МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические сети, станции и системы

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой Умбеткулов Е.К. к.т.н.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

(подпись) «10» 06 2016г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: «Проектирование подстанции 220/110/10 кВ в городе Каскелен».

Специальность 5В071800 Электроэнергетика

Выполнил (а) Киризбаев В.Б. Эу-13-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Черемесинов Ю.Г., к.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
Жакупов А.А. к.т.н. профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

(подпись) «26» 05 2016 г.

по безопасности жизнедеятельности:
Муташева Г.С. к.т.н., ст. преп.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

(подпись) «26» 05 2016 г.

Нормоконтролер: Тергеусизова М.А. доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

(подпись) «31» 05 2016г.

Рецензент: Кокиев Т.М. начальник отдела ТП АО „АЖК"
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

(подпись) «_____» _____ 20___г.

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет 5В071800 - Электроэнергетика
Специальность Электрические Сети и Системы
Кафедра Электрические Станции Сети и Системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Киргизбаев Валихан Батырович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Проектирование подстанции 220/110/10 кВ города Каскелен

утверждена приказом ректора № 148 от «19» сентября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «30» мая 2015 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1. Анализ перспективной схемы подстанции.
2. Теоретические вопросы.
3. Выбор оборудования.
4. Расчет токов КЗ.
5. Релейная защита тр.-ра подстанции.
6. Безопасность жизнедеятельности
7. Технико - экономическое обоснование проектируемой подстанции 220/110/10 кВ г. Каскелен.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Схема электрических соединений ПС – 220/110/10 кВ г. Каскелен.
2. Схема размещения устройств ПС
3. Схема релейной защиты и автом. подстанции.

Рекомендуемая основная литература

1. Рожкова А.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М. Энергоатомиздат., 1989 – 648 с.
2. Рокотян С.С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем 3-е издание – М. Энерго – атомиздат., 1995 – 349 с
3. Идельчик В.И. Электрические системы и сети – М. Энергоатомиздат., 1889 – 592 с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Безопасность жизнедеят.	Мутанова Р.С.	26.05.16.	
Эконом. часть	Исакулов А.А	26.05.16	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Анализ перспективной схемы подстанции	10.03-15.03.16	
2	Теоретические вопросы	17.03-25.03.16	
3	Выбор оборудования	20.03-26.03.16	
4	Расчет токов короткого замыкания	27.03.-10.04.16	
5	Релейная защита гр.-ра подстанции	8.04.-17.04.16	
6	Безопасность жизнедеятельности	20.04.-25.05.16	
7	Технико-экономическое обоснование проектируемой подстанции 220/110/10 кВ в г. Каскелен	1.05.-25.05.16	

Дата выдачи задания «5» ноября 2015 г.

Заведующий кафедрой _____ Умбеткулов Е.К.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Черемисинов Ю.Г.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Киргизбаев В.Б.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В данной дипломной работе рассматривается проектирование подстанции 220/110/10 кВ в г. Каскелен. Актуальность её объясняется проблемой дефицита электроэнергии в связи с быстрым увеличением нагрузок потребителей, появлением новых жилых домов, требующих дополнительных мощностей от энергосистемы. В экономической части дипломного проекта произведена экономическая оценка инвестиций в проектировапние подстанции. Также рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности.

Аңдатпа

Берілген дипломдық жобада Алматы энерго түйінінің станциясын 220/110/10 Каскелен. Мұның қажетілігі тұтықушылар жүктемесінің қарқынды өсүімен, энергожүйеден үлкен қуаттарды талап ететін жаңа өндірістердің пайда болуымен негізделеді. Дипломдық жобаның экономикалық бөлімінде қосалқы стансаның құрылысының экономикалық бағасы жасалынған. Сонымекатар, өмір тіршілік қауіпсіздігі мәселелеріде қарастырылған.

Abstract

This research paper examines the design of the station 220/110/10 kV in Kaskelen. The urgency of the problem is due to its shortage of electricity due to the rapid increase in the load of consumers, the emergence of new residential buildings that require additional power from the grid. In the economic part of the thesis project made economic assessment of investment in the reconstruction of the substation. Also consider safety.

Содержание

Введение……
1 Анализ перспективной схемы подстанции…… 5
2 Теоретические вопросы……. 5
2.1 Виды и причины перегрузок автотрансформатора……. 5
2.2 Нагрузочная способность силовых автотрансформаторов…….. 8
2.3 Методика преобразования исходного графика в двухступенчатый 12
3 Выбор оборудования 14
3.1 Выбор принципиальной схемы подстанции……. 14
3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов……..…… 15
3.4 Выбор схем электрических соединений……. 16
3.5 Выбор типа конструкции ЗРУ -10……. 18
4 Расчет токов короткого замыкания ……. 19
4.1 Общие требования…… 19
4.2 Выбор электрических аппаратов ……..……. 23
5 Релейная защита трансформатора подстанции…..……. 34
5.1 Основные положения……. 34
5.2 Дифференциальная токовая защита автотрансформатора…… 35
5.3 Терминал дифференциальной защиты трансформатора Р632…….. 37
5.4 Газовая защита……. 40
6 Безопасность жизнедеятельности…… 42
6.1 Анализ условий труда в диспетчерской ……. 42
6.2 Расчет искусственного освещения…….. 44
6.3 Расчет вентиляции диспетчерской ……..……. 47
7 Технико-экономическое обоснование проектируемой подстанции 220\110\10 кВ в г. Каскелен…….. 48
7.1 Общие исходные условия ……..…… 48
7.2 Рынок и мощность предприятия …….. 48
7.3 Организация предприятия и трудовые ресурсы ……. 49
7.4 Финансово-экономическая оценка проекта…… 49
7.5 Расчет экономической эффективности вложенных средств и срока окупаемости…… 51
7.6 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций…. 54
Заключение……. 57
Список литературы……. 58

Введение

Город Каскелен – развивающейся город страны, расположен на юго-западе от г. Алматы и является одним из крунейших районных центров. Город расположен у северного подножия гор Заилийского Алатау северного хребта Тянь-Шаня. Координаты города - 77° восточной долготы и 43° северной широты.

Площадь г. Каскелена - 51,5 квадратных километра.

Город обладает крупным демографическим и трудовым потенциалом: на 1.01.2013 года численность его населения составила 475,4 тыс. человек.. Доля экономически активного населения - 65,8 %, уровень занятости – 94,3 %.

Экономическая специализация города основана на предоставлении торговых, финансовых, образовательных, транспортно - логистических, туристских и других видов услуг.

В 2015 году город предоставляет 2,7% республиканского объема торговых услуг, самый широкий ассортимент товаров, имеет современную инфраструктуру для обеспечения деятельности предприятий розничной торговли, общественного питания и бытового обслуживания.

Каскелен занимает хорошую позиции в развитии туристской индустрии страны, на его долю в 2015 году приходится 81% общереспубликанского объема выполненных работ и услуг в туристской индустрии, 19 % количества всех обслуженных посетителей.

Город является крупнейшим транспортно - логистическим и коммуникационным центром страны..

В городе создана крупнейшая инфраструктура для оказания медицинских услуг: работают сотни специализированных диагностических, поликлинических и амбулаторных заведений, научно-исследовательских и санаторных организаций, различные лечебные центры. Обеспеченность врачами по городу высокая.

Город является важным центром внешнеторговой деятельности: по объему внешнеторгового оборота он занимает ведущее место.

Для Каскелена характерен более высокий, чем в среднем по республике, уровень жизни населения. Денежные доходы в расчете на одного человека в Каскелене в 1,9 раза, среднемесячная номинальная заработная плата жителей города в 1,3 раза, денежные расходы на потребление в 1,5 раза превышают средний уровень по стране.

Выполнение этого требования невозможно без строительства новых и модернизации старых подстанций, которые будут удовлетворять требованиям по защите и надежности, а также бесперебойную поставку электроэнергии потребителю.

В данной работе была спроектирована подстанция, где выбор автотрансформаторов производится с учетом реальных графиков нагрузок. При выборе была использована методика преобразования исходного графика в двухступенчатый. Выбор осуществлен на примере подстанции 220/110/10

кВ, которая находится в западной части города Алматы. Потребителями ПС Каскеленская 220/110/10 кВ являются объекты коммунально бытового сектора и крупные торговые дома. Подстанция ПС «Западная», на напряжении 220 кВ осуществляет связь между энергосистемой, на напряжении 110 кВ подстанция связана с ПС ТЭЦ-2 ПС- №7 220/110/10 кВ АХБК, ПС «Алатау», а также от шин 10 кВ питает местных потребителей.

В данном дипломном проекте рассмотрены теоретические вопросы:

- виды и причины перегрузок автотрансформатора;
- нагрузочная способность силового автотрансформатора;
- методика преобразования исходного графика в двухступенчатый.

В разделе“Безопасность жизнедеятельности” произведен анализ условия труда оперативного персонала и выполнены расчёт освещения диспетчерского пункта и расчёт огнетушителей и схемы их расположения.

В разделе “Экономическая часть” разработан бизнес-план, произведён обзор рынка, составлен финансовый план, рассчитаны годовые эксплуатационные издержки и дисконт срока окупаемости. Также определена годовая прибыль за транзит э/э через подстанцию, за вычетом подоходного налога.

В процессе выполнения дипломного проекта были использованы следующие программные продукты: для расчета токов короткого замыкания – ТКЗ-3000; для выполнения рисунков, графиков, чертежей – AutoCAD; для расчетов MicrosoftExel; создание презентации MicrosoftPowerPoint; оформление текстовой части - MicrosoftWord.

1 Анализ перспективной схемы подстанции

Исходными данными для разработки схемы реконструкции подстанции являются следующие материалы:

- Назначение подстанции в энергосистеме;
- Наличие одного или двух РУ повышенных напряжений подстанции;
- Число трансформаторов;
- Задание на разработку проекта реконструкции подстанции;
- Материалы о развитии существующих и новых потребителей электроэнергии в городе (заявленные установленные мощности на перспективу)
- План схемы рассматриваемой подстанции.

Принципиальная схема подстанции определяет выполнение трансформаторных и автотрансформаторных связей между РУ, и выбор ее основывается на технико-экономических расчетах. Для подстанций с двумя или тремя напряжениями принципиальная схема определяется практически однозначно. Проектирование подстанций сводится к выбору числа, типа и номинальной мощности необходимых трансформаторов.

Энергия, поступающая из сети высшего напряжения, может быть определена как на одном низшем напряжении 6-10кВ, так и на двух напряжениях: среднем 35кВ и более низшем 6-10кВ. В зависимости от количества РУ устанавливают двухобмоточные или трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы в зависимости от режима нейтрали сети среднего напряжения.

Установка одного трансформатора возможна только на подстанции, питающей неответственных потребителей(третья категория). Для электроснабжения потребителей первой и второй категорий по условию надежности, как правило, устанавливают два трансформатора. Установка большего количества трансформаторов допускается только при соответствующих технико-экономических обоснованиях.

Для нашей подстанции выбираем схему с двумя трансформаторами, которые мы выбираем по условию напряжения U=220кВ. Принимаем к установке два трансформатора. $T_м$=5000часов, коэффициент мощности потребителей $\cos\varphi = 0{,}85$; климатический район по гололеду - 1.

2 Теоретические вопросы

2.1 Виды и причины перегрузок автотрансформатора

Перегрузка автотрансформатора – режим, вызывающий ускоренный износ изоляции. Такой режим возникает, если нагрузка на данный автотрансформатор окажется больше его номинальной мощности или температуры окружающей среды больше принятой расчетной +200 С.

Перегрузки могут быть аварийными и систематическими.

Аварийные перегрузки делятся на два типа:

- кратковременные (вне зависимости от предыдущей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки трансформатора);

- длительные (в зависимости от предшествующей нагрузки, введенные в государственный стандарт с учетом нужд и требований энергосистем).

Аварийная перегрузка разрешается в аварийных случаях, например, при выходе из строя параллельно включенного трансформатора. Допустимая перегрузка определяется предельно допустимыми температурами обмотки +140С и масла +115С.

Таблица 2.1 – Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов

h, ч	Значения К2доп для автотрансформаторов с системой охлаждения							
	Без учета значения К1				При К1≤0,8			
	М (до 2,5 МВ·А)	М (свыше 2,5 МВ·А)	Д	ДЦ и Ц	М (до 2,5 МВ·А)	М (свыше 2,5 МВ·А)	Д	ДЦ и Ц
0,5	1,7/1,5	1,6/1,3	1,5/1,3	1,4/1,2	2,0/2,0	2,0/1,8	1,7/1,5	1,6/1,4
1,0	1,7/1,4	1,5/1,3	1,5/1,3	1,4/1,2	2,0/1,8	1,9/1,6	1,6/1,4	1,5/1,3
2,0	1,7/1,4	1,5/1,3	1,5/1,3	1,3/1,2	1,9/1,7	1,8/1,5	1,5/1,3	1,4/1,2
4,0	1,6/1,4	1,5/1,3	1,4/1,2	1,3/1,2	1,7/1,5	1,6/1,3	1,5/1,3	1,3/1,2
8,0	1,6/1,4	1,5/1,3	1,4/1,2	1,3/1,2	1,6/1,4	1,5/1,3	1,4/1,3	1,3/1,2
24,0	1,6/1,4	1,5/1,3	1,4/1,2	1,3/1,2	1,5/1,4	1,5/1,3	1,4/1,3	1,3/1,2

Согласно стандарту ГОСТ 11677-75 допускается кратковременная аварийная перегрузка сверх номинального тока (независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки) в следующих пределах: длительная аварийная перегрузка для трансформаторов с системами охлаждения допускается на 40% в течение 5 суток, продолжительность не более 6 часов в сутки при соблюдении еще целого ряда дополнительных условий.

Указанная перегрузка (таблица 2.1), может привести к значительному перегреву обмоток, поэтому необходимо принимать меры для усиления охлаждения трансформатора (орошение бака водой, включение резервных охладителей, вентиляторов дутья и т.д.).

Допустимая систематическая перегрузка определяется балансом старения изоляции автотрансформатора, т.е. циклы со скоростью относительного износа изоляции больше и меньше единицы компенсируются. Он зависит от постоянной времени и системы охлаждения трансформатора, а также длительности перегрузки и эквивалентной температуры окружающей среды. Основные параметры, определяющие допустимые перегрузки трансформаторов, приведены в таблице 2.1.

Систематическая перегрузка автотрансформатора возможна за счет неравномерной нагрузки в течение суток. Из суточного графика нагрузки трансформатора, как правило, видно, что в ночные, утренние и дневные часы

трансформатор недогружен, а во время вечернего максимума (от 18.00 – 22.00 ч) перегружен.

Таблица 2.2 – Предельные значения параметров для автотрансформатора

Параметр	Автотрансформаторы мощностью, МВ·А		
	До 2,5	От 2,5 до 100	Свыше 100
При систематических перегрузках:			
ток, отн. ед.	1,5	1,5	1,3
температура наиболее нагретой точки, °С	140	140	120
температура масла в верхних слоях, °С	105	105	105
При продолжительных аварийных перегрузках:			
ток, отн. ед.	1,8	1,5	1,3
температура наиболее нагретой точки, °С	150	140	130
температура масла в верхних слоях, °С	115	115	115
При кратковременных аварийных перегрузках:			
ток, отн. ед.	2,0	1,8	1,5
температура наиболее нагретой точки, °С		160	160
температура масла в верхних слоях, °С		115	115

При недогрузке износ изоляции мал, при перегрузке износ значительно усиливается. Допустимая систематическая перегрузка определяется из условия, что износ изоляции за время максимальной нагрузки и предшествующей недогрузки такой же, как при работе автотрансформатора при постоянной номинальной нагрузке, когда температура наиболее нагретой точки обмотки не превышает +98С. Допустимая систематическая перегрузка зависит от начальной нагрузки, длительности перегрузки, системы охлаждения и мощности трансформатора и температуры охлаждающей среды. Если нагрузка не имеет значительных суточных или сезонных колебаний, то принимают $V_{охл}$=±20°С; если сезонные колебания нагрузки совпадают с периодом максимальных среднесуточных температур, то определяют эквивалентную температуру $V_{охл\ эк}$ (методы определения ее приведены в государственном стандарте).

С учетом всех перечисленных факторов построение графиков нагрузочной способности, по которым можно определить допустимые систематические перегрузки. Всего в ГОСТ 14203-69 таких графиков 36. Перегрузка более 50% должна согласована с заводом – изготовителем.

Кроме систематической перегрузки за счет суточного колебания нагрузки допускается перегрузка за счет сезонного колебания, если максимум типового графика нагрузки в летнее время меньше номинальной мощности трансформатора, то в зимние месяцы допускается дополнительная однопроцентная перегрузка трансформатора на каждый процент недогрузки летом, но не более чем на 15%.Суммарная нагрузка не должна быть больше

150% номинальной. При отказе системы принудительного охлаждения трансформатора нагрузка должна быть снижена.

2.2 Нагрузочная способность силовых автотрансформаторов

Нагрузочная способность является одним из важнейших показателей эффективности работы любой системы электроснабжения. Силовой автотрансформатор являются одним из основных элементов систем электроснабжения. Значения допустимых перегрузок и их продолжительность, и следовательно, мощность трансформаторов рассчитываются с учетом допустимого нагрева активных частей, определяемого классом нагревостойкости применяемой изоляции. Нагрузки на силовые трансформаторы ограничиваются значениями допустимых перегрузок. Величина допустимых нагрузок силовых трансформаторов, влияет на эффективность и надежность работы всей системы электроснабжения.

При выборе мощности силовых автотрансформаторов нельзя руководствоваться только их номинальной мощностью, так как в реальных условиях температура охлаждающей среды, условия установки автотрансформатора могут быть отличными от принятых. Нагрузка автотрансформатора меняется в течение суток, и если мощность выбрать по максимальной нагрузке, то в периоды спада ее автотрансформатор будет не загружен, т.е. недоиспользована его мощность. Опыт эксплуатации показывает, что трансформатор может работать часть суток с перегрузкой, если в другую часть суток его нагрузка будет меньше номинальной. Критерием различных режимов является износ изоляции автотрансформатора. Перегрузки по напряжению, нормально должны исключаться схемой и режимом работы электрической сети, а также защитными устройствами. Поэтому обычно рассматривается только допустимость перегрузок по мощности (току) в условиях изменяющейся температуры охлаждающей среды. В качестве примера ниже приведен график нагрузочной способности автотрансформатора (рисунок 1.1) с системой охлаждения ДЦ (Ц) и постоянной времени нагрева 3,5 часа при эквивалентной температуре окружающей среды 20С°.

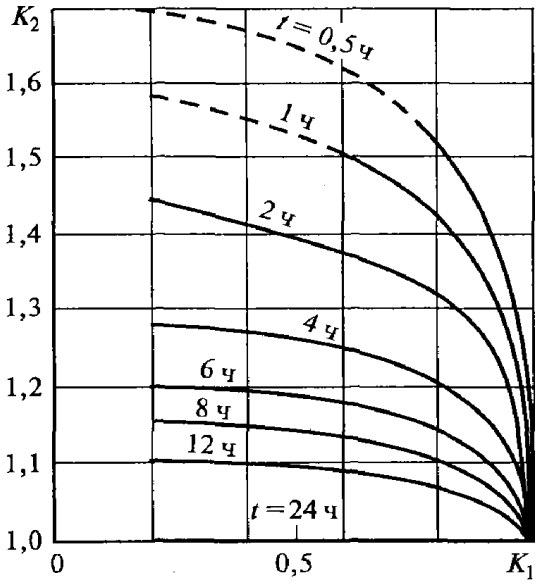


Рисунок 2.1 – График нагрузочной способности

Нагрузка большинства автотрансформаторов в течение всего срока службы меняется в течение суток. Автотрансформаторы могут планомерно отключаться в зависимости от режима их работы. При снижении нагрузки часть параллельно работающих трансформаторов может быть отключена с переводом их нагрузки на оставшиеся в работе автотрансформаторы, тем самым обеспечивается наиболее экономичный режим работы трансформаторов.

Режим нагрузки трансформаторов, работающих в блоке с генератором, определяется режимом нагрузки генераторов, и, если электростанция работает в базисе графика, они несут постоянную по величине нагрузку в течение длительного времени. Понизительные трансформаторы, установленные непосредственно у потребителей, имеют графики нагрузки, определяемые графиком работы потребителей. Соответственно изменяющейся нагрузке меняется тепловое состояние автотрансформатора и тем самым интенсивность теплового старения изоляции автотрансформатора.

Поэтому температурный режим трансформатора должен выдерживаться в диапазоне допустимых температур, только в таком случае можно обеспечить и выдержать нормируемый срок службы трансформатора.

Следует различать номинальную мощность и нагрузочную способность трансформатора. Под номинальной мощностью понимают условную мощность, которую трансформатор может отдавать постоянно в течение всего нормального срока службы. (В ГОСТ 1167765 срок службы не указан, в ГОСТ 1167775 и ГОСТ 1167785* средний срок службы 25 лет). А под нагрузочной способностью понимается как мощность, которую автотрансформатор способен отдавать только в данный рассматриваемый относительно короткий промежуток времени. В этот момент трансформатор работает под нагрузкой, превышающей номинальную мощность трансформатора. Обязательным условием допустимости систематической работы автотрансформатора в таком

режиме является обеспечение нормального срока службы трансформатора, т.е. если перегрузки не сокращают в значительной степени срок службы изоляции, а следовательно, и трансформатора в целом. При аварийных перегрузках возникающие в трансформаторе температуры превышают допускаемые нормами значения, а значительный износ изоляции приводит к укорочению его срока службы. В реальных условиях эксплуатации допускаются как систематические длительные, так и кратковременные аварийные перегрузки. Значение систематических перегрузок трансформатора определяется в зависимости от характера суточного графика нагрузки и температуры охлаждающей среды.

Допустимые систематические нагрузки трансформатора больше его номинальной мощности возможны за счет неравномерности нагрузки в течении суток. Ниже изображен суточный график нагрузки (рисунок 2.2), из которого видно, что ночные, утренние и дневные часы автотрансформатор недогружен, а во время вечернего максимума перегружен.

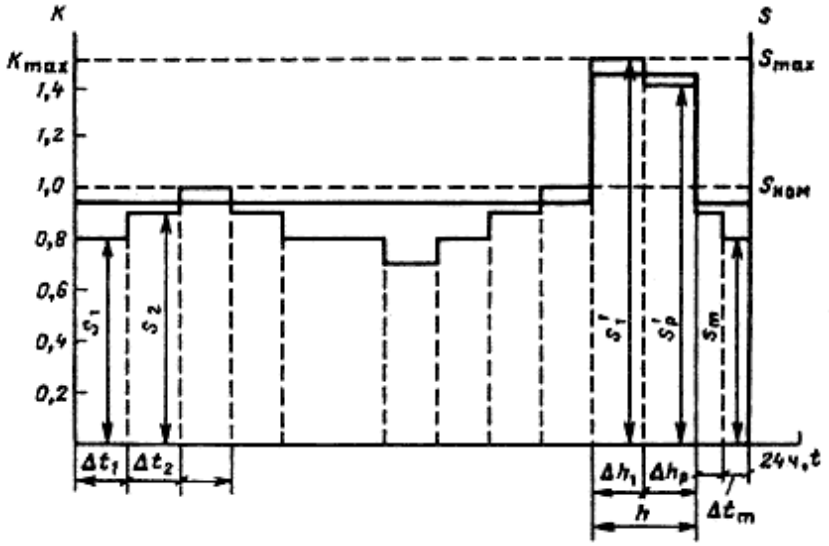


Рисунок 2.2 – Суточный график нагрузки автотрансформатора

Существует новый ГОСТ 1420985, который только распространяется на новые трансформаторы мощностью до 100 МВА включительно, а для трансформаторов свыше 100 МВА нормы нагрузочной способности даны в заводских инструкциях по эксплуатации. Расчетные допустимые перегрузки трансформаторов в новом стандарте сведены в таблицы (ранее те же перегрузки определялись по диаграммам нагрузочной способности). Результаты определения допустимых перегрузок путем лишь расчета не всегда совпадают с результатами экспериментальных испытаний. Этим объясняется причина нераспространения стандартов на весь действующий диапазон мощностей.

Испытания на перегрузочную способность некоторых автотрансформаторов показали, что наиболее нагретая точка обмотки (ННТ) не всегда правильно отражает максимальную температуру нагрева трансформатора. Эксперименты на нагрузочную способность

автотрансформатора показали также, что при допустимой температуре ННТ в конструкции могут иметь место температуры, превышающие значение температуры ННТ (отводы, контакты переключающих устройств РПН, перегревы от потоков рассеяния). У ряда автотрансформаторов по тем же причинам вместимости расширителей не соответствуют тепловому расширению объема масла, возникающему при перегрузках. Поэтому необходима осторожность при определении перегрузки трансформатора в эксплуатации, тем более что недостатки при определении перегрузки расчетным путем выявляются только в дальнейшем, т.е. в эксплуатации. Нарушение температурного режима приводит к ослаблению конструкции, изоляция трансформатора приобретает хрупкость, и тем самым увеличивается восприимчивость к электродинамическим воздействиям при КЗ (при меньших значениях токов КЗ). В исключительных случаях вынужденно допускают на трансформаторе перегрузки, приводящие к большему износу изоляции, что связано с некоторым сокращением срока службы автотрансформатора. Это допускается, как правило, в аварийных ситуациях, когда перегрузки за счет трансформаторов предотвращают отключение потребителей, связанное с большим материальным ущербом, значительно большим, чем ущерб, наносимый сокращением срока службы трансформатора. По ГОСТ 1420969 перегрузки в аварийных режимах допускаются для всех режимов работы независимо от предшествующего режима нагрузки и температуры охлаждающей среды. Ниже приведена таблица (таблица 1.3) допустимых аварийных перегрузок трансформатора.

При перегрузках следует учитывать особенности и недостатки конструкции, когда автотрансформаторы не могут нести полную перегрузку. В таких случаях вопросы, связанные с нормируемой величиной перегрузки, решаются совместно с заводом изготовителем. В новых нормах (ГОСТ 1420985 и заводских инструкциях по эксплуатации новых и обновленных типов крупных автотрансформаторов, освоенных после 1985 г.) допустимые аварийные перегрузки зависят от температуры охлаждающей среды и от предшествующей нагрузки.

В эксплуатации же автотрансформатора имеет место именно режимы перемешивающихся кратковременных нагрузок. Ни нагрузка трансформатора, ни окружающая температура, как правило, не остается постоянными не только в течение всего срока службы, но и на протяжении одних суток. Таким образом, величина максимально допустимой кратковременной нагрузки зависит от коэффициента заполнения графика нагрузки за определенный промежуток времени, в частности суточного графика. Кроме того, решающим фактором с точки зрения износа изоляции при всяких условиях эксплуатации является не превышение температуры, а сама температура обмотки, то очевидно, что климатические условия места установки должны приниматься во внимание.

Таблица 2.3 – Допустимые аварийные перегрузки автотрансформатора при выборе их номинальной мощности для промышленных подстанций

Продолжительность перегрузки, ч	Эквивалентная температура охлаждающего воздуха, °С									
	- 10		0		+ 10		+20		+ 30	
	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ
0,5	2	1,8	2	1,8	2	1,7	2	1,6	2	1,5
1	2	1,7	2	1,7	2	1,6	2	1,5	1,9	1,5
2	2	1,6	1,9	1,6	1,8	1,5	1,7	1,4	1,6	1,4
4	1,7	1,5	1,7	1,5	1,6	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3
6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3
8	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3
12	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3
24	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3

Из всего изложенного вытекает, что при выборе трансформатора недостаточно исходить из одной только номинальной мощности. Необходимо учитывать нагрузочную способность трансформатора, критерием которого должен является срок службы, а не превышение температуры.

2.3 Методика преобразования исходного графика в двухступенчатый

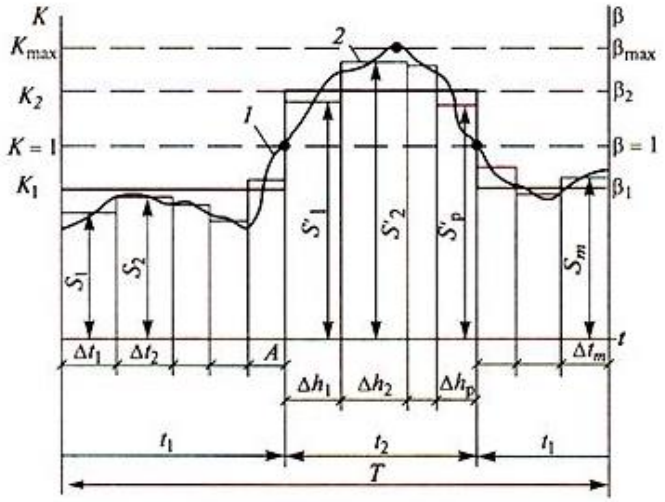
Для определения нагрузочной способности автотрансформатора используют его реальный суточный (Т=24ч) график нагрузки и затем преобразуют эквивалентный двухступенчатый. Методика преобразования следующая:

На исходном суточном графике (Рисунок 2.3) нагрузки проводится линия номинальной мощности трансформатора Sном, она же линия относительной номинальной нагрузки К=1. В точках пересечения линии К=1 с кривой графика нагрузки выделяется участок перегрузки продолжительность h'.Оставшаяся часть графика с меньшей нагрузкой разбивается на m интервалов Δt, и исходя из возможности проведения в каждом из них линии средней нагрузки, т.е. так, чтобы площади участков над и под средней линией были примерно равными, а затем определяется значения нагрузки средних линий S1, S2, …, Sm.

Рассчитывается начальная нагрузка K_1 эквивалентного графика по следующей формуле:

$$K_2' = \frac{1}{S_n}\sqrt{\frac{\left(S_1'\right)^2 \Delta h_1 + \left(S_2'\right)^2 \Delta h_2 + ... + \left(S_p'\right)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + ... + \Delta h_p}}, \quad (2.3)$$

Участок перегрузки h’ на исходном графике нагрузки делится на p интервалов Δh, исходя из возможности проведения линии средней нагрузки на каждом интервале, а затем определяется значения S1’, S2’, … Sm’.



1 – исходный; 2 – двухступенчатый график нагрузки

Рисунок 2.3 – Преобразование исходного графика нагрузки автотрансформатора в эквивалентный двухступенчатый график

Затем рассчитывается предварительное превышение перегрузки эквивалентного графика по следующей формуле:

$$K_2' = \frac{1}{S_n}\sqrt{\frac{(S_1')^2\,\Delta h_1 + (S_2')^2\,\Delta h_2 + \ldots + (S_p')^2\,\Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \ldots + \Delta h_p}}, \qquad (2.4)$$

Сравнивается значение K_2' сK_{max} исходного графика нагрузки. Если $K_2' \geq 0{,}9K_{max}$, то $K_2 = K_2'$. При $K_2' = 0{,}9\ K_{max}$в расчет вводится $K_2 = 0{,}9\ K_{max}$, а продолжительность перегрузки h эквивалентного графика нагрузки пересчитывается по формуле

$$h = \frac{(K2')^2\,h'}{(0{,}9Kmax)^2} \qquad (2.5)$$

Если исходный суточный график нагрузки трансформатора содержит два близких по значению максимума различной продолжительности, значения h и K_2 определяется по максимуму большей продолжительности, а значение K1 – как среднее квадратическое значение остальной нагрузки. Наконец, если график нагрузки содержит несколько последовательных близких максимумов, значения K_2 и h определяется из охвата всех максимумов, а K_1 – как среднее квадратическое значение оставшейся нагрузки.

3 Выбор оборудования

3.1 Выбор принципиальной схемы подстанции

Выбором принципиальной схемы подстанции принято называть выбор числа, типа и мощности силовых трансформаторов.

Выбор между трансформаторами и автотрансформаторами для подстанций решается однозначно в зависимости от принятой системы рабочего заземления связываемых сетей.

Для электроснабжения потребителей 1-й и 2-й категорий, как правило, устанавливают два трансформатора (АТ). Установка большего количества трансформаторов (АТ) допускается только при соответствующих технико-экономических обоснованиях.

Номинальная мощность трансформаторов определяется наибольшей полноймощностью $S_{Нб}$, передаваемой по наиболее нагруженной обмотке трансформатора. Для выявления $S_{Нб}$(при отсутствии источников реактивной мощности) по заданным графикам активной нагрузки низшего $P_н$и среднего $P_с$напряжений и соответствующим коэффициентам мощности $\cos\varphi_н$, $\cos\varphi_с$ строятся графики реактивных мощностей обмоток, высшего и низшего напряжений $Q_в$и $Q_с$, а затем графики полных мощностей этих обмоток $S_Н$, $S_с$.

Ниже приведены таблицымощностейвсех напряжений трансформаторов для зимнего и летнего периодов.

Таблица 3.3 – Нагрузки на стороне 110 кВ

Время	Лето		Время	Зима	
	P, МВт	S, МВА		P, МВт	S, МВА
0-4	15,81	19,78	0-4	21,08	26,36
4-8	16,26	20,33	4-8	27,11	33,89
8-12	22,59	28,24	8-12	60,24	75,30
12-16	45,18	56,48	12-16	60,24	76,30
16-20	27,11	33,89	16-20	45,18	56,48
20-24	21,69	27,11	20-24	36,14	45,18

Таблица 3.4 – Нагрузки на стороне 10 кВ

Время	Лето	Время	Зима

	P, МВт	S, МВА		P, МВт	S, МВА
0-4	5,76	7,20	0-4	7,68	9,60
4-8	5,40	6,75	4-8	9,60	12,00
8-12	7,68	9,60	8-12	10,24	12,80
12-16	6,12	7,65	12-16	10,88	13,60
16-20	9,12	11,40	16-20	12,16	15,20
20-24	5,28	6,60	20-24	7,04	8,80

3.2Выбор числа и мощности трансформаторов

Силовые трансформаторы, установленные на электростанциях и подстанциях, предназначены для преобразования электроэнергии с одного напряжения на другое. Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12-15% ниже, а расход активных материалов и стоимость на 20-25% меньше, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности.

Для расчета номинальной мощности необходимо выполнить расчет, типовой мощности трансформатора:

$$S_{ТИП} = 76.3 \cdot 0,7 = 53.41 \quad МВА$$

Выбираем трансформатор ближайшей большей мощности то есть трансформатор ТДН-63000/110 $S_{ном} = 63 MBA$.

Проверка выбранного трансформатора на нагрузочную способность.

Коэффициент аварийной перегрузки при отключении одного трансформатора во время зимнего максимума определяется по формуле:

$$К_{п.ав} = Sттип/_{ном.т} \qquad (3.1)$$

$$К_{п.ав} = 76.3/63 = 1,2$$

По полученным данным определяем коэффициент допустимой перегрузки трансформатора. Так как коэффициент начальной нагрузки не превышает 0,8 и число часов перегрузки одного трансформатора равно 9 часов, то $К_{пер.доп} = 1,4$.

Для того чтобы считать, что выбранный трансформатор подходит по аварийным перегрузкам необходимо соблюдение следующего условия:

$$К_{п.ав} < К_{пер.доп} \qquad (3.2)$$

В нашем случае

$$K_{п.ав} = 1.2 < K_{пер.доп} = 1,4.$$

Следовательно, выбранный трансформатор проходит по аварийным перегрузкам.

Проверка трансформатора на систематические перегрузки

Трансформатор проверяют на систематические перегрузки при отключении одного трансформатора на ремонт во время летнего периода, когда вся нагрузка проходит через один трансформатор. Проверка трансформатора проводится при летнем максимуме.

В нашем случае

$$S_{тти} = 53,34 МВА, S_{ном.т} = 63 МВА$$

Значит мощность одного трансформатора больше чем величина зимнего максимума нагрузки. Из этого следует, что отключение одного трансформатора на ремонт во время максимального перетока мощности другой трансформатор будет загружен на 90%.

Выбранный трансформатор проходит по систематическим перегрузкам. Хотелось бы отметить, что если бы на данное напряжение мы выбрали бы трансформатор меньшей мощности($S_{ном.т}$ =63МВА), то данный трансформатор не прошел бы по аварийным перегрузкам, так как наблюдалось бы 45-ти процентная перегрузка.

Следовательно, трансформатор выбран правильно.

3.3 Выбор схем электрических соединений РУ

При выборе схемы подстанции необходимо учитывать число присоединении линии и трансформаторов, требование надежности и простоту эксплуатации.

Одно-двухтрансформаторные подстанции выполняются с выключателями со стороны высшего и низшего напряжений. Перемычки со стороны шины двухтрансформаторной подстанции могут быть выполнены автоматически на отделителях с приводом двухстороннего действия или неавтоматическими, выполненных из двух разъединителей.

В современных условиях нет необходимости подходить к разработке конструкции каждого распределительных устройств(РУ). Проектными организациями разработаны типовые конструкции РУ. Окончательное решение по конструкции РУ применяют на основании технико-экономического сопоставления ряда эскизно проработанных вариантов компоновок РУ, должны удовлетворять ряду требований, зафиксированных в ПУЭ. Основные из них: надежность, экономичность, удобство и безопасность обслуживания, безопасность для людей находящихся вне РУ, пожаро-

безопасность, возможность реконструкции. Выбор типа конструкции РУ - 115кВ.

В дипломном проекте необходимо сравнить два варианта электрических схем РУ.

При составлении вариантов электрических схем РУ использовалась литература [5], в котором представлены основные типы электрических схем.

Намечаем варианты схем на основании количества присоединений на каждую цепь РУ 115кВ.

Широкое применение данной схемы обусловлено её большой оперативной гибкостью и надёжностью. Применение двух совмещённых ШСОВ, включаемых последовательно через обходную систему шин, позволяет исключить потерю двух секций в случае отказа одного из них и обеспечить возможность ремонта каждого из них. Схема обеспечивает возможность реконструкции. В нормальном режиме половина линий и автотрансформаторов присоединена к одной системе шин, другая половина - ко второй системе; при этом ШСОВ включён и обеспечивает параллельную работу всех присоединений. При необходимости использовать ШСОВ по прямому назначению надо отключить его, разделив рабочие системы шин, затем отключить разъединитель в перемычке и воспользоваться ОВ. К недостаткам данной схемы следует отнести:

— отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех линийприсоединённых к данной системе шин. ликвидация аварии затягивается, т.к.все операции по переходу с одной системы шин на другую производитсяразъединителями;

— большое количество операций разъединителями при выводе в ревизию и ремонтвыключателей усложняет эксплуатацию РУ.

Выбор схемы РУ начинается с рассмотрения технически возможных и экономически целесообразных вариантов.

В соответствии с "Нормами технологического проектирования подстанций **с** высшим напряжением 35-750 кВ", главная схема электрических соединений выбирается с использованием типовых схем РУ. Нетиповые схемы могут быть применены только при наличии ТЭО.

При выборе электрических схем РУ должны обеспечиваться следующие требования:

— повреждения выключателя или сборных шин не должны приводить к потере транзита мощности или двух цепей двухцепной линии;

— ремонт сборных шин или выключателя, как правило не должен приводить к отключению одноцепной линии;

— отказ выключателя не должен приводить к потере мощности, превышающей мощность аварийного резерва системы;

— желательно, чтобы отказ секционного выключателя не приводил к отключению всего РУ;

— количество отключаемых присоединений, особенно однородных, при различных повреждениях, сопровождающихся отказом выключателя, а

также отказом одного выключателя во время ремонта других должно быть наименьшим;

— при производстве режимных переключений, выводе в ремонт оборудования отключении поврежденного участка в аварийных режимах, необходимо наименьшее количество и наименьшая сложность операций с выключателями и разъединителями;

— поэтапного развития РУ с переходом от одного типа к другому без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей

3.4 Выбор типа конструкции ЗРУ -10

Так как от нашей подстанции запитаны потребители II и III категории, то принимаем для данного участка схему с двумя секционированными системами сборных шин. При данной схеме, при повреждении или ремонте потребители не отключаются на всё время ремонта, в отличии от схемы с одной системой сборных шин.

К достоинствам данной схемы можно отнести следующее:

- возможность ремонта любой системы шин без отключения потребителей и источников;
- при кз на одной системе потребители теряют питание только на время переключений на резервную систему шин;
- гибкость;
- надежность.

Недостатки:

- большое количество разъединителей, изоляторов, выключателей, токоведущих материалов.

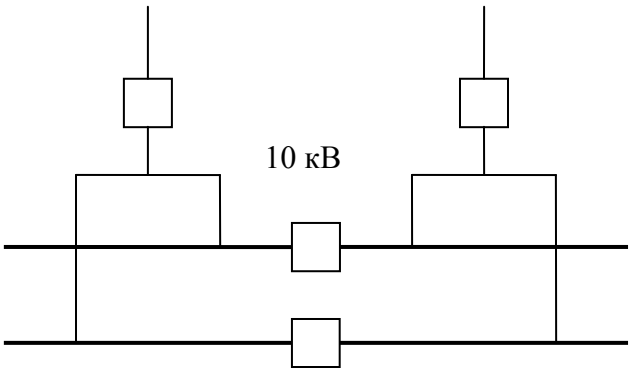


Рисунок 3.4 - Схема ОРУ 10 кВ

4 Расчет токов короткого замыкания

4.1 Общие положения

Для выбора коммутационных аппаратов, шин, кабелей, токоограничивающих реакторов и т. п., а также для расчетауставок срабатывания релейной защиты необходимо знать токи КЗ. Для выбора оборудования достаточно определить ток трехфазного КЗ в месте повреждения, а в некоторых случаях и распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к этому месту. При расчете определяется периодическая составляющая тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет апериодической составляющей производят приближенно, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе. Расчет токов короткого замыкания ведется методом симметричных составляющих.

Для расчета токов КЗ составляется схема замещения, и рассчитываются ее параметры. Для этого все без исключения элементы схемы заменяются соответствующими электрическими сопротивлениями, а для источников питания, кроме того указываются значения ЭДС

При расчетах принимается ряд допущений. Не учитываются:

- сдвиг по фазе ЭДС источников питания и изменение частоты вращения синхронных генераторов;
- токи намагничивания автотрансформаторов и трансформаторов;
- не учитываются токи нагрузки;
- емкостные токи воздушных линий напряжением ниже 330 кВ и кабельных линий до 110 кВ включительно;
- значения прямой и обратной последовательностей приняты равными, т.е. трехфазная сеть принимается симметричной, или сопротивления фаз равными друг другу.

Схемы замещения для расчета токов к.з. представлена на рисунке 4.1.

Короткие замыкания (к.з.) являются одной из основных причин нарушения нормального режима работы и даже электросистем в целом. К.з. - это соединения между фазами (фазными проводниками электроустановок), между фазами и землей (или 0 проводом), а также, между различными витками одной фазы обмотках генератора, трансформатора или двигателя. На практике соединения могут быть через дугу или глухие, так называемые “металлические”.

Токи К.З. обычно существуют незначительное время ($0{,}05<t<5$с), но их приходиться тщательно рассчитывать и учитывать в виду того, что из их термического и динамического воздействия возможны серьезные повреждения электрооборудования и проводников.

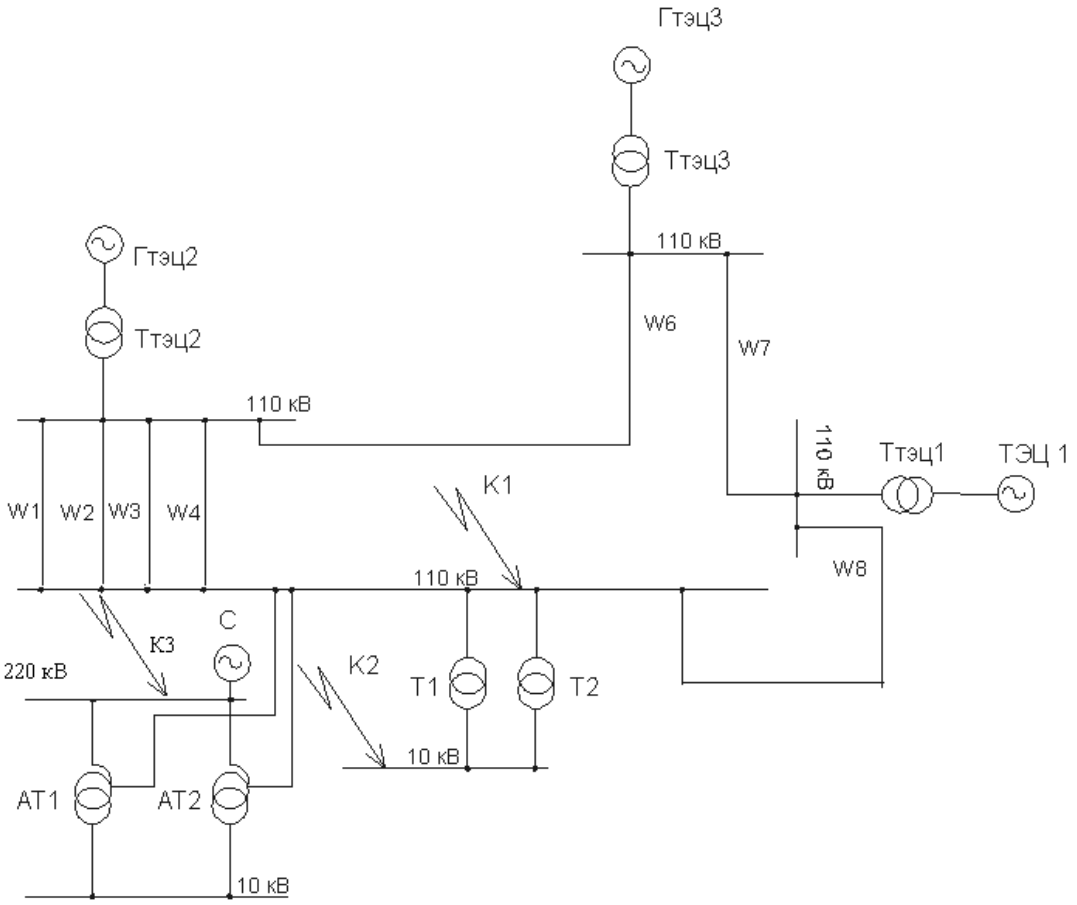


Рисунок 4.1 - Расчетная схема токов короткого замыкания

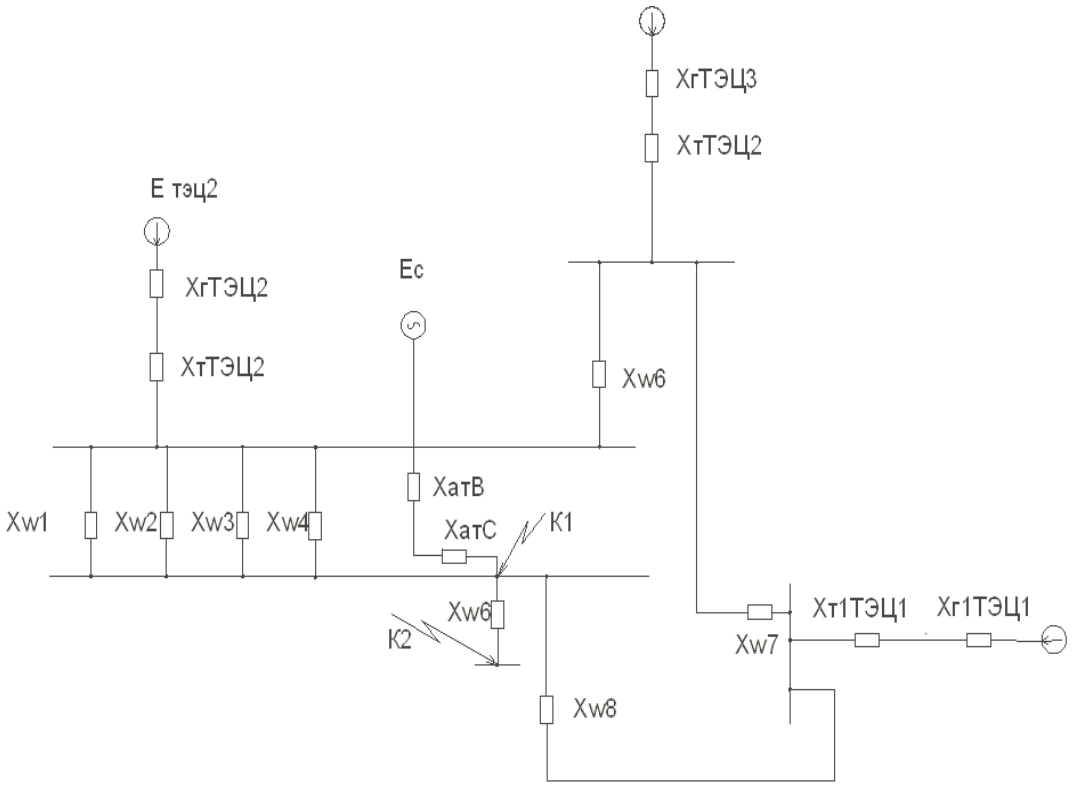


Рисунок 4.2 - Схема замещения для расчета токов короткого замыкания.

При малых мощностях генераторов проблема токов к.з. не возникает; в настоящее время при установке в системах мощных генераторов, трансформаторов и двигателей эта проблема становиться весьма актуальной. Возникает вопрос о координации уровней токов к.з. на электрических станциях и сетях, вопрос о стратегии построения сетей электросистем на перспективу и согласований параметров электрооборудования и токов к.з. в сетях различного напряжения.

Расчеты токов КЗ необходимы:

- для сопоставления, оценки и выбора главных схем электрических станций и подстанций;
- выбора и проверки электрических аппаратов и проводников;
- проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики;
- определения влияния токов нулевой последовательности линий электропередачи на линии связи;
- проектирования заземляющих устройств.

Расчет сопротивлений элементов сети проведены в именованных единицах.

Результаты расчётов сведены в приложение А.

Таблица 4.1 – Токи короткого замыкания в расчетных точках

Точка КЗ	$I_{кз}$, кА	$i_{уд}$, кА
К1	5,808	14,11
К2	1,847	4,73
К3	1,1	3,15

Расчеты токов КЗ необходимы:

- для сопоставления, оценки и выбора главных схем электрических станций и подстанций;
- выбора и проверки электрических аппаратов и проводников;
- проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики;
- определения влияния токов нулевой последовательности линий электропередачи на линии связи;
- проектирования заземляющих устройств.

4.2 Выбор электрических аппаратов

4.2.1 Выбор выключателей.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, они служат для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией

является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

а) надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);

б) быстрота действия, то есть наименьше время отключения;

в) пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, то есть быстрое включение выключателя сразу же после отключения;

г) возможность пофазного управления для выключателей 110 кВ и выше;

д) легкость ревизии и осмотра контактов;

е) взрыво - и пожаробезопасность;

з) удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор выключателей производится по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном} \quad (4.1)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб} \quad (4.2)$$

$$I_{дин} \geq I_{уд} \quad (4.3)$$

$$I_{отк} \geq I_{п} \quad (4.4)$$

$$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_к \quad (4.5)$$

Из формулы (4.3) $U_{уст.\ ном}$ - номинальное напряжение установленного оборудования;

Из формулы (4.13) $I_{раб}$ - рабочий ток установленного оборудования, находится по формуле:

$$I_{раб.} = \frac{S_{ном.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.}} \quad (4.6)$$

$I_{раб}$ для РУ 220кВ:

$$I_{раб.} = \frac{63\,МВА}{\sqrt{3} \cdot 230\,кВ} = 0.474\,кА$$

$I_{раб}$ для РУ 110 кВ:

$$I_{раб.} = \frac{63\,МВА}{\sqrt{3}\cdot 115\,кВ} = 0.316\,кА$$

$I_{раб}$ для РУ 10 кВ:

$$I_{раб.} = \frac{63\,МВА}{\sqrt{3}\cdot 10.5\,кВ} = 3{,}464\,кА$$

Из формулы (4.4) $I_п$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания, рассчитывается в приложении А;

Из формулы (4.5) $B_к$ - термическая стойкость выключателя, определяется по формуле:

$$B_к = I_п^2 \cdot (t_{откл} + t_A) \qquad (4.7)$$

где $I_п$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

$t_{откл}$ - собственное время отключения выключателя;

t_A - собственное время срабатывания релейной защиты.

Расчетные токи к.з. принимаем для точки к.з. К-3

Выбираем выключатель 3AP1FI и разъединитель РНД - 220/3200 У1. Результаты выбора сведены в таблицу 3.3.

Таблица 4.2- Выбор выключателя РУ 220 кВ

Параметры выключателя 3AP1FI	Расчетные значения
$U_{ном}$, кВ = 245	$U_{номсети}$, кВ = 220
$I_{ном}$,А = 2000	$I_{раб}$,А = 200,8
$I_{дин}$, кА = 100	$I_{уд}$, кА = 26,5
$I_{отк}$,кА = 40	$I_{п}$,кА = 12,5
$I^2_{тер} \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$ = 7500	$B_к, кА^2 \cdot с$ = 3,91

Для РУ 110 кВ рассмотрим несколько типов выключателей.

Выключатель типа 3AP1 DT (элегазовый) фирмы Siemens.

Таблица 4.3 - Обзор параметров выключателя 110 кВ фирмы SIEMENS

Параметры выключателя	Расчетные значения
$U_{ном}$, кВ = 123	$U_{номсети}$, кВ = 110
$I_{ном}$,А = 2000	$I_{раб}$,А =316
$I_{дин}$, кА = 100	$I_{уд}$, кА = 4,76

$I_{отк}$,кА = 40	$I_{п}$,кА = 1,847
$I^2_{тер} \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$ = 4800	$B_k, кА^2 \cdot с$ = 5,117

Выключатель типа LTB170D1/B фирмы ABB (элегазовый с автокомпрессионной дугогасительной камерой, с механизмом управления, имеющий моторно-пружинный или электромоторный привод).

Таблица4.4 - Обзор параметров выключателя 110 кВ фирмы ABB

Параметры выключателя	Расчетные значения
$U_{ном}$, кВ = 150	$U_{номсети}$, кВ = 110
$I_{ном}$,А = 3150	$I_{раб}$,А =316
$I_{дин}$, кА = 100	$I_{уд}$, кА = 4,76
$I_{отк}$,кА = 40	$I_{п}$,кА = 1,847
$I^2_{тер} \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$ = 4800	$B_k, кА^2 \cdot с$ = 5,117

Для РУ 110 кВ выберем выключатель типаLTB170D1/B фирмы ABB ввиду его большей надежности и экономической выгодности.

Для РУ 10 кВ рассмотрим несколько типов выключателей.

Рассмотрим вакуумные выключатели фирмы SIEMENS типа 3АН1-4.

Таблица 4.5–Обзор выключателя 10 кВ производства фирмы SIEMENS

Параметры выключателя	Расчетные значения
$U_{ном}$, кВ = 12	$U_{номсети}$, кВ = 10
$I_{ном}$,А = 4000	$I_{раб}$,А =3464
$I_{дин}$, кА = 80	$I_{уд}$, кА = 14,98
$I_{отк}$,кА = 25	$I_{п}$,кА = 5,808
$I^2_{тер} \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$ = 1920	$B_k, кА^2 \cdot с$ = 50,59

Таблица4.6 - Обзор выключателя 10 кВ производства фирмы ABB

Параметры выключателя	Расчетные значения
$U_{ном}$, кВ = 12	$U_{номсети}$, кВ = 10
$I_{ном}$,А = 4000	$I_{раб}$,А =3464
$I_{дин}$, кА = 63	$I_{уд}$, кА = 14,98
$I_{отк}$,кА =40	$I_{п}$,кА = 5,808
$I^2_{тер} \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$ = 4800	$B_k, кА^2 \cdot с$ = 50,59

В РУ 10 кВ устанавливаем вакуумные выключатели фирмы АВВ типа VD4 1240-31 ввиду его большей надежности и экономической выгодности.

4.2.2 Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей производится по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{устном} \quad (4.8)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб} \quad (4.10)$$

$$I_{дин} \geq I_{уд} \quad (4.11)$$

$$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_к \quad (4.12)$$

Таблица 4.7 - Расчетные и каталожные данные разъединителя 220 кВ

Расчётные данные	Разъединитель РВПЗ-1-20/12500УЗ
$I_{макс}$ = 2000 А	$I_{ном}$ = 3200 А
$i_у$=25 кА	$i_у$=25кА
$B_к$ = 2122,44 кА	$B_к$ =2500 кА

Выберем разъединитель для РУ 110 кВ.

Разъединительтипа IEC – 129/694 фирмы SIEMENS.

Таблица4.8 - Обзор параметров разъединителя 110кВ фирмы SIEMENS

Параметры разъединителя	Расчетные значения
$U_{ном}$, кВ = 123	$U_{номсети}$, кВ = 110
$I_{ном}$,А = 2000	$I_{раб}$,А = 316
$I_{дин}$, кА =100	$I_{уд}$, кА = 4,73
$I^2_{тер} \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$ =4800	$B_k, кА^2 \cdot с$ = 20,32

Разъединитель фирмы АВВтипа NSA123/1600Скачества, более дешёвой стоимости и надёжности.

Таблица4.9 - Обзор параметров разъединителя 110кВ фирмы АВВ

Параметры разъединителя	Расчетные значения
$U_{ном}$, кВ = 123	$U_{номсети}$, кВ = 110
$I_{ном}$,А = 2000	$I_{раб}$,А = 316
$I_{дин}$, кА =100	$I_{уд}$, кА = 4,73
$I^2_{тер} \cdot t_{тер}, кА^2 \cdot с$ =4800	$B_k, кА^2 \cdot с$ = 20,32

Выбираем разъединитель типаNSA123/1600C фирмы ABB, ввиду его качества, более дешёвой стоимости и надёжности.

Выбор измерительного ТН заключается в выборе его схемы соединений, классаточности и проверке выполнения условий:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \quad (4.13)$$

$$S_{2ном} \geq S_{2рас} \quad (4.14)$$

где $S_{2ном}$ – номинальная полная мощность, потребляемая во вторичной цепи ТН и соответствующая его работе в заданном классе точности;

$S_{2расч}$ – расчетная полная мощность, потребляемая во вторичной цепи.

Следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, учитывают суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме неполного треугольника - удвоенную мощность одного трансформатора.Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то часть приборов подключают к дополнительно установленному ТН.

Сечение проводов в цепях ТН определяется допустимой потерей напряжения и условиями механической прочности. При этом по условию механической прочности сечение алюминиевых проводов должно быть не менее 2,5 мм^2.

Выбор типа ТН определяется его назначением. Если то ТН получают питание расчетные счетчики, то целесообразно использовать два однофазных ТН серии НОМ или НОЛ для напряжений от 6 до 35 кВ или серии НОС для напряжений 0,5 и 3 кВ, включенных в неполный треугольник, а также трехфазный ТН серии НТМК, снабженный обмоткой, компенсирующей угловую погрешность. Два однофазных ТН обладают большей мощностью, чем один трехфазный, а по стоимости они примерно равноценны (для $U_{1Ном}$=6 кВ) или несколько дешевле (для $U_{iном}$=10 кВ). Для напряжения 110 кВ и выше используют каскадные ТН серии НКФ.

Для питания приборов контроля изоляции необходима группа из трех однофазных ТН типа ЗНОМ или ЗНОЛ, соединенных в звезду, причем нейтральная точка обмотки ВН ТН для правильной работы приборов контроля состояния изоляции обязательно заземляется (рабочее заземление).

По [19], таблица 5.13, стр.327 выбираем трансформаторы напряжения:

Для РУ 110 кВ выбираем ТН типа НКФ-110-83-У1;

Для РУ 10 кВ выбираем ТН типа НОМ-10-66У2.

4.2.3 Выбор ограничителей перенапряжения(ОПН)

Для защиты изоляции РУ и трансформаторов от атмосферных перенапряжений выбираем следующие ОПНс изоляцией из кремнийорганической резины:

На стороне ВН PEXLIMQ
На стороне НН POLIMD.

4.2.4 Выбор измерительных трансформаторов тока

Выбор производится на основе выполнения следующих расчетных условий:

$$U_{ном} > U_{ном.сети}, \quad (4.15)$$

$$I_{ном} > I_{утяж}, \quad (4.16)$$

$$I_{скв} > I_{уд.макс} \quad (4.17)$$

Параметры измерительных трансформаторов тока и расчетные значения сведем в таблицы 4.14, 4.15, 4.16.

В качестве трансформаторов тока, устанавливаемых на РУ 110 кВ, выбираем трансформаторы тока типа ТВ – 110/20 – 400/5

Таблица4.10 – Измерительные трансформаторы тока на стороне 110 кВ

Параметры трансформатора		Расчетные значения	
$U_{ном}$, кВ	110	$U_{ном.сети}$, кВ	110
$I_{ном}$, А	400	$I_{утяж}$, А	316
$I_{скв}$, кА	20	$I_{уд.макс.}$, кА	4,73

На низкой стороне выбираем трансформаторы тока типа ТВТ – 10 -5000/5.

Таблица 4.11 – Измерительные трансформаторы тока на стороне 10 кВ

Параметры трансформатора		Расчетные значения	
$U_{ном}$, кВ	10	$U_{ном.сети}$, кВ	10
$I_{ном}$, А	5000	$I_{утяж}$, А	3435
$I_{скв}$, кА	60	$I_{уд.макс.}$, кА	14,11

4.2.5 Проверка трансформаторов тока на нагрузочную способность

Для проверки трансформаторов тока воспользуемся программой «Справочник персонала РЗиА» Кулешова В.П., г. Псков.

Дифференциальная токовая защита, выполненная с использованием терминала цифровой релейной защиты фирмы «SIEMENS» 7UT613. Мощность

энергопотребления данного терминала составляет 12 В·А, сопротивление данного терминала составляет:

$$R=S/I^2 \qquad (4.18)$$

где I – вторичный ток трансформатора тока.

Тогда, определим сопротивление цифрового терминала: $12/5^2=0{,}48$ Ом.Трансформатор тока ТА21, соединенный с цифровым терминалом, подключен по схеме полной звезды. Общая длина соединительного кабеля составляет 60 м, сечение кабеля – 4 мм^2, тип кабеля – медный. Используя эти данные, проведем проверку трансформатора тока на нагрузочную способность.

Конструкция трансформаторов устойчива к воздействию окружающей среды, а высокий класс точности измерительной обмотки 0,2 позволяет использовать их для коммерческого учета электроэнергии. Предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления.

Из результатов расчёта можно сделать выбор, что выбранные трансформаторы тока удовлетворяет требованию по 10% погрешности.

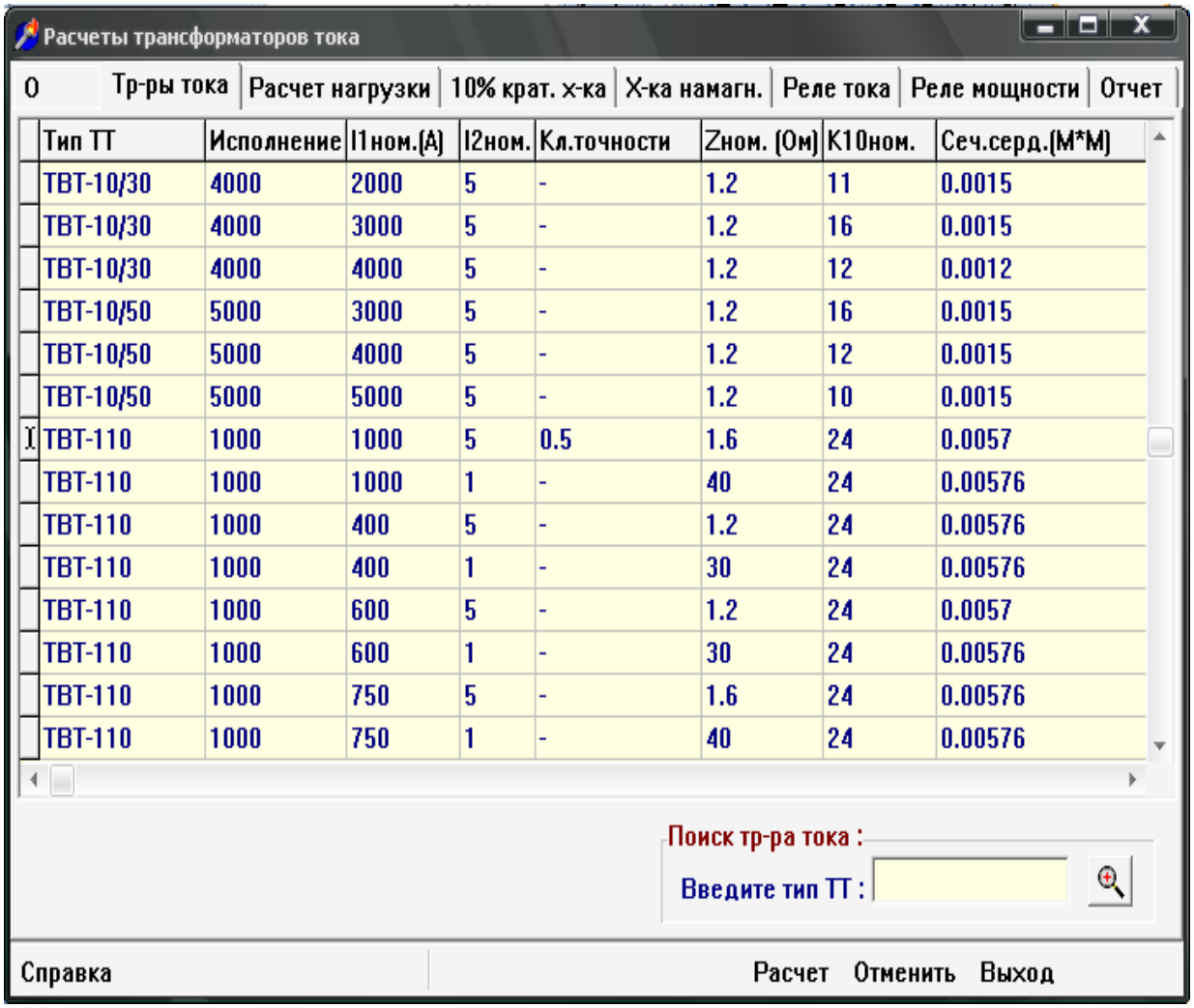


Рисунок 4.3 - Результаты расчёта ТТ

Выбран трансформатор тока типа ТВ-110/20 – 400/5.

Далее произведемрасчет его нагрузки и расчет погрешности. Расчеты представлены на рисунках 4.4, 4.5

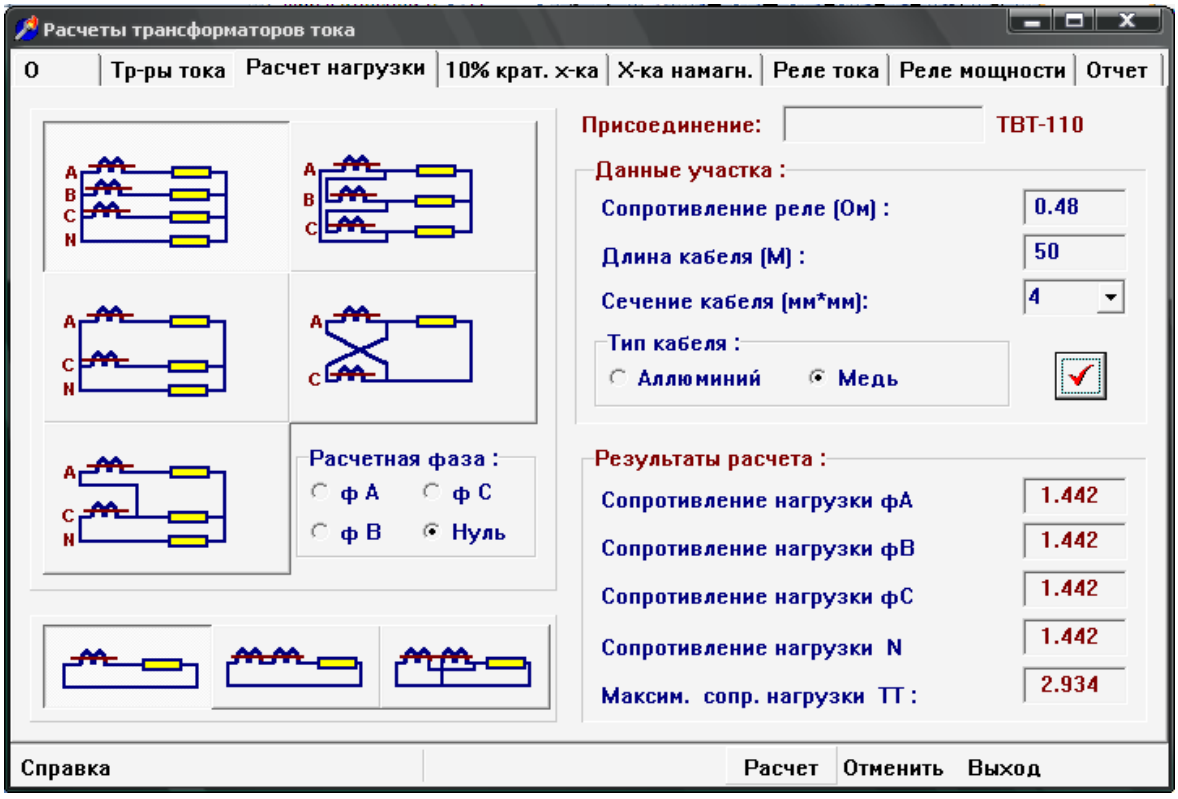


Рисунок 4.4 – Расчёт нагрузки

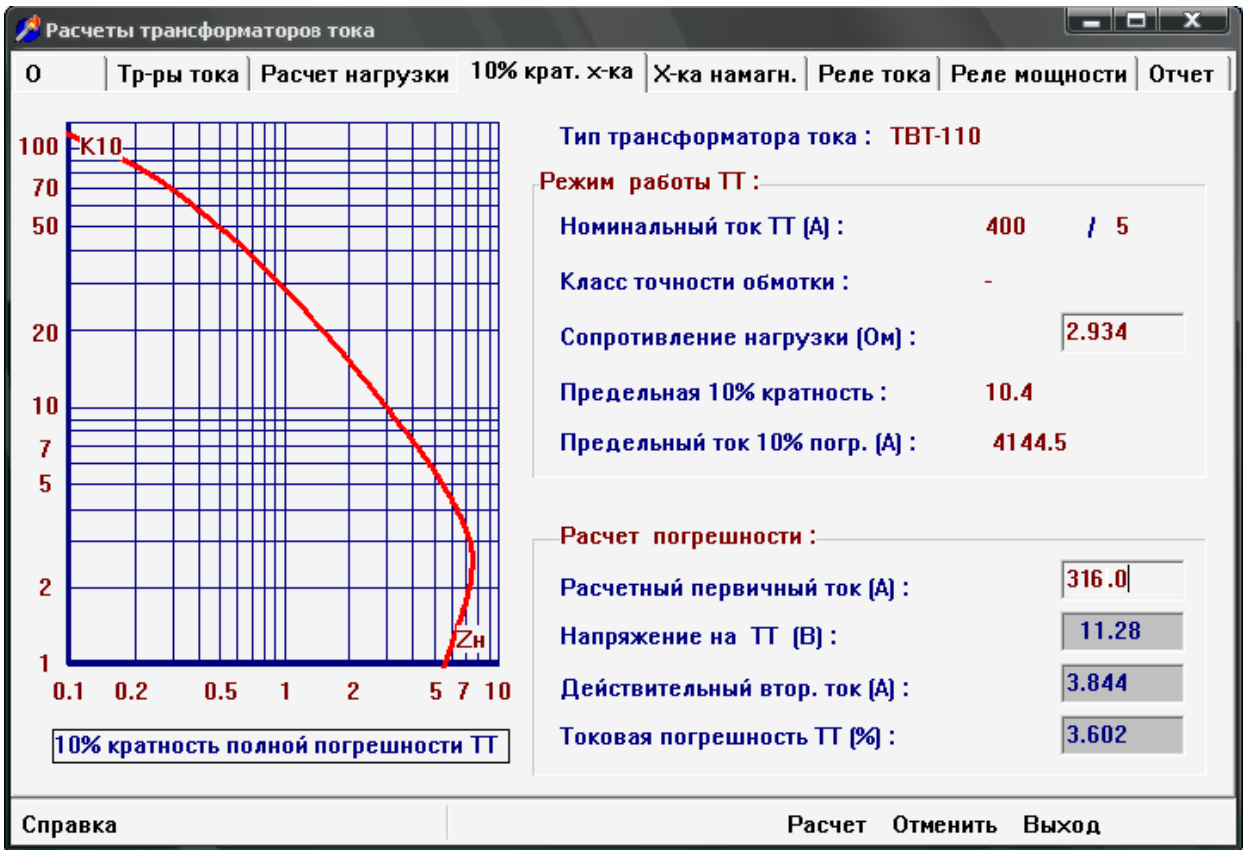


Рисунок 4.5 – Расчёт погрешности

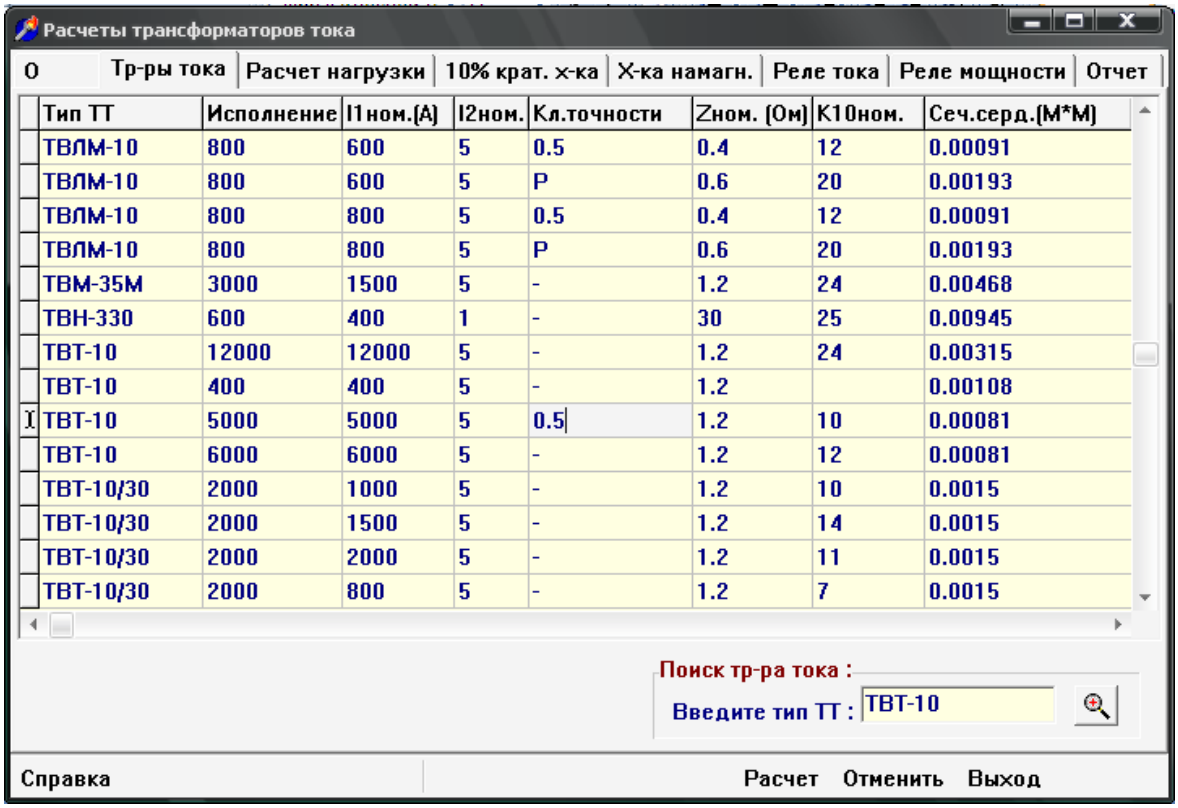


Рисунок 4.6 – Выбор трансформатора токаТВТ – 10 -5000/5.

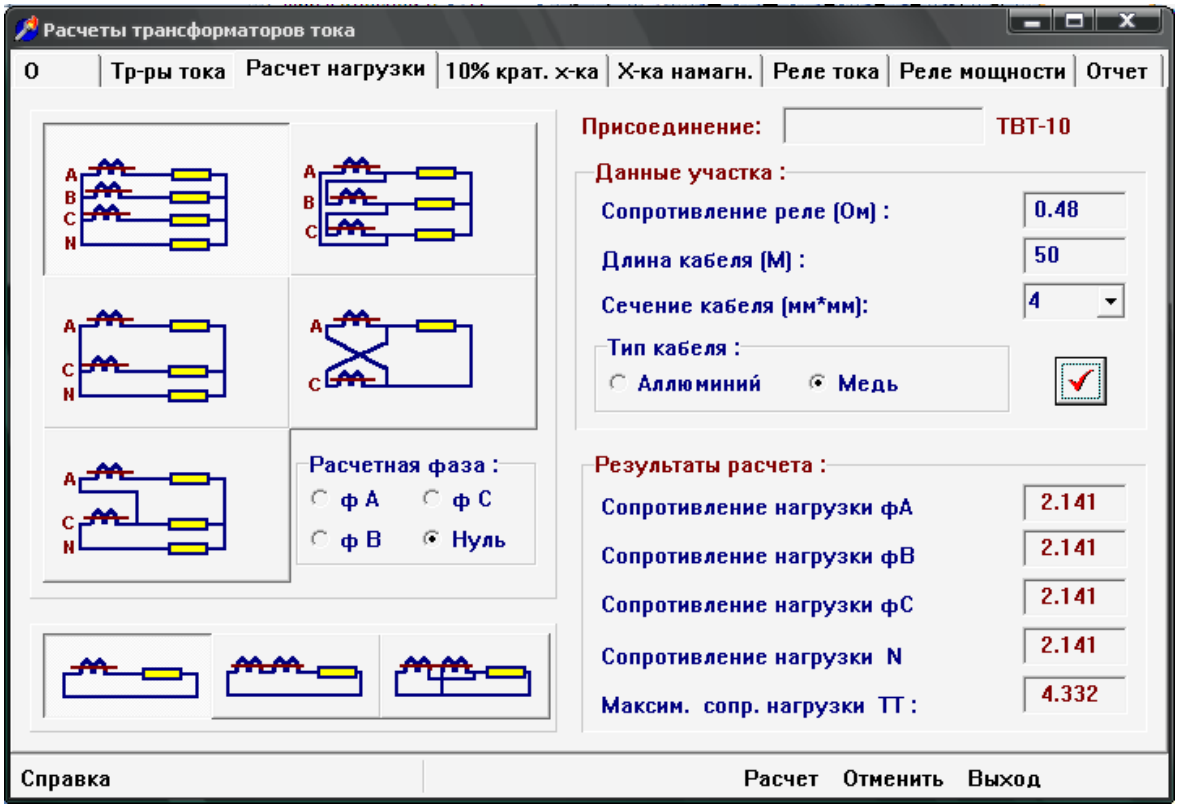


Рисунок 4.7– Расчёт нагрузки

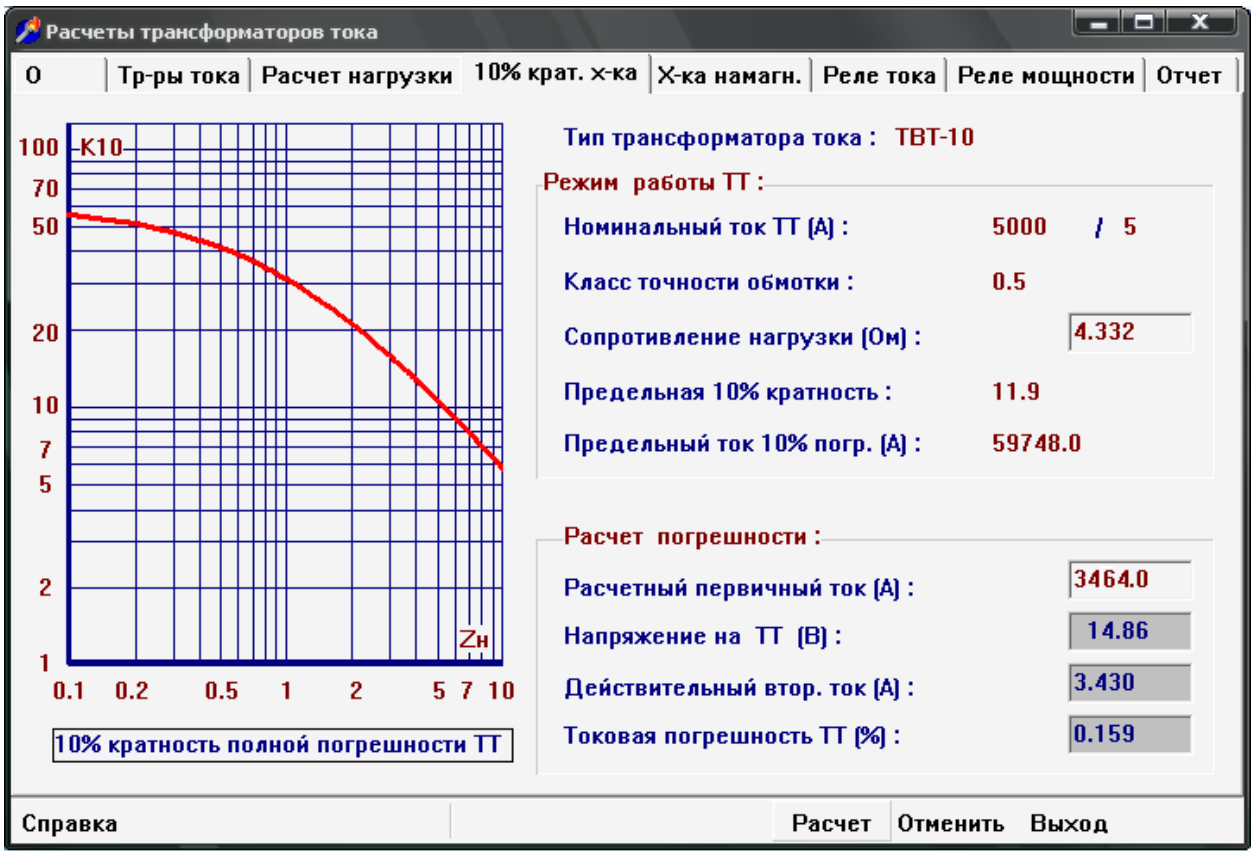


Рисунок 4.8 – Расчёт погрешности

5 Релейная защита трансформаторов подстанции

5.1 Основные положения

По требованиям ПУЭ все электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

- автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей. Если повреждение (например, замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью) непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал.

- реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы; в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

Для трансформаторов с обмоткой высшего напряжения 110 кВ в соответствии с ПУЭ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленнойнейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;
- "пожар стали" магнитопровода.

В связи с этим и в соответствии с проектируемой схемой подстанции на трансформаторе предусматривается следующие защиты:

а) в качестве основных защит:

- продольная дифференциальная токовая защита трансформатора – защита от всех видов КЗ в обмотках и на выводах трансформатора, включая витковые замыкания в обмотках;
- газовая защита – защита от замыканий внутри бака трансформатора и в контакторном объеме РПН, сопровождающихся выделением газа;

б) в качестве резервных защит:

- максимальная токовая защита в однофазном исполнении от симметричных перегрузок трансформатора обмоток ВН и НН;
- двухступенчатая токовые защиты нулевой последовательности от КЗ землю на сторонах высшего и среднего напряжений;
- токовая направленная защита обратной последовательности от несимметричных внешних КЗ и максимальная токовая защита с пуском по напряжению от трехфазных КЗ;

5.2 Дифференциальная токовая защита трансформатора

Дифференциальная токовая защита, выполненная с использованием терминала цифровой релейной защиты фирмы «AREVA» MiCOMP632, обладает высокой чувствительностью, достаточной для отключения повреждений, сопровождающихся токами в защите, меньшими номинальных.

Устройство дифференциальной защиты MiCOMP632 осуществляет функции основных защит трансформатора – дифференциальной токовой защиты, резервной МТЗ и защиты от перегрузки.

5.2.1 Назначение внутренних функций устройства MiCOMP63x

Устройства дифференциальной защиты P63x предназначены для быстрой и селективной защиты от коротких замыканий в трансформаторах, электродвигателях и генераторах, а также прочих объектов, подключаемых к энергосистеме с двух, трех или четырехразлич сторон. Семейство P63x состоит из устройств четырех типов:

- устройства P631 и P632 предназначены для защиты объектов с двусторонним,

- устройства P633 и P634 - для защиты устройств с трех- и четырехсторонним питанием.

- Устройства дифференциальной защиты P63x обладают следующими основными функциями, позволяющими осуществлять:

- трехсистемную дифференциальную защиту объектов, имеющих до четырех сторон питания (подключения);

- согласование амплитуд и групп соединения вторичных токов, подаваемых на дифзащиту;

- выделение тока нулевой последовательности, по выбору может быть отключен для любой стороны защищаемого объекта;

- характеристику срабатывания с двумя точками перегиба;

- стабилизацию дифференциального тока при включении защищаемого объекта по наличию второй гармоники (по выбору может быть выполнена с воздействием, охватывающим измерительную систему, без этого воздействия или вообще отключена);

- стабилизацию дифференциального тока при перевозбуждении защищаемого объекта по наличию пятой гармоники (по выбору может быть отключена);

- стабилизацию дифференциального тока при внешнем КЗ при помощи дискриминатора насыщения;

- дифференциальную защиту нулевой последовательности (от замыканий на землю) (в устройстве P631 отсутствует);

- трехступенчатую максимальную токовую защиту с независимой выдержкой времени, выбором поврежденной фазы и раздельными системами измерения фазных токов, тока обратной последовательности и тока замыкания на землю;

- одноступенчатую максимальную токовую защиту с зависимой выдержкой времени, с выбором поврежденной фазы и раздельными системами измерения фазных токов, тока обратной последовательности и тока замыкания на землю;

- защиту от тепловой перегрузки (по выбору может быть выполнена с помощью относительной или абсолютной модели защищаемого объекта);

- защиту от повышения/понижения частоты;

- защиту от повышения / понижения напряжения с выдержкой времени;

- контроль наличия предельных величин;

- параметрируемую логику.

Таким образом, с помощью одного реле могут быть выполнены все защитные функции трансформатора, однако, для повышения надежности, защиту вводов целесообразно выполнить на отдельном реле. На этом реле целесообразно выполнить дифференциальную защиту трансформатора и защиту от перегрузки, в случае если действие последней предполагается на отключение. Прочие органы целесообразно использовать в качестве дублирующей защиты или для вспомогательных целей.

Используемые в защите трансформаторы тока должны удовлетворять кривым предельной кратности при протекании через них тока внешнего КЗ. Вторичные обмотки трансформаторов тока следует соединять в звезду. Так как компенсация сдвига фаз происходит в самом устройстве математически, то задается только группа соединения трансформатора.

Для обеспечения надежности и уменьшения времени действия реле при больших кратностях токов КЗ в защищаемой зоне, когда может наступить насыщение трансформаторов тока (особенно при наличии апериодической составляющей), а во вторичном токе появятся длительные паузы, предусмотрена дифференциальная токовая отсечка.

Если нейтраль трансформатора заземлена, то это отражается на обеих сторонах системы: высшего и низшего напряжений. Поскольку нейтраль общая, то нулевая последовательность обоих сторон системы объединяется. В случае замыкания на землю, распределение токов замыкания двусмысленно и не может быть учтено на основе свойств трансформатора без дальнейшего рассмотрения.

Для дифференциальной защиты ток нулевой последовательности исключается. Это достигается применением матриц исключающих ток нулевой последовательности. Уменьшение чувствительности из-за исключения тока нулевой последовательности не может быть компенсировано учетом тока, протекающего в нейтрали. Этот ток не может быть привязан ни к одной из фаз трансформатора, ни к одной из его сторон.

На основании расчетов токов короткого замыкания в проекте были произведены расчеты основных и резервных защит трансформатора типа

ТМН-6300/110номинальной мощностью 6,3 МВ·А, номинальным напряжением 110/10 кВ.

5.3 Терминал дифференциальной защиты трансформатора Р632.

5.3.1. Расчет уставок дифференциальной защиты трансформаторов Т1 и Т2.

Параметры трансформатора ТМН-63000/110:

S=63000кВА.

$U_{ном\ ВН}$=115 кВ.

$U_{ном\ НН}$=11 кВ.

РПН: ±9х1.78%.

Схема и группа соединения обмоток: Yн/Yн/D-0-11.

При использовании микропроцессорного устройства защиты есть возможность программными средствами скомпенсировать разницу вторичных токов сторон по величине и по фазе. Согласование амплитуд достигается простым выставлением уставок базисной мощности (равной, как правило, номинальной мощности трансформатора) и первичных номинальных напряжений всех сторон трансформатора. Согласование групп соединения вторичных токов, подаваемых на дифзащиту, выполняется посредством простого задания номера группы соединения обмоток трансформатора.

Характеристика срабатывания устройства имеет три участка.

Первый участок характеристики является самым чувствительным диапазоном характеристики срабатывания и представляет собой горизонтальный участок с регулируемой уставкой Id>.

Второй участок характеристики срабатывания представляет собой прямую линию наклон которой должен обеспечивать отстройку от суммарного небаланса дифференциального тока вызванного погрешностью комплектов трансформаторов тока. Уставкой m1 задается наклон второго участка характеристики.

Линия третьего участка характеристики проходит через точку пересечения вертикальной линии тормозного тока IR, m2 с линией второго участка характеристики срабатывания.

Примечание.

Расчеты произведены на основании документации предоставленной фирмой AREVA – «Методические рекомендации по выбору уставок дифференциальной защиты трансформатора на реле серии MiCOMP63х» и «MiCOMP63х. Дифференциальная защита трансформатора. Руководство по применению».

Выбор параметров первого участка характеристики срабатывания.

1.Отстройка от тока небаланса переходного режима при внешнем КЗ.

$$I_{ср} \geq K_{отс} \cdot I_{ном}, \qquad (5.1)$$

где $К_{отс}$=0.2 (по рекомендации фирмы AREVA).

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 317.2 \text{ А};$$

$$I_{ср} \geq 0.2 \cdot 317.2 = 63.34 \text{ А}.$$

Окончательно принимаем уставку (I_d>) = 7 А.
Выбор параметров второго участка характеристики срабатывания.
1. Определение коэффициента торможения:
Максимальный рабочий ток:

$$I_{раб.макс.} = 2 \cdot I_{ном} = 63.34 \text{ А}.$$

Расчетный ток небаланса:

$$I_{нб.расч1.} = К_{пер} \cdot К_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{раб.макс.} + \Delta U \cdot I_{раб.макс} = 13{,}3 \text{ А}.$$

Ток торможения:

$$I_{торм.макс1} = 0.5 \cdot (I_{раб.макс} + I_{раб.макс}) = 0.5 \cdot (63.34 + 63.34) = 63{,}34 \text{ А};$$

$К_{отс}$=1.5

$$m1 = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч1} - I_{ср.}}{I_{торм.макс} - 0.5 \cdot I_{ср.}} = \frac{1.5 \cdot 13.3 - 7}{63.34 - 0.5 \cdot 7} = 0.216$$

Принимаем значение m1=0,3 .
Выбор параметров третьего участка характеристики срабатывания.
1. Определение коэффициента торможения:
Максимальный ток КЗ: $I_{êç.ìàêñ} = 5808$ А.
Расчетный ток небаланса:

$$I_{нб.расч.2} = К_{пер} \cdot К_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{к\ макс} + \Delta U \cdot I_{кмакс} = 1 \cdot 1 \cdot 0.1 \cdot 5808 + 0.16 \cdot 5808 = 1510.08 \text{А},$$

$$I_{торм.макс2} = 0.5 \cdot (I_{к\ макс} + I_{к\ макс}) = 0.5 \cdot (5808 + 5808) = 5.808 \text{ А},$$

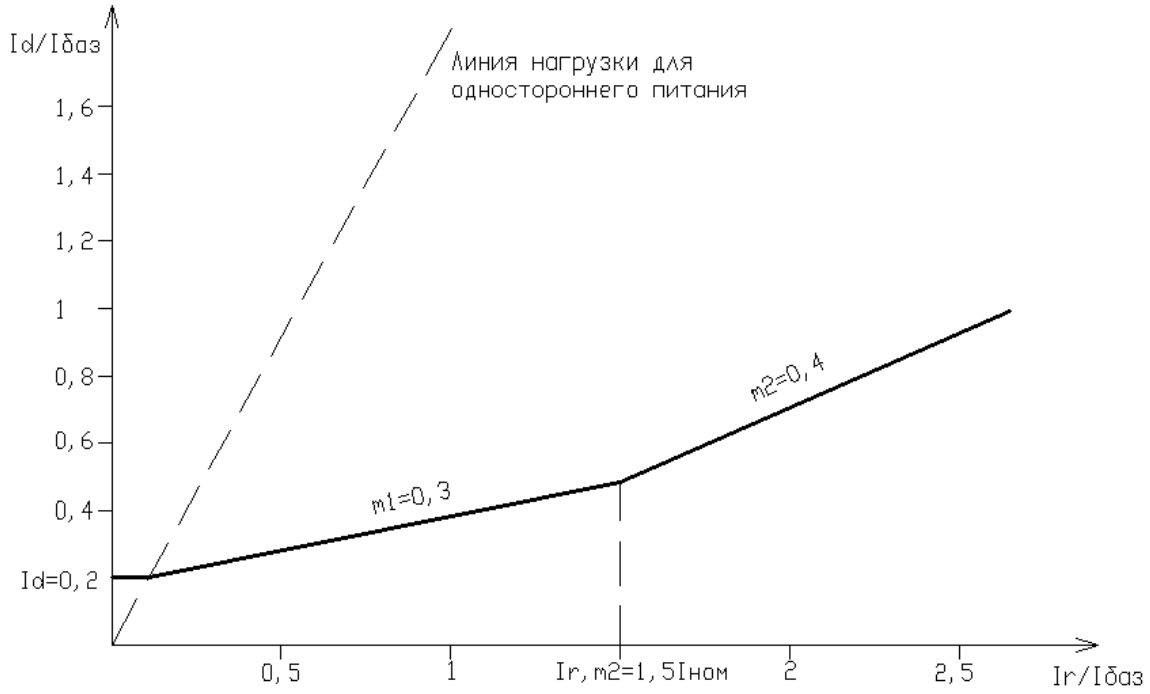
$$m2 = \frac{К_{отс} \cdot I_{нб.расч2} - I_{ср.}(1 - 0.5 \cdot m1) - I_{торм.макс1} \cdot m1}{I_{торм.макс2} - I_{торм.макс1}}, \qquad (5.2)$$

$$m2 = \frac{1.5 \cdot 1510.08 - 7(1 - 0.5 \cdot 0.3) - 63.34 \cdot 0.3}{5808 - 63.34} = 0.39$$

Принимаем m2=0.4 .
Уставка блокировки по току 2 гармоники = 10%.
Уставка блокировки по току 5 гармоники = 15%.
Кратность тока отключения блокировок по 2-й и 5-й гармонике:

$$(I_{дифф}>>)=5 \cdot I_{ном}=5 \cdot 317,2=1586 \text{ А}$$

Кратность тока отключения торможения:



($I_{дифф}>>)=5 \cdot I_{ном}=5 \cdot 31.67=1586$ А

Рисунок 5.1 – Тормозная характеристика

5.4 Газовая защита трансформаторов

5.4.1 Назначение газовой защиты

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой автотрансформатора от повреждений его обмоток и особенно при витковых замыканиях, на которые дифференциальная защита реагирует только при замыканиях большого числа витков, а максимальная защита и отсечка не реагируют совсем.

Для правильной работы ГЗ корпус трансформатора устанавливается с наклоном 1,5-2% в сторону расширителя. Газовое реле устанавливается в рассечку трубопровода от корпуса трансформатора к расширителю. Газовая

защита абсолютно селективная и не реагирует на повреждения вне бака трансформатора. Газовая защита трансформатора выполняется двухступенчатой:

Первая ступень ГЗсрабатывает при не значительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗсрабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Основными достоинствами газовой защиты является:

а) простота ее устройства;

б) высокая чувствительность;

в) малое время действия при значительных повреждениях;

г) действие на сигнал или отключение в зависимости от размеров повреждения.

Образующиеся при местном перегреве или при дуговом замыкании внутри бака трансформатора газы выталкивают масло из трубопровода и газового реле, а затем прорываются в расширитель, заполняя по пути газовое реле. При незначительном выделении газа, он через трубу заполняет верхнюю часть газового реле, а излишек проходит в расширитель. Таким образом, в газовом реле скапливается газ, который можно выпустить через кран, или набрать в специальную емкость и направить на анализ. Внутри объема, где скапливается газ, находится поплавок, который при появлении газа опускается и замыкает контакты, действующие на сиг-нал (сигнальный элемент газового реле). При срабатывании сигнализации, необходимо отключить трансформатор, взять пробы газа; состав газа, затем анализируется.

Газовая защита трансформаторов выполнена с использованием:

- одного газового реле типа РЗТ-80, реагирующего на повреждения в кожухе трансформатора, сопровождающиеся выделением газа из бака в расширитель, с двумя контактами, действующими соответственно на отключение и на сигнал (возможен перевод отключающего контакта реле на сигнал);

- трех газовых реле типа РЗТ-80, реагирующих на повреждения в контакторном объеме устройства РПН трансформатора, выполненных с помощью трех однофазных устройств типа РНОА, переключатели (избиратели) которых установлены в общем объеме кожуха трансформатора; в работе используется только контакт реле, действующий на отключение трансформатора и на отсечный клапан, который перекрывает маслопровод от расширителя к баку трансформатора (возможность перевода отключающего реле не предусмотрена, поскольку газовые реле отсека РПН должны действовать только на отключение).Достоинствами газовой защиты являются:

а) Высокая чувствительность, позволяющая реагировать практически на все опасные повреждения внутри бака.

б) Весьма небольшое для неэлектрического принципа время срабатывания (0,1 – 0,15 с) при больших скоростях потока масла.

Защита имеет следующие недостатки:

а) Значительное время срабатывания при медленном газообразовании, что не позволяет отнести ее к быстродействующим.

б) Не реагирует на повреждения, возникающие вне бака, но в зоне между трансформатором и выключателями, поэтому она не может быть единственной защитой от внутренних повреждений.

в) При использовании защиты в районах с сильными землетрясениями, на установках, вблизи которых производят взрывные работы, и т. п. могут возникать затруднения с выполнением ее действия на отключение.

Защиту временно переводят действием только на сигнал при доливке масла, включении трансформатора в работу после ремонта.

6 Безопасность жизнедеятельности

6.1 Анализ условий труда в помещении диспетчерской

Задачей, одной из основных, является анализа условий труда на подстанции - организация рабочего места. Организация рабочего места заключается в выполнении ряда мероприятий, обеспечивающих рациональный и безопасный трудовой процесс и эффективное использование орудий и предметов труда, что повышает производительность и способствует снижению утомляемости работающих.

Одним из важнейших требований, предъявляемым государством к современным организациям является анализ условий труда. Организация обязана своевременно проводить аттестацию рабочих мест для выявления опасных и вредных условий труда и оценки их. Анализ условий труда поможет определить, какие мероприятия необходимо провести для доведения условий труда до нормативных, соответствующих закону о безопасности.Труд человека, в частности, в автоматизированном и механизированном производстве представляет собой процесс взаимодействия человека и машины. Поэтому можно рассматривать систему «человек - машина».

В автоматизированном производстве, современном, и в частности в производстве и распределении энергии, особенно велика роль психологии и физиологии человека-оператора, поскольку производственный процесс, как правило, протекает с большой скоростью. К числу таких быстропротекающих процессов в энергетике можно отнести операции по вводу в параллельную работу синхронного генератора, оперативные переключения в распределительных устройствах (РУ), ввод в работу резервного электрооборудования, электрические испытания изоляции и др.

Оператор на подстанции в процессе технической эксплуатации осуществляет управление огромными потоками электрической энергии. Малейшие ошибки в действии операторов, вызванные, например, чрезмерным утомлением, могут привести к тяжелым авариям, пожарам, несчастным случаям и др.

Необходимо удобное и рациональное расположение органов управления что позволит исключить лишнее движения. Рабочие места операторов выполняем также с учетом требований технической эстетики:

- планировка рабочего места избавляет работающих от лишних и утомительных трудовых движений и обеспечивать удобную рабочую позу;
- рабочее место обеспечено инструментами и приспособлениями, необходимыми для работы, а также для личной безопасности; вблизи рабочего места установлены ящики или шкафы для хранения инструмента и личных вещей;
- рабочее место в соответствии с санитарными нормами освещено и провентилировано, постоянно содержится в чистоте; не захламлено, нет хаотичного хранение инструмента и материалов.

Размер рабочего места зависит от характера труда и может ограничиваться площадью (пространством), оснащенной технологическим основным и вспомогательным оборудованием, пультом или щитом управления.

Рабочее место в соответствии с санитарными нормами должно быть освещено и провентилировано, постоянно содержаться в чистоте; недопустимы захламленность, хаотичное хранение инструмента и материалов.

Средства документирования расположены справа от оператора в зоне максимальной досягаемости, а средства связи – слева, чтобы освободить правую руку для записей.

На экране диспетчера отображается мнемосхема с изображением трансформаторной подстанции, подключенной нагрузки, состоянием коммутационных аппаратов, параметров сети, графиков, панели аварийной сигнализации.

Производственные условия в ряде случаев могут характеризоваться наличием опасных и вредных факторов. Работники службы РЗиА (наладчики, диспетчеры) сталкиваются с воздействием таких физически опасных и вредных производственных факторов, как:

- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- неблагоприятные метеорологические условия среды;
- повышенный уровень шума, источниками которого являются технические средства, устройства кондиционирования воздуха, компрессоры, насосы, преобразователи напряжения и другое оборудование, а так же шум проникающий извне;
- электромагнитное излучение, источниками которого являются мониторы персональных компьютеров, современные микропроцессорные устройства релейной защиты;
- опасность поражения электрическим током;
- пожароопасность;
- воздействие таких психофизиологических факторов, как умственное перенапряжение, перенапряжение зрительных и слуховых анализаторов, монотонность труда, эмоциональные перегрузки.

Воздействие указанных неблагоприятных факторов приводит к снижению работоспособности, вызываемое развивающимся утомлением. Появление и развитие утомления связано с изменениями, возникающими в процессе работы в центральной нервной системе, с тормозными процессами в коре головного мозга.

При конструировании рабочего места создаются следующие условия: достаточное рабочее пространство для работающего человека, зрительные и слуховые связи между работающим человеком и оборудованием, а также между людьми в процессе выполнения общей трудовой задачи.

Для поддержания рекомендуемых параметров используется система отопления и вентиляции. Система отопления должна обеспечить достаточное, постоянное и равномерное нагревание воздуха в помещениях в холодный период года, а также безопасность в отношении пожара и взрыва. Средняя температура воздуха в помещении должна находится в пределах 20-25 ºС, влажность не должна превышать 40-60%.

Объем и площадь производственного помещения, которые должны приходиться на каждого работающего по санитарным нормам, должны быть не менее 15 $м^3$ и 4,5 $м^2$ соответственно. Высота производственных помещений не должна быть менее 3,2 м. Стены и потолки необходимо сооружать из малотеплопроводных материалов, не задерживающих осаждение пыли. Полы должны быть теплыми, эластичными, ровными и нескользкими.

6.2 Расчет искусственного освещения методом коэффициента использования

Основной задачей расчета освещения является обеспечение комфортной световой среды для труда согласно СНиП II-4-79.

Условия искусственного освещения на промышленном предприятии оказывают большое влияние на зрительную работоспособность, физическое и моральное состояние людей, а, следовательно, на производительность труда, качество продукции и производственный травматизм.

Для создания благоприятных условий труда производственное освещение должно отвечать следующим требованиям:

– освещенность на рабочем месте должна соответствовать характеру выполняемой работы по СН и ПП-4-79 «Естественное и искусственное освещение. Общие требования»;

– яркость на рабочей поверхности и в пределах окружающего пространства распределяется по возможности равномерно;

– резкие тени на рабочей поверхности отсутствуют;

– освещение обеспечивает необходимый спектральный состав света для правильной цветопередачи;

– система освещения не до является источником других вредных факторов (шум и т.д.), а также является быть электро- и пожаробезопасной.

Искусственное освещение применяется при отсутствии или недостаточности естественного освещения, осуществляется путем использования таких источников света как лампы накаливания, газоразрядные лампы, плоские и щелевые световоды.

Искусственное освещение делят по типу системы освещения:

– местное - концентрируется световой поток непосредственно на рабочих местах;

– общее, которое делится на равномерное и локализованное;

– комбинированное – совмещение общего и местного освещений.

Искусственное освещение подразделяется также на:

– аварийное, которое применяется при внезапном отключении рабочего освещения (5% от общего освещения);

– рабочее – освещение во всех помещениях и на территории, для создания условий нормальной работы;

– эвакуационное – предусматривается в местах, опасных для прохода людей (≥0,5 лк – освещенность в зданиях, 0,2 лк – вне их).

Нормирование искусственного освещения производится в соответствии со СН и ПП-4-79, освещенность на рабочих местах нормируется в зависимости от условий выполнения зрительных работ, вида источника света и системы освещения.

Для искусственного освещения помещений используются главным образом люминесцентные лампы, у которых высокая световая отдача (до 75 лм/Вт и более), продолжительный срок службы (до 10000 ч), малая яркость светящейся поверхности, близкий к естественному, спектральный состав излучаемого света, что обеспечивает хорошую цветопередачу. Вместе с тем учитываются недостатки этих ламп: высокая пульсация светового потока, необходимость применения специальной пускорегулирующей аппаратуры, сложность их утилизации из-за наличия в лампах паров ртути.

Наиболее приемлемыми для помещений являются люминесцентные лампы ЛБ (белого света) и ЛТБ (тепло-белого света) мощностью 20 - 80 Вт

Рассчитаем общее освещение зала панелей релейной защиты подстанции длиной 27 м , шириной 14 м, высотой 5 м. Разряд зрительной работы IV, в. Нормируемая освещенность равна 200 лк. Примем систему общего освещения люминесцентными лампами фирмы PhilipsTL-D58W мощностью 58 Вт, световой поток – 4600лм. Лампы расположены в потолочных светильниках типа AOT.OPL рассчитанные на 2 лампы мощностью 58 Вт, светильники предназначены для офисных помещений и имеют габариты: длина – 1400 мм., ширина – 190 мм. Коэффициенты отражения потолка, стен, пола – $\rho_{ПОТ}$=70%, $\rho_{СТ}$=50%, $\rho_{ПОЛ}$=30%.

Расчетная высота подвеса – рабочая поверхность находится на высоте 1,2 м от пола, высота свеса ламп – 0 м, тогда

$$h=5-1.2-0=3,8 \text{ м.}$$

Для данного метода световой поток лампы определяется:

$$\Phi = \frac{E \cdot K_з \cdot S \cdot Z}{N \cdot \eta} \text{ лм} \qquad (6.1)$$

где E – заданная минимальная освещенность; E = 200 лк

S – площадь потолка; S = 378 м^2

Z – коэффициент неравномерности освещения; 1,1-1,2

N – число ламп в светильнике;

$Ф_л$ – световой поток лампы;
η – коэффициент использования.
$К_з$ – коэффициент запаса; $К_з$=1,5

Для определения коэффициента использования η рассчитываеминдекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h_p \cdot (A + B)} \tag{6.2}$$

где А- длина помещения, м
В -ширина помещения, м
$h_р$ - расчетная высота, м

$$\mathrm{i} = \frac{27 \cdot 14}{3{,}8 \cdot (27 + 14)} = 2{,}43$$

При i=2,43 для светильников АОТ.OPL 2×58 с люминесцентными лампами по справочным данным находим значение η, которое равно 76%.

Количество светильников, которое должно быть установлено в помещении проверяем по следующей формуле:

$$\mathrm{N} = \frac{\mathrm{E} \cdot \mathrm{k_з} \cdot \mathrm{S} \cdot \mathrm{z}}{\eta \cdot Ф_л} \tag{6.3}$$

$$\mathrm{N} = \frac{200 \cdot 1{,}5 \cdot 378 \cdot 1{,}1}{0{,}76 \cdot 2 \cdot 4600} = 18 \text{ светильников,}$$

Таким образом, для создания нормируемой освещенности 200 лк необходимо 18 светильников типа АОТ.OPL 2×58 с лампами TL-D58W. Схема расположения светильников представлена на рисунке 4.1.

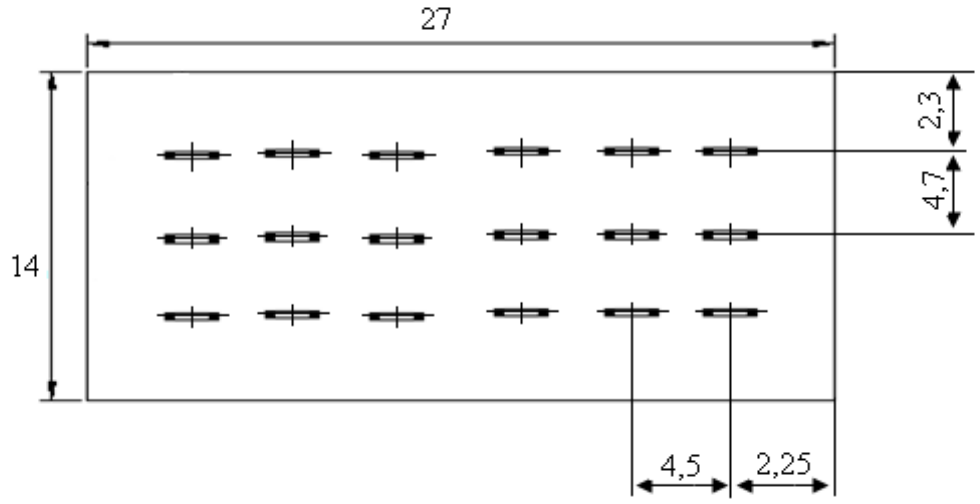


Рисунок 4.1 – Схема расположения светильников

6.3 Расчет вентиляции диспетчерской

Организация рабочего пространства без достаточного учета эргономических и санитарно-гигиенических требований ведет к увеличению загруженности диспетчеров, снижению качества управляющей деятельности и может вызвать стойкое ухудшение состояния здоровья.

В помещениях диспетчерского персонала основными источниками тепла являются: стационарные и переносные электрообогревательные приборы, электропроводка осветительных цепей, электропроводка и электрощиты цепей диспетчерской централизации и ее релейных постов.

Для более комфортного труда диспетчера необходимо рассчитать искусственную вентиляцию помещения для поддержания таких параметров воздушной среды, при которых человек благодаря своей индивидуальной системе автоматической терморегуляции организма чувствовал бы себя комфортно, т.е. не замечал влияния среды.

Определим количество приточного воздуха при избытках тепла по формуле:

$$L_{пр} = \frac{Q_{изб}}{c \cdot \rho_{пр} \cdot (t_{выт} - t_{пр})} \qquad (6.4)$$

где c – удельная теплоемкость воздуха при постоянном давлении, кДж/кг ^{0}С, равная 1 кДж/(кг ^{0}С);

$\rho_{пр}$ - плотность поступающего в помещение воздуха, кг/м^3;

$Q_{изб}$ - избыточное выделение явной теплоты, кДж/ч;

$t_{выт}$- температура удаляемая из помещения за пределы рабочей или обслуживаемой зоны, ^{0}С .

$t_{пр}$ - температура приточного воздуха, ^{0}С .

Температура удаляемого из помещения воздуха определяется по формуле:

$$t_{вым} = t_{р.з.} + {}_{\Delta}t\,(H-2) \qquad (6.5)$$

где $t_{р.з}$ – температура в рабочей зоне, которая не должна превышать допустимуюпо нормам ($t_{р.з.}$не больше $t_{доп}$), ^{0}С .

${}_{\Delta}t$ – температурный градиент по высоте помещения (превышение t высоты помещения), ^{0}С .

Н – расстояние от пола до центра вытяжных проемов (высота помещения), м.

2 - высота рабочей зоны, м.

$$Q_{изб} = \Sigma Q - \Sigma Q_{ух}, \qquad (6.6)$$

где ΣQ– суммарное количество поступающей в помещение явной теплоты;

$\Sigma Q_{ух}$ – суммарное количество уходящей из помещения теплоты.

Разрабатывается система вентиляции диспетчерской длиной 27 метров и шириной 14 метров.

Площадь трех световых прямоугольных проемов $F_{ост} = 20$ м^2.

Температура удаляемого из помещения воздуха определяется по формуле

$$t_{вып} = t_{р.з.} + {}_{\Delta}t\,(H-2) \qquad (6.7)$$

где $t_{р.з}$ – температура в рабочей зоне, которая не должна превышать допустимую по нормам ($t_{р.з.}$не больше $t_{доп}$), ^{0}С.$t_{р.з}$ = 22 ^{0}С.

${}_{\Delta}t$ – температурный градиент по высоте помещения (превышение t высоты помещения), ^{0}С.

Н – расстояние от пола до центра вытяжных проемов (высота помещения), м. Н = 5 м.

2 - высота рабочей зоны, м.

$$t_{вып} = 22+1\cdot(5-2) = 25\ ^0\text{С}$$

Тепловыделения от искусственного освещения:

$$Q_1 = 1000N = 1000\cdot 1{,}94 = 1940 \text{ Дж/ч}$$

N = 1,94 кВт – расходуемая мощность светильников, кВт.

Тепловыделения от людей:

$$Q_2 = n \cdot q_ч = 200 \cdot 5 = 1000 \text{ Дж/ч}$$

где q – количество тепла, выделяемое одним человеком, 200 Вт,
n– число работающих.

Количество тепла, поступающего в помещение через световые проемы от солнечной радиации:

$$Q_3 = F_{ост} \cdot q_c \cdot A_{ост} = 20 \cdot 110 \cdot 1{,}45 = 3190 \text{ Дж/ч}$$

где $F_{ост}$ – площадь поверхности остекленения (площадь трех прямоугольных проемов$F_{ост} = 20$ м^2),

q_c=110 Вт/м^2 – теплопоступления через 1м^2 при одинарном остеклении в стальных переплетах.

$A_{ост} = 1{,}45$.

$$\Sigma Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 = 1940+1000+3190 = 6130 \text{ Дж/ч}$$

Потери тепла из помещения $Q_{ух}$через стены, двери, окна оценивают ориентировочно по формуле:

$$Q_{ух} = \frac{\lambda \cdot S \cdot (t_{вып} - t_{пр})}{\delta}, \qquad (6.8)$$

где $\lambda = 0{,}41$ Вт/м ^{0}С – теплопроводность стен;
S = площадь, м^2, S = 410, м^2;
δ – толщина стен, м.

$$Q_{ух} = \frac{0{,}41 \cdot 410 \cdot (25-18)}{0{,}3} = 3{,}92 \text{ кДж/ч}$$

$$Q_{изб} = \Sigma Q - \Sigma Q_{ух}, \qquad (6.9)$$

где ΣQ– суммарное количество поступающей в помещение явной теплоты;

$\Sigma Q_{ух}$ – суммарное количество уходящей из помещения теплоты.

$$Q_{изб} = \Sigma Q - \Sigma Q_{ух} = 6130 - 3920 = 2210 \text{ Дж/ч}$$

Определим количество приточного воздуха при избытках тепла по формуле:

$$L_{пр} = \frac{Q_{изб}}{c \cdot \rho_{пр} \cdot (t_{выт} - t_{пр})} = \frac{2210}{1 \cdot 1{,}2 \cdot (25-18)} = 263{,}09 \ м^3/ч$$

Общеобменную вентиляцию характеризуют кратностью воздухообмена (1/ч), которая показывает, сколько раз в течение часа весь воздух в помещении обновится:

$$k = V_{вент} / V_{пом,} \qquad (6.10)$$

где $V_{вент}$ - объем поступающего в помещение (удаляемого из него) воздуха в течение 1 ч, $м^3/ч$

$V_{вент}$ - объем помещения, $м^3$.

$$k = 263{,}09/1890 = 0{,}14$$

$$L_{прΣ} = L_{пр} \cdot k = 263{,}5 \cdot 0{,}14 = 36{,}89 \ м^3/ч$$

7 Технико-экономическое обоснование реконструкцииПС 220/110/10 кВ г. Каскелен

7.1 Общие исходные условия

Целью данной дипломной работы является оценка экономической эффективности реконструкции 220/110/10 кВ на новой технической базе.

Подстанция находится в юго-восточной части Казахстана, в г. Каскелен.

Основные задачи данного раздела:

- выбор наиболее эффективных организационных, технических и экономических решений для ввода в действие новых производственных мощностей;
- оформление результатов технико-экономических исследований, обосновывающих целесообразность и возможности реализации инвестиционного проекта.

7.2 Рынок и мощность предприятия

Подстанция ПС 220/110/10 кВ является важным звеном в надежном обеспечении электроэнергией г. Каскелен. Сегодняг. Каскелен активно развивается и надежное его электроснабжение – первостепенная задача электросетевой компании.

Проектируемая подстанция является двухтрансформаторной, с мощностью трансформаторов по 63 МВ·А каждый. Оборудование установлено с учетом будущего роста энергопотребления данного региона.

7.3 Организация предприятия и трудовые ресурсы

Строительство любого промышленного объекта состоит из множества работ: изыскательских, проектных, общестроительных, монтажных, наладочных. Сооружение подстанции начинается с подготовки территории и выполнения земляных работ. Затем производится закладка фундаментов, осуществляется подвод наружных сетей, монтируются опорные металлоконструкции, подводятся необходимые кабели, устанавливается оборудование, монтируется и готовится к работе противоаварийная автоматика и прочие системы. По завершении строительных и монтажных работ производятся пусконаладочные работы и благоустройство территории. Только после этого объект может быть введен в эксплуатацию.

Проектирование подстанций требует совместных усилий специалистов самого разного профиля. К проекту привлекаются специалисты высокой квалификации, способные предложить оптимальное инженерно-техническое решение, разработать проектную документацию и нанять ответственных субподрядчиков. Разработка проекта предполагает грамотное составление бюджета и правовое сопровождение всех этапов работы.

7.4 Финансово-экономическая оценка проекта

При финансово-экономической оценке проекта производится расчет экономической эффективности вложенных средств и срока окупаемости, а также расчет дисконтированной суммы капитальных вложений.

Капитальные вложения в проектирование включают в себя:

- стоимость оборудования;
- стоимость монтажных работ;
- стоимость транспортных услуг.

Кроме того учитываются затраты на строительство здания, сооружения и т.д. Общая сумма капитальных вложений (ΣК) рассчитывается по формуле:

$$\Sigma К = Ко + Кс + Км + Кпр \qquad (7.1)$$

где Ко – капитальные вложения на приобретение оборудования, 53% от ΣК;

Кс – капитальные вложения на строительные работы, 30 % от ΣК;

Км – капитальные вложения на монтажные и пуско-наладочные работы, 11% от ΣК;

Кпр – капитальные вложения на прочие расходы, 6% от ΣК.

Капиталовложения на приобретение оборудования для строительства понижающей подстанции 220/110/10кВ по укрупненным данным ТОО «SIEMENS» составят около 1,7 млн. EUR.

Капиталовложения в подстанцию определяются по приведенным в справочнике укрупненным показателям стоимости суммированием следующих составляющих:

- РУ всех напряжений;
- трансформаторы (автотрансформаторы (АТ));
- компенсирующие устройства и реакторы;
- постоянная часть затрат.

Расчетная стоимость ячеек РУ должна учитывать стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, РЗиА, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительно-монтажных работ. Также дополнительно учитываются затраты на оборудование высокочастотной связи для линейных ячеек.

Расчетная стоимость автотрансформаторов и трансформаторов должна включать затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, РЗ, строительные конструкции и строительно-монтажные работы.

Показатели постоянной части затрат по подстанции учитывают полную расчетную стоимость подготовки и благоустройства территории, общеподстанционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, компрессорной, подъездных и внутриплощадочных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов.

Суммарные капитальные вложения на приобретение оборудования релейной защиты подстанции согласно формуле (7.1) составят:

Таблица - 7.1 Капитальные вложения

Строка затрат	Сумма
Капитальные вложения на приобретение оборудования, тыс. евро	2650
Капитальные вложения на строительные работы, тыс. евро	1500
Капитальные вложения на монтажные и пуско-наладочные работы, тыс. евро	550
Капитальные вложения на прочие расходы, тыс. евро	300
Общая сумма капитальных вложений, тыс.евро	5000
Общая сумма капитальных вложений, тыс. тенге[1]	1 050 000

ΣK = 2650 + 1500 + 550 + 300 = 5000 тыс. евро.

Переведем данную сумму из евро в тенге по курсу Национального Банка РК на 25/04/2016 (1 евро=375 тенге).

ΣK = 5 000 000*210= 1 050 000 000 тенге.

7.5 Расчет экономической эффективности вложенных средств и срока окупаемости

ПС 220/110/10 кВ в год передаетоколо 122,5 млн. кВтч электроэнергии.Объем передаваемой энергии определяется из расчета мощности устанавливаемых понижающих трансформаторов суммарной мощностью 126 МВА, коэффициента загрузки данной подстанции, который принимаем равным 0,7 и планируемого количества часов использования максимума загрузки для данной подстанции, которое составляет 3500 часов.

Для расчета срока окупаемости возводимой подстанции рассмотрим два способа получения прибыли:

а) оказание услуг по передаче электроэнергии (транзит через подстанцию);

б) получение лицензии на покупку электроэнергии с целью ее перепродажи через торговые системы энергорынка.

7.5.1 Оказание услуг по передаче электроэнергии

Для определения получаемой прибыли с данного вида деятельности необходимо рассчитать тариф подстанции на транзит электроэнергии.

Для ПС основная составляющая издержек – амортизация, которую примем равной 40 %. Найдя амортизацию, найдем и остальные издержки, равные 60 %, к которым относятся:

-канцелярские расходы;

-типографские расходы (эта статья складывается из закупки бланков различной отчетности и повседневного пользования (журналов, карточек, ведомостей, актов, инструкций, правил, заявок));

- налоговые платежи;

-командировочные расходы (командировочные расходы для административного и производственного персонала);

- расходные материалы для вычислительной и оргтехники (сюда включается закупка картриджей, барабанов, тонеров, запчастей);

-энергия на хозяйственные нужды (обогрев помещений, монтерских пунктов, освещение всех зданий, помещений предприятия, ремонтных баз);

-энергия на компенсацию технических потерь;

-расходы на оплату труда (складываются из оплаты труда производственного и административного персонала);

-износ основных средств;

- услуги банка (комиссионные за проведение зарплаты, командировочных, операций с расчетными счетами и т.д. в размере установленного процента с сумм оборота);

-услуги связи (абонентская плата за телефон, оплата междугородних и международных переговоров, оплата высокочастотной связи);

- услуги почтамта (за пересылку корреспонденции, писем, деловой переписки и др. почтамт согласно договору выставляет счет);

- расходы на коммунальные услуги (стоимость холодной воды и канализации, вывоз мусора, тепловая энергия);

-расходы на экологию (эта статья содержит расходы, связанные с выбросами в атмосферу вредных веществ от использования ГСМ транспортом компании, с загрязнением среды твердо-бытовыми отходами и т.д.);

-материалы на эксплуатацию (в эту статью включаются затраты, связанные с техническим обслуживанием энергооборудования и транспорта, материалы, инструменты, приспособления основного и вспомогательного производств, материалы на обеспечение санитарно-гигиенических требований и техники безопасности, поддержание зданий в рабочем состоянии, ГСМ);

-переработка электроэнергии тяговыми подстанциями;

-поверка приборов (необходима поверка рабочих и исходных эталонов);

-охрана труда (любая компания нуждается в спецодежде, обуви и комплектах, необходимых по требованиям охраны труда);

-страхование от несчастных случаев (страхование в РК обязательно – выбирается только вид страхования);

- подготовка кадров**(**складывается из сумм договоров тех организаций, куда на повышение квалификации ездят работники компании).

Нормы амортизации примем равными 3 %, тогда амортизация ПС составит:

$$\sum Z_{am}=H_0*\sum K=1\ 050\ 000*0{,}03=31\ 500 \text{ тыс. тенге;}$$

Тогда полные затраты составят:

$$\sum Z=31\ 500*100/40=78\ 750 \text{ тыс. тенге.}$$

Тогда полная себестоимость составит:

$$S=\frac{\sum Z}{W_{год}}=\frac{78750\cdot 10^3}{122500\cdot 10^3}=0{,}64,\ \text{тенге}/\text{кВт}\cdot\text{ч};$$

Итоговый тариф за транзит электроэнергии черезподстанцию с учетом доходности 10% вычисляется по формуле:

$$Ц_{ПС}=\left(S_{ПС}+0{,}1S_{ПС}\right)=1{,}1S_{ПС}=0{,}64\cdot 1{,}1=0{,}704, \text{тенге}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$$

Определим годовую прибыль за транзит через подстанцию за вычетом подоходного налога, который составляет 20%:

$$\sum П_{тр} = W_{год} * 0,1 S_{ПС} * 0,8 = 122500 * 0,064 * 0,8 = 7840 \text{ тыс. тенге}$$

С такой годовой прибылью окупаемость вложенных инвестиций составит более 100 лет, что является экономически нецелесообразно. Поэтому переходим к рассмотрению второго вида деятельности по получению прибыли.

7.5.2 Получение лицензии на покупку электроэнергии с целью ее перепродажи через торговые системы энергорынка

По данным на апрель 2015 года тариф на электроэнергию в г. Каскелен составляет 15,34 тенге за кВт/ч.

Рассмотрим механизм ценообразования на подстанции и его составляющие:

- покупка электроэнергии (5,5 тенге кВт/ч);
- тариф KEGOC (0,94 тенге кВт/ч);
- тариф РЭК (4,21 тенге кВт/ч);
- собственный тариф подстанции (0,7 тенге кВт/ч).

Тогда исходная себестоимость электроэнергии на подстанции составит 11,35 тенге кВт/ч. При продаже потребителям электроэнергии по цене 13,35 тенге кВт/ч, ТОО получает прибыль в размере 2 тенге кВт/ч.

За вычетом подоходного налога годовая прибыль от данного вида деятельности составит:

$$\sum П_{кп} = W_{год} * 2 * 0,8 = 122500 * 2 * 0,8 = 141\,750 \text{ тыс. тенге;}$$

Суммарная прибыль предприятия от обоих видов деятельности составит:

$$\sum П = \sum П_{кп} + \sum П_{тр} = 7840 + 141750 = 149590 \text{ тыс. тенге.}$$

Определим срок окупаемости инвестиций от перечисленных видов деятельности.

7.6 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

Срок окупаемости инвестиций в текущих стоимостях (окупаемость в терминах текущих стоимостей, дисконтированный период окупаемости капиталовложений).

Общая формула для расчета окупаемости в терминах текущих стоимостях:

$$\text{ТокТС} = n \text{, при котором } \sum_{t=1}^{n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} > Io \qquad (7.2)$$

где ТокТС - срок окупаемости инвестиций в текущих стоимостях;

n - число периодов;

CFt - приток денежных средств в период t;

r - барьерная ставка (коэффициент дисконтирования);

Io - величина исходных инвестиций в нулевой период.

Видоизменяя понятие окупаемости, мы можем получить два дополнительных инструмента анализа инвестиций. Так, показатель окупаемость в терминах текущих стоимостей (его будем кратко называть ТС-окупаемостью, также используемый при определении количества временных периодов, требуемых для возмещения инвестиционных расходов, принимает в расчет временную стоимость денег. В то время как при вычислении окупаемости просто суммируются ежегодные денежные поступления для определения того года, в котором они превзойдут первоначальные расходы денежных средств, при вычислении ТС-окупаемости суммируются дисконтированные денежные поступления.

ТС-окупаемость - это показатель, оценивающий характерное время инвестиции, а именно определяющих, как быстро инвестиционные расходы будут возмещены доходами. Дисконтированный период окупаемости позволяет дать грубую оценку ликвидности проекта и приблизительно оценить риск. И наконец, ТС-индекс является более надежным, чем внутренний коэффициент окупаемости (IRR), показателем в случаях, когда необходим сравнительный анализ целесообразности инвестиций.

Произведем расчет.

Размер инвестиций: 1 050 000 тыс. тенге.

Таблица - 7.2 Доходы от инвестиций

в первом году тыс. тенге	149 590
во втором году(+2%), тыс. тенге	152 518,8
в третьем году(+3%), тыс. тенге	157 159,3
в четвертом году (+5%), тыс. тенге	165 017,2
в пятом году(+8%), тыс. тенге	178 218,6
в шестом году(+10%), тыс. тенге	196 040,5
в седьмом году(+9%), тыс. тенге	213 694,1
Размер барьерной ставки, %	8

Пересчитаем денежные потоки в вид текущих стоимостей:

$$PV1 = 149\,590 / (1 + 0{,}08) = 138\,509{,}3 \text{ тыс. тенге;}$$

$$PV2 = 152\,581{,}8 / (1 + 0{,}08)^2 = 141\,279{,}4 \text{ тыс. тенге;}$$

$$PV3 = 157\,159{,}3 / (1 + 0{,}08)^3 = 145\,517{,}8 \text{ тыс. тенге;}$$

$$PV4 = 165\,017{,}2 / (1 + 0{,}08)^4 = 152\,793{,}7 \text{ тыс. тенге;}$$

$$PV5 = 178\,218{,}6 / (1 + 0{,}08)^5 = 165\,017{,}2 \text{ тыс. тенге;}$$

$$PV6 = 196\,040{,}5 / (1 + 0{,}08)^6 = 181\,518{,}9 \text{ тыс. тенге;}$$

$$PV7 = 213\,684{,}1 / (1 + 0{,}08)^7 = 197\,855{,}6 \text{ тыс. тенге.}$$

Определим период по истечении которого инвестиция окупается.

$$PV_{\Sigma} = 138\,509{,}3 + 141\,279{,}4 + 145\,517{,}8 + 152\,793{,}7 + 165\,017{,}2 + 181\,518{,}9 + 197\,855{,}6 = 1\,122\,491{,}93 \text{ тыс. тенге.}$$

Сумма дисконтированных доходов за 7 лет составляет 1 122 491 930 тенге, что больше начальных инвестиций, это значит, что возмещение первоначальных расходов произойдет раньше 7 лет.

Если предположить что приток денежных средств поступает равномерно в течении всего периода (по умолчанию предполагается что денежные средства поступают в конце периода), то можно вычислить остаток от седьмого года.

$$\text{Остаток} = (1 - (1\,122\,491{,}93 - 1\,050\,000) / 197\,855{,}6) = 0{,}63 \text{ года.}$$

Период окупаемости в текущих стоимостях равен 7 годам (точнее 6,63 года).

Расчёты показали, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 1 122 491 930. тенге, с учетом дисконтированной стоимости, окупятся за 6,63 года, значит, реконструкция данной подстанции можно считать экономически целесообразным и проект стоит принять. Но рассчитанный период окупаемости достигается лишь при условии, что предприятие займется двумя видами деятельности, то есть оказанием услуг по передаче электроэнергии (транзит через подстанцию) и перепродажей электроэнергии через торговые системы энергорынка.

Заключение

В данном дипломном проекте было рассмотрено реконструкция подстанции 220/110/10 г. Каскелен. Быласпроектирована установка трансформаторов 220/110/10 кВ, 63 МВА,с учётом текущего потребления электроэнергии ина перспективу до 15—20 лет.

Произведён анализ перспективной схемы электроснабжения.

Выбрана принципиальная схема подстанции, выбрано оборудование, рассчитано и выбрано число и мощность трансформаторов.

Была составлена схема замещения для данного региона. Произведен расчёт токов короткого замыкания в программеElectronicWorkbench

А так же был произведен расчёт токов короткого замыкания вручную. По токам короткого замыкания выбрано силовое оборудование подстанции:

выключатели, разъединители.

По заданию точки короткого замыкания находятся на на шинах 10 и 110 кВ.

Расчёт был произведен как для стороны среднего напряжения 110кВ, так и для стороны низшего напряжения 10кВ.

Произведён расчёт и выбор релейной защиты, а также проверка её срабатывания в программе «Справочник персонала РЗиА».

В разделе «Безопасность жизнедеятельности человека» был произведен расчет помешения диспетчерской с санитарно эргономичскими требованиями.

В экономической части дипломного проекта произведена экономическая оценка инвестиций в расширении подстанции.

Список литературы

1. Акимова И.А., Котеленец Н.Ф., Сентюрихин Н.И. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования.- М.: Академия, 2008.

2. Куценко Г.Ф. Монтаж, эксплуатация и ремонт электроустановок: практическое пособие. – Мн.: Дизайн ПРО, 2006.

3.Субикин Ю Д. Технология электромонтажных работ: Учебное пособие. – М.:Высшая школа, 2002.

4. Справочник по ремонту и наладке электрооборудования /Под общ.ред. В.С. Вьюнова, 2002.

5. http://skypeline.ru/dlya-shkolnika/metodichka-ovanesovpanferova-okonchvariant/

6.Полуянович Н.К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие. - Таганрог: Изд-во ТТИ ЮФУ, 2007.

7.Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4-750 кВ /Под ред. Гологорского Е.Г.- М.: Из-во НЦ ЭНАС, 2008.

8. Макаров Е.Ф. Обслуживание и ремонт электрооборудования и сетей.- М.: Академия: ИРПО, 2003.

9. Соколов С.Е., Сажин В.Н. Эксплуатация и ремонт воздушных и кабельных линий. – Алматы: АИЭС, 2005.

10. Соколов С.Е, Сажин В.Н., Генбач Н.А. Электрические сети и системы: Учебное пособие. – АУЭС, 2010.

11. Доценко В.А., Сивков А.А., Герасимов Д.Ю. Монтаж, ремонт и эксплуатация электрических распределительных сетей в системах электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие.- Томск: Изд. ТПУ, 2007.

12. А.А. Жакупов, Р.С. Хижняк. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, обучающихся по направлению «Электроэнергетика»). - Алматы: АИЭС, 2011

13. Справочная книга для проектирования электрического освещения, Ленинград 1976, Г.М.Кноринга.