, испр. и доп. – Екатеринбург: Изд-во Рос. гос. проф.-пед. ун-та. –2003. –150 с.