

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части тяговой подстанции
троллейбусного управления»

Студент(ка)

А.В. Рязанцева

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

О.В. Самолина

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« _____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Рассмотрены вопросы реконструкции электрической части подстанции 110/6 кВ «Город-1» ОАО «МРСК Волги». Электрическая схема подстанции изменена с учетом необходимости питания тяговой подстанции «Сызрань Южная». Выбрано электрооборудование подстанции. Выполнено технико-экономическое обоснование замены баковых масляных выключателей типа У-110 на колонковые элегазовые выключатели ЗАР1FG-145/ЕК.

Выполнен расчет и выбор релейной защиты и автоматики, выбран характер оперативного тока. Произведен расчет заземления и молниезащиты подстанции.

В разделе «Экономическая эффективность проекта» выполнено обоснование принятых технических решений по реконструкции.

Пояснительная записка содержит 65 страниц, в том числе 16 таблиц и 19 рисунка. Графический материал представлен на 7 листах формата А1.

Содержание

Введение	5
1. Анализ объекта проектирования. Выбор схемы главных электрических соединений подстанции	6
2. Расчет токов короткого замыкания	9
2.1. Основные допущения, принятые при расчете токов короткого замыкания	9
2.2. Расчет параметров схемы	10
2.3. Расчет токов короткого замыкания	14
3. Выбор электрооборудования подстанции	15
3.1. Выбор выключателей	16
3.2. Выбор трансформаторов тока	21
3.3. Выбор трансформаторов напряжения	23
3.4. Выбор ограничителей перенапряжения	25
4. Релейная защита и автоматика подстанции	27
4.1. Общие сведения о релейной защите	27
4.2. Выбор комплекта защиты на период проведения реконструкции	28
4.3. Защита и автоматика на базе микропроцессорных устройств	33
4.4. Оперативный ток	35
5. Заземление и молниезащита подстанции	37
5.1. Расчет заземления подстанции	37
5.2. Молниезащита подстанции	39
6. Экономическая эффективность проекта	45
Заключение	53
Список используемых источников	54
Приложения	57

Введение

В связи с расширением и реконструкцией контактной сети железной дороги Сызранского участка ОАО «РЖД» встала необходимость строительства новой тяговой подстанции «Сызрань Южная». Питание данной подстанции наиболее рационально произвести с шин подстанции 110/6 кВ «Город-1», принадлежащей ОАО «МРСК Волги». Это в свою очередь обусловило необходимость проведения реконструкции открытого распределительного устройства (ОРУ) 110 кВ и устройств релейной защиты, автоматики и измерений подстанции «Город-1».

Таким образом, целью дипломного проекта является повышение надежности электроснабжения потребителей подстанции «Город-1» ОАО «МРСК Волги».

Исходя из цели, поставлены следующие задачи:

1. Анализ объекта проектирования.
2. Выбор схемы главных электрических соединений подстанции.
3. Замена устаревшего электрооборудования подстанции.
4. Безопасность и экологичность объекта проектирования.
5. Расчет экономической эффективности проекта.

Реконструкция подстанции «Город-1» производится при выполнении следующих основных требований:

1.Безотказная передача мощности, т.е. обеспечение требуемого уровня надежности.

2.Экономичность, т.е. минимизация затрат материальных ресурсов и времени при сооружении распределительного устройства в соответствии с выбранной электрической схемой и сокращение ежегодных расходов на его эксплуатацию.

3.Маневренность схемы, т.е. возможность легкого приспособления схемы к изменяющимся условиям работы, как в эксплуатации, так и при расширении подстанции, а также возможность ремонтов оборудования без нарушения нормальной работы присоединений (ремонтпригодность).

1 Анализ объекта проектирования. Выбор схемы главных электрических соединений подстанции «Город -1»

До проведения реконструкции п/ст. 110/6 кВ «Город-1» по положению в системе классифицировалась как тупиковая [13]. Подстанция получала питание по 2-м линиям электропередач 110 кВ «Кубра-3» и «ТМ-1».

Проведение реконструкции обусловлено необходимостью питания нужд подстанции 110 кВ «Сызрань Южная», принадлежащей ОАО «РЖД».

Питание подстанции 110 кВ «Сызрань Южная», принадлежащей ОАО «РЖД», целесообразно произвести по двум кабельным линиям 110 кВ с шин подстанции 110/6 кВ «Город-1» - «Южная -1» и «Южная -2». В результате проведения реконструкции подстанция 110/6 кВ «Город-1» по положению в системе становится проходной.

В качестве схемы ОРУ-110 кВ выбрана одна секционированная система шин. Электрическая схема ОРУ 110 кВ приведена на рисунке 1. Данная схема соответствует необходимым требованиям надежности, предусматривает возможности перспективного развития, обеспечивает проведение ремонтных работ и безопасную эксплуатацию.

Схема электроснабжения подстанции «Город-1» 110/6 кВ приведена на рисунке 2.

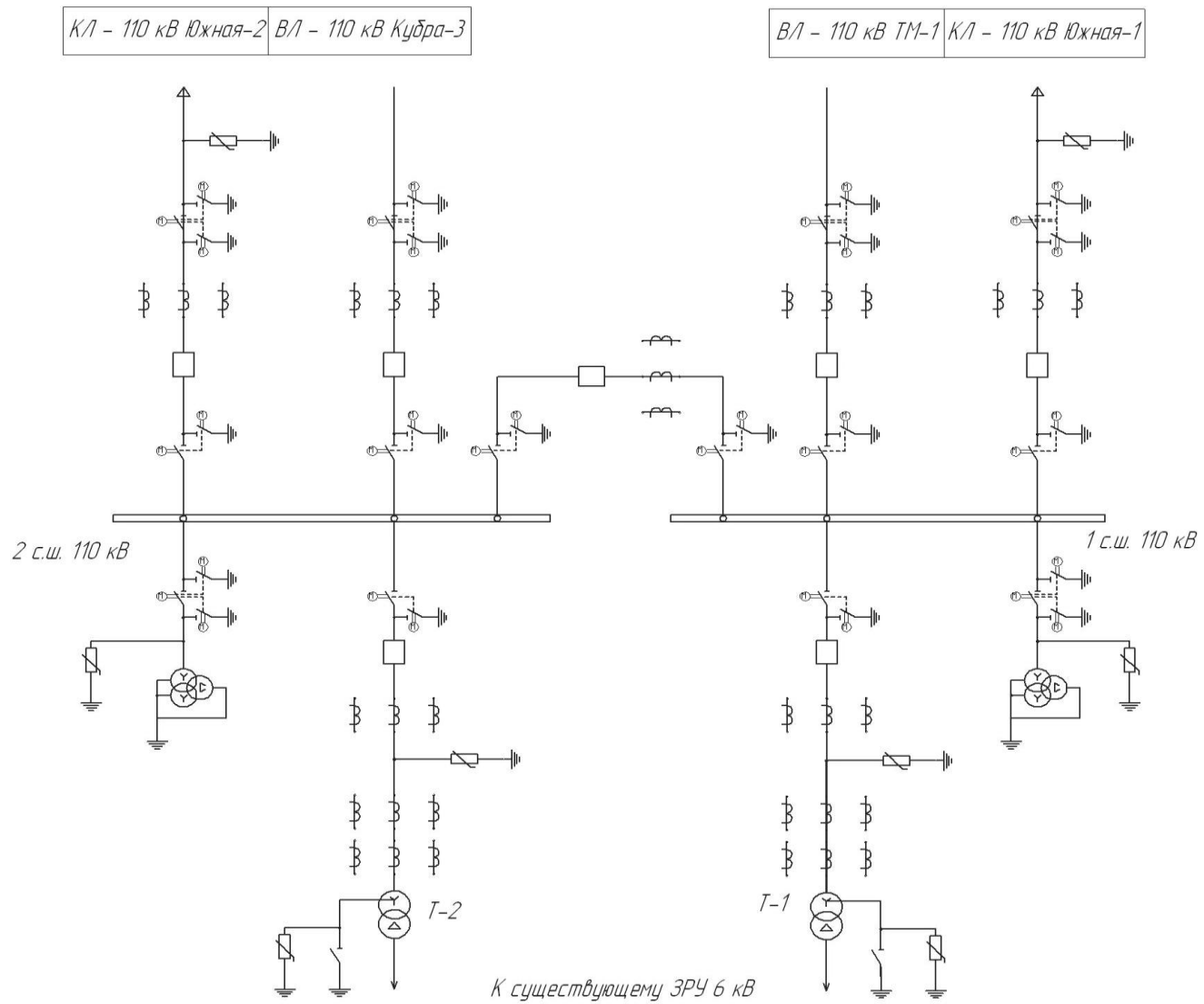


Рисунок 1 - Схема электрическая ОРУ 110 кВ

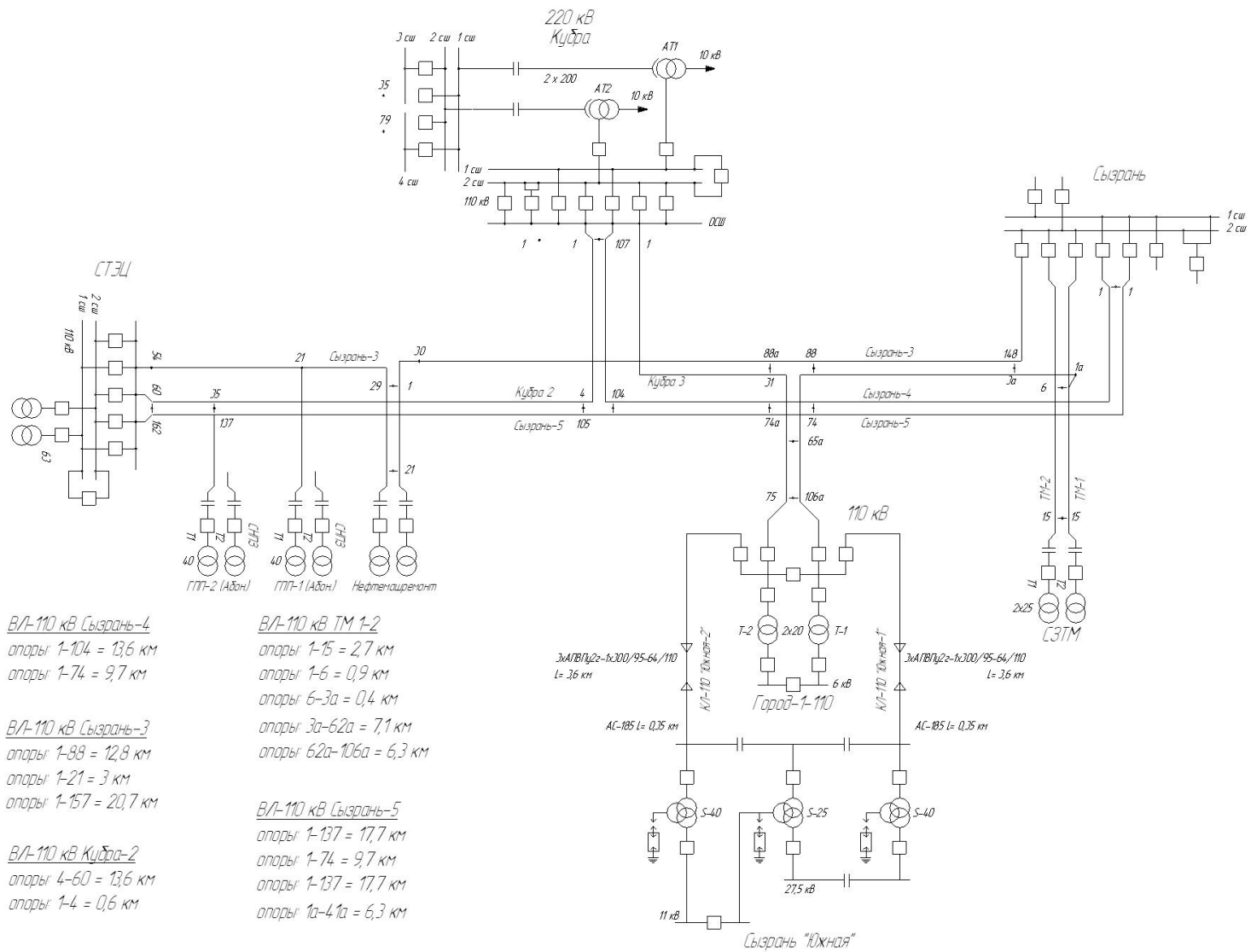


Рисунок 2 - Схема электроснабжения подстанции «Город-1» 110/6 кВ

2 Расчет токов короткого замыкания

2.1 Основные допущения, принятые при расчете токов короткого замыкания

Основной причиной нарушения нормального режима работы подстанции является возникновение коротких замыканий (КЗ) в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании токов КЗ, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения необходимо правильно определять токи КЗ и по ним технически обоснованно выбирать электрооборудование, проводники схемы, защитную аппаратуру и средства ограничения токов КЗ.

Расчет токов КЗ для выбора аппаратов и проводников, их проверки по условиям термической и электродинамической стойкости при КЗ, для определения параметров срабатывания, проверки чувствительности и согласования действий устройств релейной защиты электроустановок 0,6-220 кВ производится приближенными, так называемыми практическими методами, многолетний опыт приближения которых доказал его технико-экономическую целесообразность. При выполнении расчетов не учитывают:

- сдвиг по фазе ЭДС и изменение частоты вращения роторов синхронных машин;
- ток намагничивания трансформаторов;
- насыщение магнитных систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей;
- емкостную проводимость воздушных и кабельных линий;
- различие значений сверхпереходных сопротивлений по продольной и поперечной осям синхронных машин;
- возможную несимметрию трехфазной системы;
- влияние не двигательной нагрузки на токи КЗ;

- подпитку места КЗ со стороны электродвигателей напряжением до 1кВ при расчете токов КЗ в сети напряжением выше 1 кВ.

2.2 Расчет параметров схемы

Питание подстанции 110/6 кВ «Город-1» осуществляется по воздушной линии 110 кВ ТМ-1 с шин подстанции 220/110/35 кВ «Сызрань» и по воздушной линии 110 кВ Кубра-3 с шин подстанции 220/110 кВ «Кубра» (рисунке 2).

Расчетная схема для токов КЗ приведена на рисунке 3, на основании которой составлена схема замещения (рисунок 4). Расчет токов КЗ наиболее целесообразно производить в именованных единицах.

2.2.1 Расчет сопротивлений трансформаторов

Расчет сопротивлений трансформаторов представлен по подстанциям.

ПС 110/6 кВ «Город-1»

Трансформаторы Т-1 и Т-2 типа ТДНГ-20/110. Нейтраль изолирована.

Номинальное напряжение - $U_{\text{НОМ}} = 112/6,6$ кВ;

номинальная мощность - $S_{\text{НОМ}} = 20$ МВА;

номинальный ток - $I_{\text{НОМ}} = 103/1750$ А;

напряжение короткого замыкания - $U_{\text{к}_{\text{ВН-НН}}} = 10,5\%$.

$$X_{\sigma} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{\text{нн}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{20} = 69,34 \hat{i} \ .$$

ПС 110 кВ «Сызрань Южная».

Трансформатор Т-3 типа ТДТНЖ-25/110 У1. Нейтраль изолирована.

Номинальное напряжение - $U_{\text{НОМ}} = 115/27,5/11$ кВ;

номинальная мощность - $S_{\text{НОМ}} = 25$ МВА;

номинальный ток - $I_{\text{НОМ}} = 125,5/525/1312$ А;

напряжение короткого замыкания - $U_{\text{к}_{\text{ВН-НН}}} = 17,7 \%$, $U_{\text{к}_{\text{ВН-СН}}} = 9,83 \%$,

$U_{\text{к}_{\text{СН-НН}}} = 6,81\%$.

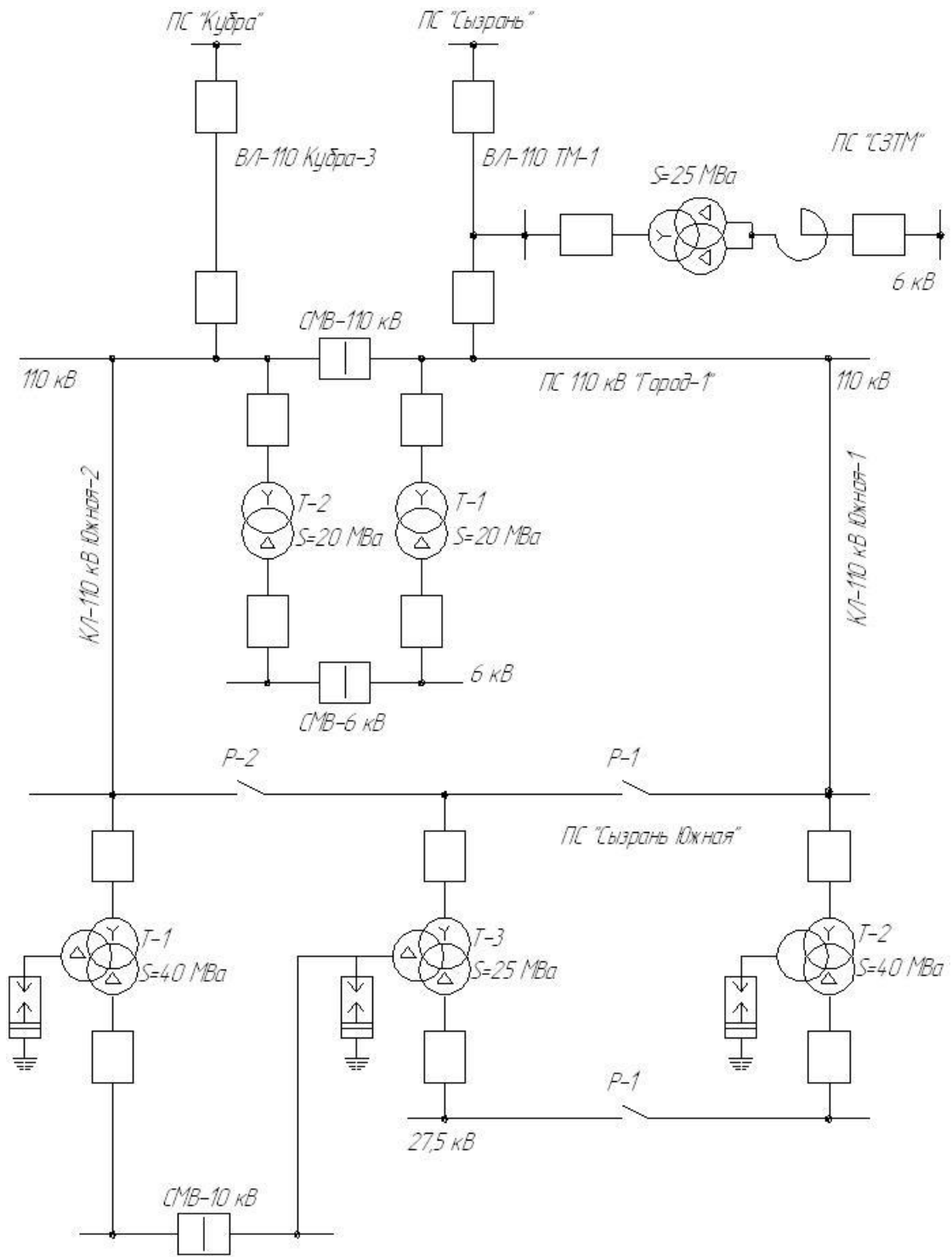


Рисунок 3 - Расчетная схема для токов КЗ

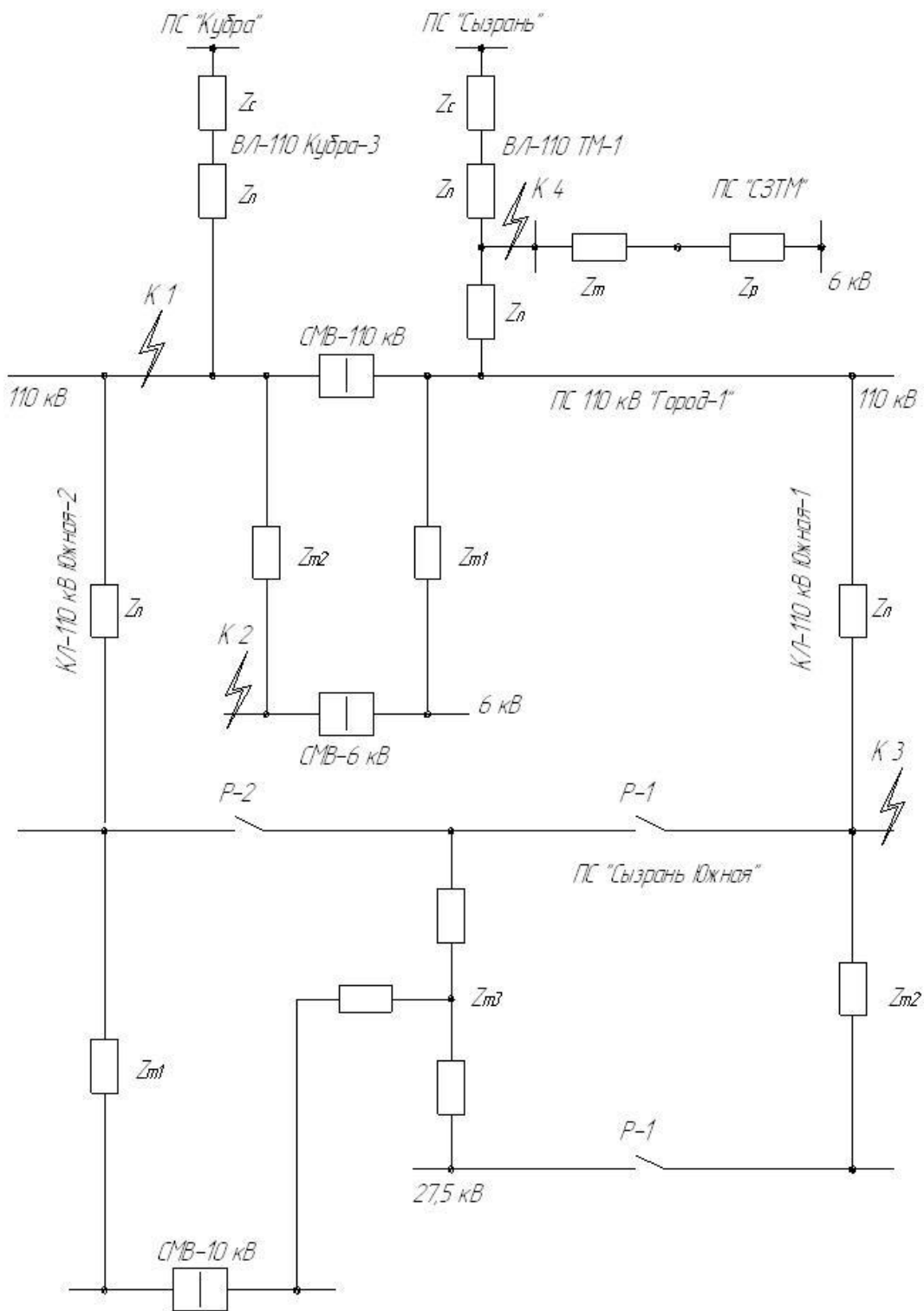


Рисунок 4 - Схема замещения для расчета токов КЗ

Обмотка среднего напряжения 27,5 кВ не используется.

$$X_{\sigma} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{\text{нн}}} = \frac{17,7}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 93,6 \hat{i} \text{ .}$$

Трансформатор Т-2 типа ТДТНЖ-40/110 У1. Нейтраль изолирована.

Номинальное напряжение - $U_{\text{ном}} = 115/27,5/11$ кВ;

номинальная мощность - $S_{\text{ном}} = 40$ МВА;

номинальный ток - $I_{\text{ном}} = 201/840/2099$ А;

напряжение короткого замыкания - $U_{\text{квн-нн}} = 18,02$ %, $U_{\text{квн-сн}} = 10,26$ %,

$U_{\text{кчн-нн}} = 6,45$ % .

Обмотка низкого напряжения 11 кВ не используется.

$$X_{\sigma} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{\text{нн}}} = \frac{10,26}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 33,9 \hat{i} \text{ .}$$

Трансформатор Т-3 типа ТДТНЖ-40/110 У1. Нейтраль изолирована.

Номинальное напряжение - $U_{\text{ном}} = 115/27,5/11$ кВ;

номинальная мощность - $S_{\text{ном}} = 40$ МВА;

номинальный ток - $I_{\text{ном}} = 201/840/2099$ А;

напряжение короткого замыкания - $U_{\text{квн-нн}} = 18,02$ %, $U_{\text{квн-сн}} = 10,26$ %,

$U_{\text{кчн-нн}} = 6,45$ % .

Обмотка низкого напряжения 11 кВ не используется.

$$X_{\text{вн-сн}} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{18,02}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 59,6 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{вн-нн}} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,26}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 33,9 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{сн-нн}} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{6,45}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 21,3 \text{ Ом};$$

$$X_B = \frac{1}{2} \cdot (X_{\text{вн-сн}} + X_{\text{вн-нн}} - X_{\text{сн-нн}}) = \frac{1}{2} \cdot (59,6 + 33,9 - 21,3) = 36,1 \text{ Ом};$$

$$X_C = \frac{1}{2} \cdot (X_{\text{вн-сн}} - X_{\text{вн-нн}} + X_{\text{сн-нн}}) = \frac{1}{2} \cdot (59,6 - 33,9 + 21,3) = 23,5 \text{ Ом};$$

$$X_H = \frac{1}{2} \cdot (X_{\text{вн-нн}} + X_{\text{сн-нн}} - X_{\text{вн-сн}}) = \frac{1}{2} \cdot (33,9 + 21,3 - 59,6) = -2,2 \text{ Ом} .$$

2.2.2 Расчет сопротивлений линий

Активные и реактивные сопротивления воздушных и кабельных линий определяются исходя их длины и удельного сопротивления:

$$X_{БЛ} = X_{уд} \cdot l; \quad R_{БЛ} = R_{уд} \cdot l.$$

Расчет сопротивления линий сведен в Приложение А, таблицу А1.

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ произведен в именованных единицах, согласно методике, приведенной в [1]. Расчет тока трехфазного КЗ производится по формуле:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot Z}, \text{ кА; где } U_c \text{ – напряжение системы в точке КЗ, кВ;}$$

Z – общее сопротивление для точки КЗ, Ом.

$Z = \sqrt{X^2 + R^2}$, Ом; где R – активное сопротивление для точки КЗ, Ом;

X – реактивное сопротивление для точки КЗ, Ом.

Для выбора и проверки электрооборудования по условию электродинамической стойкости производится расчет ударного тока КЗ по формуле: $I_{\acute{o}\ddot{a}} = k_{\acute{o}\ddot{a}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}$, кА; где $I_{КЗ}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ для заданной точки, кА; $k_{уд}$ – ударный коэффициент для точки КЗ, зависящий от апериодической составляющей тока КЗ: $k_{\acute{o}\ddot{a}} = 1 + e^{-0,01/T_a}$.

Апериодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле:

$$T_a = \frac{1}{\omega_0} \cdot \frac{X}{R}; \quad \text{где } \omega_0 = 314.$$

Расчет токов КЗ представлен в Приложение А, таблице А2.

3 Выбор электрооборудования подстанции

При выборе аппаратов и проводников для первичных цепей электроустановок в данном проекте учтем следующие показатели:

- прочность изоляции, необходимая для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях;
- допустимый нагрев токами в длительных режимах;
- стойкость в режиме короткого замыкания;
- технико-экономическая целесообразность;
- соответствие окружающей среде и роду установки;
- достаточная механическая прочность;
- допустимые потери напряжения в нормальном и аварийном режимах;
- проводники напряжением 110 кВ проверяются по условию короны.

Выбор оборудования для вторичных цепей начинается с определения по заданной электрической схеме расчетных условий, а именно: расчетных рабочих токов присоединений и токов КЗ. Расчетные величины сопоставляются с соответствующими номинальными параметрами аппаратов, выбираемых по каталогу и справочникам. При выборе аппаратов необходимо учитывать род установки (наружная и внутренняя), загрязненность среды, габариты, вес, стоимость аппарата, удобство его размещения.

Электрические аппараты, токоведущие устройства работают в условиях эксплуатации в трех основных режимах:

- в длительном режиме;
- в режиме перегрузки (с повышенной нагрузкой, которая для некоторых аппаратов достигает значения до 1,4 номинальной);
- в режиме короткого замыкания.

В длительном режиме надежная работа аппаратов и токоведущих устройств обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и номинальному току.

В режиме перегрузки надежная работа обеспечивается ограничением значения и длительности повышения напряжения или тока в таких пределах,

при которых еще гарантируется нормальная работа электрических установок за счет запаса прочности.

В режиме короткого замыкания надежная работа аппаратов обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств по условиям термической и электродинамической стойкости.

3.1 Выбор выключателей

Выключатель выбирается по следующим параметрам:

1. Номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$U_{уст} = 110 = U_{ном} = 110 \text{ (кВ)}.$$

2. Номинальному току:

$$I \leq I_{ном};$$

$$I = \frac{1,4 \cdot (S_{ном.Город-1} + S_{ном.Южная})}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot (20 + 40) \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 441,4 \text{ А};$$

$$I_{ном} = 2500 \text{ А};$$

$$I = 441,4 < I_{ном} = 2500 \text{ (А)}.$$

3. Отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{пт} \leq I_{откл.ном};$$

$$I_{пт} = 7,506 \text{ кА};$$

$$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА};$$

$$I_{пт} = 7,506 < I_{откл.ном} = 20 \text{ (кА)}.$$

б) на отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}; \text{ где } i_{a,\tau} \text{ – номинальное допустимое значение}$$

апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{ном}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе (определяется по кривым [1, рис. 2.37]); $\beta_{ном} = 0,25$.

$$\tau = t_{р.з.} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,057 = 0,058 \text{ с},$$

где $t_{р.з.} = 0,01 \text{ с}$ – время действия релейной защиты;

$t_{c.в.} = 0,057$ с. – собственное время отключения выключателя.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 20 = 7,07 \text{ кА};$$

$$\beta = \frac{i_{a.т}}{\sqrt{2} \cdot I_{н.т}} \Rightarrow i_{a.т} = \beta \cdot \sqrt{2} \cdot I_{н.т} = \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 7,506 = 2,65 \text{ кА};$$

$$i_{a.т} = 2,65 < i_{a.ном} = 7,07 \text{ (кА)}.$$

4. Предельному сквозному току КЗ – на электродинамическую стойкость:

$$I_{п.о} \leq I_{пр.с};$$

$$i_{уд} \leq i_{пр.с},$$

где $I_{пр.с} = 40$ кА – предельный сквозной ток;

$I_{п.о} = 7,506$ кА – наибольшее начальное действующее значение

периодической составляющей тока КЗ.

$$I_{п.о} = 7,506 < I_{пр.с} = 40 \text{ (кА)}.$$

$$i_{уд} = 15,505 \text{ кА}.$$

$$i_{i\partial.\bar{n}} = \sqrt{2} \cdot I_{i\partial.\bar{n}} = \sqrt{2} \cdot 40 = 50,39 \text{ кА}.$$

$$i_{уд} = 15,505 < i_{пр.с} = 50,39 \text{ (кА)}.$$

5. Тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$; где I_T – предельный ток термической стойкости;

t_T – длительность протекания тока термической стойкости.

$$t = (t_{откл} + T_a);$$

$T_a = 0,12$ с – постоянная времени.

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{соб} = 0,01 + 0,057 = 0,058 \text{ с};$$

$$t = (t_{откл} + 0,12) = (0,058 + 0,12) = 0,178 \text{ с};$$

$$B_k = I_n^2 \cdot t = 7,506^2 \cdot 0,178 = 7,211 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{ном} = I_{тер}^2 \cdot t_m = 16^2 \cdot 3 = 1024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_k = 7,211 < B_{ном} = 1024 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Выбираем элегазовые выключатели производства ЗАО «АК Евроконтракт» ЗАР1FG-145/ЕК, собранные по лицензии и из комплектующих «Siemens AG» (приложение Б, таблица Б3).

Общий вид выключателя представлен в Приложение Б, рисунок Б5.

Сравнительный анализ масляного и элегазового выключателей

До реконструкции на подстанции были установлены масляные выключатели серии У-110-2000-40 У1, предназначенные для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах. Выключатели управлялись электромагнитными приводами типа ШПЭ-44 и были снабжены встроенными трансформаторами тока типа ТВ-110/50.

Принцип работы выключателя основан на гашении дуг, возникающих между контактами при коммутации токов в трансформаторном масле, которое выполняет функции изолирующей и гасящей сред. При отключении выключатель работает по двухступенчатому циклу: при расхождении контактов в четырех разрывах камер каждого полюса гасятся дуги и прерывается цепь тока, продукты разложения масла от действия дуг выдуваются через поперечные щели этих камер; при расхождении контактов траверс и контактов камер прерывается ток, протекающий через шунты.

Выключатель представляет собой быстродействующий коммутационный аппарат, состоящий из трех полюсов, заполненных трансформаторным маслом, и управляемый подвесным электромагнитным приводом.

Общий вид, габаритные, установочные и присоединительные размеры, масса выключателя представлены в Приложение В, рисунок В6.

Для коммутации электрической цепи при нормальных и аварийных режимах для замены масляных баковых выключателей У-110-2000-40 У1 выбраны элегазовые колонковые выключатели 3AP1FG-145/ЕК производства ЗАО «АК Евроконтракт», собранные по лицензии и из комплектующих «Siemens AG». Высоковольтный силовой выключатель 3AP1FG-145/ЕК надёжен в эксплуатации и стоек к экстремальным нагрузкам. Использование особо прочного фарфора для изоляторов и оптимизированная с помощью современной вычислительной техники рама выключателя обеспечивают его высокую сейсмическую стойкость.

В выключателях применяется само-компрессионный принцип гашения дуги. При этом оптимальным образом используется энергия электрической дуги, что позволяет снизить до минимума необходимую энергию привода.

Силовые выключатели ЗАР уровней напряжений до 300 кВ включительно имеют по одной дугогасительной камере на каждый полюс, а свыше - оборудованы двумя.

Благодаря применению само-компрессионного принципа гашения дуги и, вследствие этого снижению до минимума усилий со стороны привода, при разработке представилась возможность применить пружинный привод, опробованный в течение многих лет.

Основные конструкционные узлы выключателя ЗАР1FG-145/ЕК представлены в Приложение В, рисунок В7. Главный узел выключателя – дугогасительная камера, приводится в действие от привода посредством коммутационной штанги.

Принцип работы выключателя представлен в Приложение Г, рисунок Г8.

Цепь тока состоит из верхней присоединительной плиты (1), держателя неподвижных контактов (главного и дугового) (2), подвижного контактного цилиндра (6), цоколя (7) и нижней присоединительной плиты (8). Во включенном положении рабочий ток протекает через главные контакты (3) и, кроме этого, параллельно через имеющиеся дуговые контакты (4).

В процессе выключения вначале размыкаются главные контакты (3), и ток протекает по временно остающимся замкнутыми дуговым контактам. Когда, в последующем, данные дуговые контакты также размыкаются, между ними (4) образовывается дуга. Одновременно контактный цилиндр (6) перемещается в цоколь (7) и сжимает находящийся там элегаз. Газ под давлением поступает в противоположном направлении через имеющиеся в дне цилиндра (6) клапаны сначала в него, затем по каналам в зону дуговых контактов (4). В дальнейшем неподвижный дуговой контакт отпирает сопло (5), газ из контактного цилиндра выдувается в него и гасит дугу.

При токах короткого замыкания элегаз сильно нагревается в контактном цилиндре от энергии образующейся электрической дуги. Это приводит к резкому подъёму давления элегаза в контактном цилиндре. В данном случае образовавшейся энергии вполне достаточно для гашения дуги и совершенно не требуется использование энергии привода.

Таким образом, можно выделить основные достоинства данного выключателя:

- авто компрессионная дугогасительная камера;
- использование тепловой энергии дуги;
- минимальные затраты энергии;
- высокая надежность в течении длительного времени.

В выключателе применен зарекомендовавший себя пружинный привод, функциональная схема которого представлена в Приложение Г, рисунок Г9.

Использование новейших производственных технологий позволило применить цельнолитой компактный корпус с размещёнными в нём пружинами включения и выключения. Таким образом, обеспечена чрезвычайная простота и вместе с тем предельная прочность конструкции. При этом сохранены другие, проверенные годами эксплуатации, принципы конструкции, в том числе такие, как свободные от вибраций защелки и без нагрузочное расцепление с натяжным механизмом.

Преимущества пружинного привода:

- высокая надежность за счет малой энергии привода;
- простота принципа действия;
- возможность постоянного контроля коммутационного состояния;
- отсутствие потребности в техобслуживании, экономичность, длительный срок службы;
- неподверженность влияниям окружающей среды.

3.2 Выбор трансформаторов тока

Перед выбором трансформаторов тока необходимо рассчитать суммарную нагрузку приборов, подключенных к вторичным обмоткам. Данные приборов представлены в Приложение Е, таблица Е5.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\Sigma \text{пр}}}{I_{\text{н}}^2}; \text{ где } I_{\text{н}} = 5 \text{ А, – номинальный вторичный ток прибора; } S_{\Sigma \text{пр}} –$$

суммарная мощность, потребляемая приборами, ВА.

$$S_{\Sigma \text{пр}} = 0,5 + 0,5 + 0,5 + 6 = 7,5 \text{ ВА; } r_{\text{приб}} = \frac{7,5}{5^2} = 0,3 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}}$$

$$r_{\text{пров}} = Z_2 - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,3 - 0,1 = 0,8 \text{ Ом}$$

$r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ – переходное сопротивление контактов.

Выберем сечение проводов:

$$S_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{l}{r_{\text{пров}}} = 0,0283 \cdot \frac{65}{0,8} = 2,29 \text{ мм}^2; \text{ где } \rho_{\text{пр}} – \text{погонное сопротивление медных}$$

проводов, Ом/м; l – длина провода вторичной цепи, м.

Выбираем медный провода сечением $S_{\text{пров}} = 2,5 \text{ мм}^2$ по условиям прочности. Расчет мощности приборов измерения и учета, подключенных к трансформаторам тока указан в приложение Д, таблица 5.

Трансформатор тока выбирается по следующим условиям:

1. Номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$U_{\text{уст}} = 110 = U_{\text{ном}} = 110 \text{ (кВ).}$$

2. Номинальному току:

$$I \leq I_{\text{ном}};$$

$$I = \frac{1,4 \cdot (S_{\text{iii}} \text{ .Äiðfiä-1} + S_{\text{iii}} \text{ .Pæfiây})}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{iii}}} = \frac{1,4 \cdot (20 + 40) \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 441,4 \text{ А;}$$

$$I_{\text{ном}} = 600; 1000 \text{ А;}$$

$$I = 441,4 < I_{\text{ном}} = 600; 1000 \text{ (А).}$$

Для трансформатора тока у силового трансформатора:

$$I = \frac{1,4 \cdot S_{\text{iii}} \cdot \Delta i_{\text{iii}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{iii}}} = \frac{1,4 \cdot 20 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 147,1 \text{ A};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 400 \text{ A};$$

$$I = 147,1 < I_{\text{НОМ}} = 400 \text{ (A)}.$$

3. По электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}, \text{ где } i_{\text{уд}} = 15,505 \text{ кА} - \text{ударный ток КЗ};$$

$$I_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА} - \text{предельный сквозной ток};$$

$$i_{\text{пр.с}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пр.с}} = \sqrt{2} \cdot 80 = 113,14 \text{ кА}; i_{\text{уд}} = 15,505 < i_{\text{пр.с}} = 113,14 \text{ (кА)}.$$

4. Тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{т}}, \text{ где } I_{\text{тер}} = 20 \text{ кА} - \text{ток термической стойкости};$$

$$t_{\text{т}} = 3 \text{ с} - \text{время термической стойкости}; t = (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}});$$

$$T_{\text{а}} = 0,12 \text{ с} - \text{постоянная времени.}$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ав}} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}; t = (0,06 + 0,12) = 0,18 \text{ с};$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н}}^2 \cdot t = 7,506^2 \cdot 0,18 = 10,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; B_{\text{ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{к}} = 10,14 < B_{\text{НОМ}} = 1200 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

5. Вторичной нагрузке:

$$S_{\text{НОМ}} \geq S_{\text{р}}; S_{\text{НОМ}} = 20 \text{ ВА} > S_{\text{р}} = 7,5 \text{ ВА}.$$

Выбираем трансформаторы тока TG-145-0,5/10-400/5 УХЛ1, TG-145-0,5/10-600/5 УХЛ1 и TG-145-0,5/10-1000/5 УХЛ1 производства компании АВВ (Asea Brown Boveri Ltd.). Основные технические данные трансформатора тока TG-145 в Приложение Ж, таблица Ж6.

При сечении соединительных проводов $2,5 \text{ мм}^2$, трансформатор тока TG-145 соответствует классу точности 0,5, что допускается при учете электроэнергии.

Назначение и номинальные параметры вторичных обмоток представлены в Приложение Ж, таблица Ж7.

Общий вид трансформатора тока TG-145 представлен в Приложение Ж, рисунок Ж10.

Трансформатор выполнен в виде опорной конструкции. Он состоит из металлического основания, фарфоровой покрышки и головной части, в которой расположена магнитная система, поддерживаемая стальной трубой. Главная изоляция трансформатора - смесь азота (60%) и элегаза (40%) для исполнения УХЛ. Вторичные обмотки намотаны на тороидальные магнитопроводы и заключены в защитный экран. Первичная обмотка трансформатора состоит из канала, трех внутренних шин и трех внешних изолированных шин, расположенных на поверхности головной части. При помощи перемычек канал и шины могут быть соединены на разное число витков и, соответственно, на разный коэффициент трансформации. Переключающие перемычки закрыты съемными изоляционными коробками. Схемы расположения перемычек нанесены на внешнюю поверхность этих крышек.

Параллельно первичным виткам подключен нелинейный резистор для защиты их изоляции от приходящих с линии перенапряжений. При помощи перемычек канал и шины могут быть соединены на разное число витков и, соответственно, на разный коэффициент трансформации. Переключающие перемычки закрыты съемными изоляционными коробками. У основания трансформатора расположена коробка выводов вторичных обмоток, закрытая крышкой. Трансформатор снабжен контактным манометром с температурной компенсацией и устройством для заполнения трансформатора газом. В нижней части коробки вторичных выводов имеются отверстия для ввода внешних кабелей. Трансформатор снабжен защитной мембраной, которая разрушается при резком повышении давления газа вследствие дуговых перекрытий внутри аппарата, тем самым предохраняя его от взрыва.

3.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения выбирается по следующим условиям:

1. Номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; U_{уст} = 110 = U_{ном} = 110 \text{ (кВ)}.$$

2. Вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{фи}} ,$$

где $S_{2\Sigma}$ – суммарная мощность приборов, подключенных к вторичной обмотке, ВА; $S_{2\text{ном}}$ – номинальная максимальная мощность при сохранении класса точности измерительной обмотки, ВА.

Приборы, подключаемые к вторичной обмотке трансформатора напряжения, представлены в Приложение 3, таблица 38.

Суммарная мощность, потребляемая приборами, подключенными к вторичным обмоткам трансформатора напряжения:

$$S_{\Sigma} = 2 \cdot 0,5 + 4 \cdot 0,5 + 4 \cdot 0,5 + 4 \cdot 6 = 29 \text{ ВА}; S_{\Sigma} = 29 < S_{\text{ном}} = 200 \text{ (ВА)}.$$

Выбираем трансформаторы напряжения СРА 123 (2b) производства компании АВВ (Asea Brown Boveri Ltd.). Основные технические данные трансформатора напряжения СРА 123 (2b) в Приложение И, таблице И9.

Общий вид трансформатора напряжения СРА 123 (2b) представлен в Приложение 3, рисунок 311.

Благодаря специальной конструкции емкостных элементов, трансформаторы серии СР по своим точностным и температурным характеристикам превосходят индуктивные трансформаторы.

Трансформаторы предназначены для применения в любых климатических зонах (от холодных арктических до жарких тропических). Низкая индукция (0,35-0,45 Т при номинальном напряжении) в комбинации с эффективной демпфирующей цепью гарантирует безопасное и надежное демпфирование при феррорезонансе при всех частотах и напряжениях. Низкое напряжение на емкостных элементах обеспечивает надежность работы трансформатора и его большой ресурс. Трансформатор состоит из емкостного делителя напряжения, электромагнитного блока и вспомогательного оборудования.

Эксплуатационный ресурс трансформаторов серии СР составляет более чем 25 лет. Трансформаторы напряжений сконструированы таким образом, что не требуют какого-либо эксплуатационного обслуживания. Однако

рекомендуется проводить периодические визуальный контроль и контрольные измерения.

3.4 Выбор ограничителей перенапряжения

Методические указания и рекомендации по выбору и применению ограничителей см. [17,18].

Условия, по которым выбираются ограничители перенапряжений:

- напряжение установки $U_{уст} < U_{ном}$;
- выбор ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах;
- условия окружающей среды.

Для установки выбираем ограничители перенапряжений:

- на шинах 110 кВ – 2P3HSRC 106L5E2M4 – 2-х колонковый напряжением 106 кВ со счетчиком импульсов SC-13;
- стороне 110 кВ силовых трансформаторов – 2P3HSRC 106L5E2M4 – 2-х колонковый напряжением 106 кВ со счетчиком импульсов SC-13;
- в нейтралях трансформаторов – 2HSRC(P) 75L5E2M5 – напряжением 75 кВ со счетчиком импульсов SC-13;
- на вводах кабельных линий 110 кВ – EXLIMR 108-СМ123.

Выбор ОПН: приложение К, таблица К10.

3.4.1 Счетчики импульсов для ОПН

Для выбранных ОПН выбраны счетчики импульсов SC12 и SC13

Счетчики импульсов компании «Тайко Электроникс Боуторп» предназначены для работы с ОПН любых производителей. Счетчик SC 12 имеет только одну функцию - подсчет импульсов; счетчик SC 13 - дополнительно измеряет токи утечки. Значительные изменения в показаниях прибора с момента его установки говорят о повреждении ОПН или о загрязнении поверхности корпуса.

Счетчики не требуют дополнительного питания и предназначены для установки в цепи заземления каждого ОПН. Счетчик SC 12 может быть

установлен в общую цепь заземления ОПН всех трех фаз. Приборы помещены в литые алюминиевые глухозапаенные коробки, которые полностью герметичны. Коробки имеют антикоррозионное покрытие. Стекло прибора загерметизировано с помощью силиконового клея. Внутри коробки помещается влагопоглотитель для того, чтобы удалить влагу, которая могла остаться во время изготовления коробки. Крепление счетчиков осуществляется с помощью оцинкованного болта, проходящего через отверстие в кронштейне задней части коробки.

Счетчики SC 12 и SC 13 успешно применяются по всему миру в течение уже многих лет. Они не требуют эксплуатационного обслуживания, кроме чистки поверхностей стекла и эпоксидного изолятора.

Оба типа счетчиков могут поставляться со вспомогательными контактами 0,5 А, 250 В для схем сигнализации. В этом случае в обозначении счетчика добавляются буквы АС, например: SC12/АС. Общий вид показан на рисунке 15.



Счетчик: - 6-регистравый 5 импульсов/с.

Минимальный импульс - 200 А 8/20 мкс.

Максимальный импульс большого тока – 100 кА 4/10 мкс. Номинальное остающееся напряжение при импульсе большого тока 100 кА 4/10 мкс - 5 кВ
(амплитуда)

Шкала миллиамперметра (SC 13): - 0 - 30 мА $\sqrt{2}$ ^{Δπϵδδδδδ}

Шкала токов утечки (SC 13): - 0 - 50 мА $\sqrt{2}$ ^{Δπϵδδδδδ}

Рисунок 15 - Счетчики импульсов SC 12 и SC 13

4 Релейная защита и автоматика подстанции

4.1 Общие сведения о релейной защите

Релейная защита (РЗ) является важнейшей частью автоматики электроустановок и энергосистем, предназначенной для автоматического отключения с помощью выключателей поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электроустановки. В зависимости от режима работы и условий эксплуатации релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение.

Защита осуществляется для всех основных элементов схемы: трансформаторов, линий, шин и т.д.

Источниками информации для релейной защиты являются датчики тока и напряжения, подключаемые к измерительным трансформаторам тока и напряжения.

Релейная защита является одним из наиболее ответственных элементов электротехнических установок и поэтому должна отвечать следующим требованиям:

1. Надежное отключение всех видов повреждений. Надежность релейной защиты определяется как ее срабатывание во всех необходимых случаях, так и несрабатыванием в тех случаях, когда действие защиты не требуется. Надежность работы защиты зависит от качества применяемых реле, выбранной схемы, качества монтажа и ухода в эксплуатации. Если защита работает ненадежно, она может послужить причиной нарушения нормального электроснабжения, так как несвоевременное отключение поврежденного участка влечет за собой отключение других нормально действующих установок.

2. Чувствительность защиты должна обеспечить надежную работу в пределах всего защищаемого участка и надежное срабатывание при повреждении на соседнем последующем участке если защита этого участка

отказала в действии. В то же время защита не должна отключать установку от толчков рабочих токов.

3. Селективность (избирательность) защиты - способность ее отключать лишь тот участок, на котором произошло КЗ. Селективное действие защиты сводит к минимуму простой оборудования, а при использовании автоматического включения резерва перерыв в электроснабжении в большинстве случаев исчисляется лишь секундами.

4. Простота схем.

5. Быстродействие защиты - уменьшает возможность повреждения оборудования токами КЗ. С этой точки зрения защиту желательно иметь мгновенного действия, но в этом случае трудно обеспечить селективность действия защиты на всех участках, поэтому быстродействующие защиты могут быть применены лишь для конечных участков.

6. Наличие сигнализации о повреждениях.

Понижающие подстанции энергосистем являются сложными комплексами, состоящие из большого числа разнообразных взаимосвязанных по режиму работы элементов. Повышение надежности работы электростанций, подстанций и энергосистем, улучшение технико-экономических показателей, их работы немислимы без широкого внедрения устройств автоматики.

4.2 Выбор комплекта релейной защиты на период проведения реконструкции

На период проведения реконструкции защита будет реализована на механических реле.

4.2.1 Защита силовых трансформаторов

Согласно требованиям ПУЭ, ПТЭ и ПТБ для трансформаторов, устанавливаемых в сетях напряжением 6 кВ и выше, должны предусматриваться устройства релейной защиты от многофазных коротких

замыканий в обмотках и на выводах, однофазных коротких замыканий в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью, витковых замыканий в обмотках, токов в обмотках при внешних КЗ и перегрузках, понижений уровня масла.

Недопустимое понижение уровня масла, может быть вызвано значительным понижением температуры окружающего воздуха и соответственно масла, повреждением кожуха трансформатора и другими причинами.

4.2.1.1 Дифференциальная защита трансформатора

Для защиты трансформатора при междуфазных КЗ в обмотках и на их выводах используем дифференциальную защиту, выполненную на дифференциальном реле серии ДЗТ-11. Реле ДЗТ-11 наряду с уравнительными и рабочей обмотками имеет тормозную обмотку. Тормозная обмотка включается с той стороны силового трансформатора, при внешнем КЗ на которой в реле могут протекать наибольшие токи небаланса. Расчет сведен в Приложение Л, таблица Л11.

Таким образом, выбранная защита обладает достаточной чувствительностью. Схема включения реле ДЗТ-11 представлена на рисунке 16.

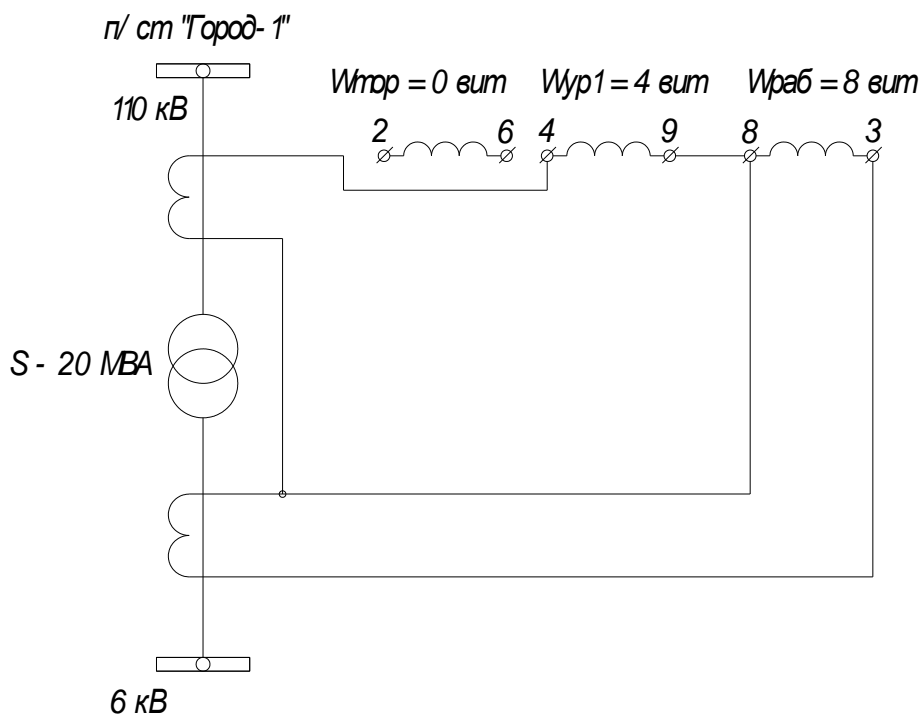


Рисунок 16 - Схема включения реле ДЗТ-11

4.2.1.2 Максимальная токовая защита 110 кВ

Максимальная токовая защита (МТЗ) 110 кВ реализована на реле РТ-40.

Выбор произведен по следующим условиям:

1. По условию отстройки от максимальной нагрузки на секцию

$$I_{\bar{n}\zeta} = \frac{k_i \cdot k_{\bar{n}\zeta}}{k_a} \cdot I_{i\delta\delta} = \frac{1,3 \cdot 1,3}{0,85} \cdot 103 = 205 \text{ А};$$

2. По условию согласования с МТЗ-6 кВ ввода:

$$I_{cp} \geq k_{\text{согл}} \cdot I_{c3} = 1,1 \cdot 3000 \cdot (6,6/115) = 189,4 \text{ А}.$$

Выбираем следующие уставки:

- ток срабатывания $I_{c3} = 300 \text{ А}$;
- ток в реле $i_p = 7,5 \text{ А}$;
- выдержка времени $t = 3,0 \text{ сек}$;
- коэффициент трансформации ТТ $n_T = 200/5$;
- коэффициент схемы $k_{cx} = 1$.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\dot{z}} = \frac{I_{\dot{e}\zeta \min}^{(3)} \cdot 0,87}{I_{\dot{n}\zeta}} = \frac{15290 \cdot 0,87}{3000 \cdot (112/6,6)} = 2,6 > 1,2.$$

4.2.1.3 Максимальная токовая защита ввода 6 кВ

Максимальная токовая защита ввода 6 кВ реализована на реле РТ-40.

Выбор произведен по следующим условиям:

1. По условию отстройки от максимальной нагрузки на секцию

$$I_{\dot{n}\zeta} = \frac{k_i \cdot k_{\dot{n}\zeta i}}{k_a} \cdot I_{i\dot{o}\dot{o}} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} \cdot 1750 = 2965 \text{ A};$$

2. По условию согласования с МТЗ СМВ 6 кВ ввода:

$$I_{cp} \geq k_{\dot{n}\dot{i}\dot{a}\dot{e}} \cdot I_{\dot{n}\zeta} = 1,1 \cdot 2500 = 2750 \text{ A}.$$

Выбираем следующие уставки:

- ток срабатывания $I_{c3} = 3000 \text{ A}$;
- ток в реле $i_p = 7,5 \text{ A}$;
- выдержка времени $t = 2,5 \text{ сек}$;
- коэффициент трансформации ТТ $n_T = 2000/5$;
- коэффициент схемы $k_{cx} = 1$.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\dot{z}} = \frac{I_{\dot{e}\zeta \min}^{(3)} \cdot 0,87}{I_{\dot{n}\zeta}} = \frac{15290 \cdot 0,87}{3000} = 4,4 > 1,5.$$

4.2.1.4 Защита от перегрузок на стороне 110 кВ

На трансформаторах номинальной мощностью 400 кВА и более, подверженных перегрузкам, предусматривается максимальная токовая защита от токов перегрузки с действием на сигнал с выдержкой времени.

Защита от перегруза на стороне 110 кВ реализована на реле РТ-40/6.

Выбор по условию отстройки от максимальной нагрузки на секцию:

$$I_{\dot{n}\zeta} = \frac{k_i}{k_a} \cdot I_{i\dot{o}\dot{o}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 103 = 127 \text{ A};$$

Выбираем следующие уставки:

- ток срабатывания $I_{сз} = 130 \text{ A}$;
- ток в реле $i_p = 3,3 \text{ A}$;
- выдержка времени $t = 9 \text{ сек}$;
- коэффициент трансформации ТТ $n_T = 200/5$;
- коэффициент схемы $k_{сх} = 1$.

4.2.1.5 Газовая защита трансформатора

Газовая защита реагирует на образование газов, сопровождающих повреждение внутри кожуха трансформатора.

Газовая защита трансформатора реализована на реле ВФ-80/Q.

1. При скорости потока масла $V = 0,65 \text{ м/с}$ – на отключение трансформатора;
2. При объеме газа в реле $V = 250 - 300 \text{ см}^3$ – на сигнал.

4.2.1.6 Газовая защита устройства регулирования напряжения под нагрузкой

Газовая защита реагирует на образование газов, сопровождающих повреждение внутри РПН трансформатора.

Газовая защита РПН трансформатора реализована на реле RS-1000.

При скорости потока масла $V = 0,9 \text{ м/с}$ защита действует на отключение трансформатора.

4.2.1.7 Управление системой охлаждения трансформаторов

Силовые трансформаторы с системой охлаждения типа Д оборудованы вентиляторами обдува. Включение вентиляторов обдува происходит при достижении температуры масла $t = 55 \text{ }^\circ\text{C}$ или при достижении номинальной нагрузки. Выключение вентиляторов происходит при снижении температуры масла до температуры $t = 50 \text{ }^\circ\text{C}$. Выдержка времени на включение обдува составляет 9 секунд. При температуре масла $t = 95 \text{ }^\circ\text{C}$ поступает сигнал о перегреве масла.

Защита от перегрева реализована на реле РТ-40/6.

Выбираем следующие уставки: ток срабатывания $I_{сз} = 100$ А; ток в реле $i_p = 2,5$ А; выдержка времени $t = 3$ сек; коэффициент трансформации ТТ $n_T = 200/5$; коэффициент схемы $k_{сх} = 1$.

4.3 Защита и автоматика на базе микропроцессорных устройств

После монтажа и наладки основного силового электрооборудования релейная защита и автоматика будет реализована с использованием микропроцессорных устройств. Для защиты, автоматики, управления и измерений на щите управления будут установлены следующие шкафы:

1. Два шкафа защит линии и автоматики управления линейным выключателем ШЭ2607 011021 производства ЗАО НПО «Электроаппарат». Данные шкафы предназначены для защиты линии 110 кВ и управления выключателями. Шкафы ШЭ2607 011021 предназначены для выключателей с трехфазным приводом. Первый комплект, выполненный на базе терминала БЭ2704V011 или БЭ2704V012, реализует функции АУВ, УРОВ, АПВ и дополнительно содержит трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ) от междуфазных КЗ, четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП) от КЗ на землю и токовую отсечку (ТО). Второй комплект, выполненный на базе терминала БЭ2704V021, реализует функции ДЗ, ТНЗНП с дополнительными возможностями ускорения действия этих защит от оперативных ключей и сигналов ВЧТО, передачу сигналов ВЧТО на другой конец линии, а также ТО, УРОВ и автоматику разгрузки при перегрузке по току (АРПТ).

2. Шкаф защит сборных шин с торможением 110 кВ ШЭ2607 061 производства ЗАО НПО Электроаппарат. Данный шкаф предназначен для защиты шин напряжением 110 кВ с фиксированным присоединением элементов и с изменяемой фиксацией присоединения элементов. При этом число защищаемых присоединений не более восемнадцати. В шкафу, из 18 защищаемых присоединений Q1...Q18, присоединения Q1, Q3, Q4 (ШСВ, СВ1 и

СВ2 соответственно) выполнены с жесткой фиксацией, присоединение Q5 (обходной выключатель (ОВ) имеет возможность перефиксации с одной системы на другую с помощью оперативного переключателя, фиксация присоединений Q6...Q18 с одной системы шин на другую может быть изменена с помощью программных накладок.

Шкаф содержит дифференциальную защиту шин (ДЗШ) с торможением. В состав защиты входят: пусковой и избирательные органы первой и второй систем шин, реле чувствительного токового органа (ЧТО), реле максимальных напряжений первой и второй систем шин (междуфазных и обратной последовательности), реле контроля исправности токовых цепей, три комплекта УРОВ для ШСВ, СВ1 и СВ2, логика "очувствления" ДЗШ, логика опробования, логика запрета АПВ, цепи отключения, пуска УРОВ и запрета АПВ.

3. Два шкафа защиты и автоматики силового двухобмоточного трансформатора ШЭРА-Т-4001 производства ЗАО «Радиус автоматика». В состав шкафа входят:

- комплект основных защит двухобмоточного трансформатора с переводом цепей на обходной выключатель (ОВ) БПВА.468263.006 или без перевода цепей на ОВ БПВА.468263.006-01 на базе терминала «Сириус-Т»;

- комплект резервных защит трансформатора и автоматики управления выключателем (АУВ) с трехфазным приводом с одним электромагнитом отключения (ЭМО) БПВА.468263.002-01 или двумя ЭМО БПВА.468263.002 на базе терминала «Сириус-УВ»;

- комплект защиты и автоматики трансформаторного ввода 6(10) кВ БПВА.468263.004 на базе терминала «Сириус-2-В»;

- комплект регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой БПВА.468263.005 на базе терминала РНМ-1.

4. Шкаф защиты и автоматики СВ и АЧР 6 кВ ШЭРА-С10-4001 производства ЗАО «Радиус автоматика». В состав шкафа входят:

- 2 комплекта защиты и автоматики секционного выключателя 6(10) кВ БПВА.468263.008 на базе терминала «Сириус-2-С»;

- 2 комплекта автоматической частотной разгрузки БПВА.468263.012 на базе терминала «Сириус-АЧР».

5. Шкаф центральной сигнализации ШЭРА-ЦС-1001 производства ЗАО «Радиус автоматика». В состав шкафа входят комплект центральной сигнализации БПВА.468263.011 (-01) на базе терминала «Сириус-ЦС».

6. Шкаф защиты и автоматики линии 110 кВ ШЭРА-ЛВ110-2001 производства ЗАО «Радиус автоматика». В состав шкафа входят:

- комплект ступенчатых защит линии 110 кВ БПВА.468263.023 на базе терминала «Сириус-3-ЛВ-02»;

- Комплект резервных защит и автоматики управления выключателем 110 (220 кВ) БПВА.468263.024 на базе терминала «Сириус-УВ».

7. Шкаф защиты и автоматики секционного выключателя и шинных трансформаторов напряжения 110 кВ ШЭРА-С110-3001 производства ЗАО «Радиус автоматика». В состав шкафа входят:

- комплект резервных защит и автоматики управления выключателем 110 (220 кВ) БПВА.468263.024 на базе терминала «Сириус-УВ»;

- 2 комплекта шинного ТН 110 (220) кВ БПВА.468263.025 на базе терминала «Сириус-ТН».

4.4 Оперативный ток

Питание оперативных цепей управления, защиты, автоматики и сигнализации, а также включающих и отключающих устройств коммутационных аппаратов главных цепей осуществляется от специальных источников оперативного тока. Совокупность источников питания, кабельных линий, шинок питания, переключающих устройств и других элементов оперативных цепей составляет систему оперативного тока данной электроустановки.

К системам оперативного тока предъявляются требования высокой надежности, а также безотказности действия при КЗ и других ненормальных режимах в цепях главного тока.

Система питания оперативных цепей осуществляется постоянным оперативным током. Нагрузка постоянного тока делится на 2 вида:

- постоянная нагрузка – сигнальные лампы, приборы измерений, сигнализации, положение выключателей и др.;

- кратковременная (толчковая) нагрузка при коммутации выключателей.

В качестве основного источника питания используется свинцовая стационарная герметизированная аккумуляторная батарея типа CP OERLIKON STACIONAR-BATTAREIN AG, AESCH BL производства Швейцарии.

Условное обозначение аккумуляторов 2 CP 240:

где, 2 – номинальное напряжение элемента, В;

CP – обозначение серии (Compact Power);

240 – номинальная ёмкость, А·ч.

Заряд батареи производится одним из следующих методов:

- при постоянном напряжении;

- модифицированным методом (двухступенчатый заряд).

Герметизированная аккумуляторная батарея 2 CP 240 гораздо проще и безопаснее аккумуляторных батарей типа СК и СН, т.к. не требуется проводить ряд операций по приготовлению, доливке, анализу и постоянному наблюдению за уровнем электролита в элементах.

5 Заземление и молниезащита подстанции

5.1 Расчет заземления подстанции

Заземлением какой-либо части электроустановки или другой установки называют преднамеренное электрическое соединение этой части с заземляющим устройством.

Заземляющее устройство – это совокупность заземлителя и заземляющих устройств.

Заземлитель – это проводник, электрод или совокупность металлических соединённых между собой проводников (электродов), находящихся в соприкосновении с землей. Заземлители бывают:

- искусственные – заземлители, специально выполняемые для цели заземления;
- естественные – находящиеся в соприкосновении с землей

Заземление предназначено для защиты персонала от поражения электрическим током и является одним из основным средств защиты. Заземляющие устройства подразделяются на следующие виды:

1. Защитное заземление – заземление частей электроустановки с целью обеспечения безопасности.
2. Рабочее заземление – это заземление какой-либо части или точки электроустановки, необходимое для обеспечения работы электроустановки.
3. Зануление – преднамеренное соединение частей электроустановки, нормально не находящихся под напряжением, с глухозаземлённой нейтралью трансформатора или генератора в сетях трёхфазного тока, с глухозаземлённой средней точкой источника в сетях постоянного тока.

Произведем расчет рабочего заземления, предназначенного для обеспечения работы установки в нормальных или аварийных условиях.

Все металлические части электроустановок, нормально не находящихся под напряжением, должны заземляться. В зависимости от необходимого

сопротивления заземляющего устройства определяется числом электродов. Для этого задаёмся такими параметрами:

- длина стержней $l = 5$ м;
- диаметр стержней $d = 0,016$ м;
- сопротивление заземления $R_3 = 0,5$ Ом;
- глубина заложения полосы $t = 0,7$ м;
- удельное сопротивление грунта $\rho = 150$ Ом·м (суглинок);
- периметр подстанции $L = (68+60) \cdot 2 = 256$ м;
- размер заземляющей полосы 40×4 мм.

Сопротивление одного вертикального стержня:

$$R_c = \frac{0,336 \cdot \rho_{\text{расч}}}{l} \cdot \left[\lg\left(\frac{2 \cdot l}{d}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{4 \cdot t' + l}{4 \cdot t' - l}\right) \right],$$

где $t' = t + \frac{l}{2} = 0,7 + 2,5 = 3,2$ м; $\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot K_c = 150 \cdot 1,1 = 165$ Ом,

где, $\rho_{\text{расч}}$ - расчётное сопротивление грунта, $K_c = 1,1$ - коэффициент сезонности [14].

$$R_c = \frac{0,336 \cdot 165}{5} \cdot \left[\lg\left(\frac{10}{0,016}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{17,8}{7,8}\right) \right] = 33,58 \text{ Ом.}$$

Необходимое количество вертикальных стержней:

$$N_c = \frac{R_3}{R_c \cdot n_c},$$

где $n_c = 0,41$ - коэффициент использования стержней [9];

$$N_c = \frac{33,58}{0,5 \cdot 0,41} \approx 80 \text{ шт.}$$

Сопротивление заземляющей полосы:

$$R_{\Pi} = \frac{0,336 \cdot \rho_{\text{расч}}}{L} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t}\right) \text{ Ом.}$$

$$R_{\Pi} = \frac{0,336 \cdot 165}{256} \cdot \lg\left(\frac{256^2}{0,4 \cdot 0,7}\right) = 1,16 \text{ Ом.}$$

Сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_{\text{ПК}} = \frac{R_i}{n_i} = \frac{1,16}{0,3} = 3,87 \text{ Ом},$$

где $n_i = 0,3$ - коэффициент использования полосы [9];

Необходимое сопротивление вертикальных заземлений:

$$R = \frac{R_{i\text{Э}} \cdot R_3}{R_{i\text{Э}} + R_3} = \frac{3,87 \cdot 0,5}{3,87 + 0,5} = 0,44 \text{ Ом}.$$

Уточнённое количество стержней (округляем до целого):

$$N_c' = \frac{R_c}{R \cdot n_c} = \frac{33,58}{0,44 \cdot 0,41} \approx 85 \text{ шт.}$$

Выбрано 85 стержней.

Для заземления внешней ограды принимаем вертикальные заземлители длиной 3 метра, устанавливаемые у стоек ограды, и соединяем их с металлическими звеньями ограды через 20-50 м сваркой.

5.2 Молниезащита подстанции

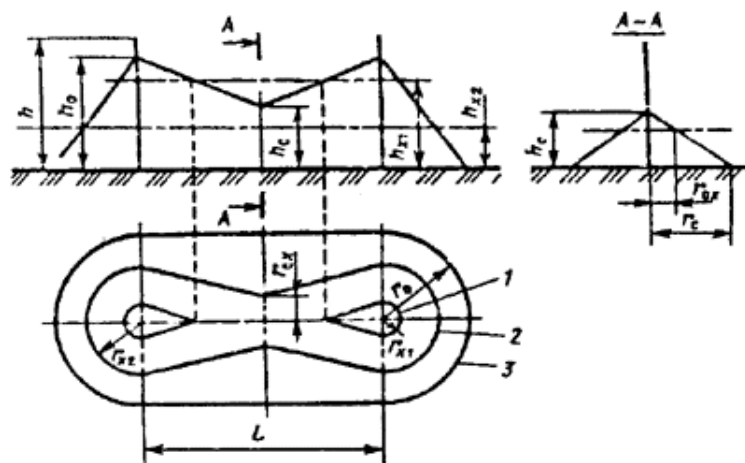
Здания и сооружения ПС с достаточной степенью надёжности должны защищаться молниеотводами от поражения прямыми ударами молнии.

На подстанции устанавливаем 6 молниеотводов. Молниеотводы № 1 и № 2 высотой 19,35 м устанавливаем на опорах линейного портала 2 секции шин. Молниеотводы № 3 и № 4 высотой 19,35 м устанавливаем на опорах линейного портала 1 секции шин. Молниеотводы № 5 и № 6 выполняем отдельно стоящими высотой 25 м.

Расчёт защиты от прямых ударов молнии заключается в определении зон защиты. Расчет производим в соответствии с инструкцией по устройству молниезащиты зданий и сооружений РД 34.21.122-87 [12].

5.2.1 Расчет зоны защиты молниеотводов № 1 - № 2

Рассматриваем как двойной стержневой молниеотвод (рисунке 17).



- 1 - граница зоны защиты на уровне h_{x1} ; 2 - граница зоны защиты на уровне h_{x2} ,
3 - граница зоны защиты на уровне земли.

Рисунок 17 - Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

Т.к. $L \leq 1,5 \cdot h$,

где $L = 27$ м - расстояние между молниеотводами,

$h = 19,35$ м – высота молниеотводов,

то принимаем:

$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 19,35 = 17,8$ м – активная высота молниеотвода;

$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 19,35 = 29$ м – радиус конуса;

$h_x = 11,35$ м – высота защищаемого оборудования;

$r_x = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(19,35 - \frac{11,35}{0,92} \right) = 10,52$ м – максимальная

полуширина зоны r_x в горизонтальном сечении на высоте h_x ;

$h_c = h_0 = 17,8$ м;

$r_{Cx} = r_x = 10,52$ м – полуширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами на высоте $h_x = h_c$;

$r_c = r_0 = 29$ м.

Расчет зоны защиты молниеотводов № 2 - № 3 и № 3 - № 4 производится аналогично.

5.2.2 Расчет зоны защиты молниеотводов № 5 - № 6

Рассматриваем как двойной стержневой молниеотвод.

Т.к. $L \leq 1,5 \cdot h$,

где $L = 47$ м - расстояние между молниеотводами,

$h = 25$ м – высота молниеотводов,

то принимаем:

$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 25 = 23$ м – активная высота молниеотвода;

$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 25 = 37,5$ м – радиус конуса;

$h_x = 11,35$ м; 8 м – высота защищаемого оборудования;

$$r_x = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(25 - \frac{11,35}{0,92} \right) = 19 \text{ м,}$$

$$r_x = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(25 - \frac{8}{0,92} \right) = 24,46 \text{ м – максимальная полуширина}$$

зоны r_x в горизонтальном сечении на высоте h_x ;

$$h_c = h_0 = 46 \text{ м;}$$

$r_{cx} = r_x = 19$ м; 24,46 – полуширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами на высоте $h_x = h_c$;

$$r_c = r_0 = 37,5 \text{ м.}$$

5.2.3 Расчет зоны защиты молниеотводов № 1 - № 6

Рассматриваем как два стержневых молниеотвода разной высоты (рисунок 18).

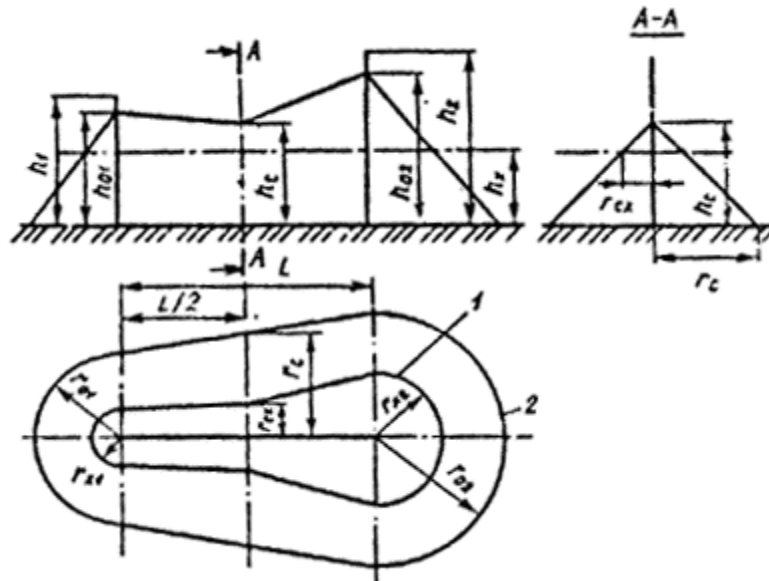


Рисунок 18 - Зона защиты двух стержневых молниеотводов разной высоты

1 - граница зоны защиты на уровне h_{x1} ; 2 - то же на уровне h_{x2} ;

3 - то же на уровне земли.

Произведем расчет:

где $L = 47$ м - расстояние между молниеотводами,

$h = 19,35$; 25 м – высота молниеотводов,

$h_x = 11,35$ м – высота защищаемого оборудования;

$r_{06} = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 25 = 37,5$ м – радиус конуса молниеотвода № 6;

$r_{01} = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 19,35 = 29$ м – радиус конуса молниеотвода № 1;

$$r_c = \frac{r_{01} + r_{06}}{2} = \frac{37,5 + 29}{2} = 33,26 \text{ м};$$

$h_{01} = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 19,35 = 17,8$ м – активная высота молниеотвода № 1;

$h_{02} = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 25 = 23$ м – активная высота молниеотвода № 2;

$$r_{x1} = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(19,35 - \frac{11,35}{0,92} \right) = 10,52 \text{ м} \quad - \quad \text{максимальная}$$

полуширина зоны r_x молниеотвода № 1 в горизонтальном сечении на высоте h_x ;

$$r_{x6} = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(25 - \frac{8}{0,92} \right) = 24,46 \text{ м} \quad - \quad \text{максимальная полуширина}$$

зоны r_x молниеотвода № 6 в горизонтальном сечении на высоте h_x ;

$$h_c = h_0 - \left(0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h \right) \cdot \left(L - h \right);$$

$$h_{c1} = 17,8 - \left(0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19,35 \right) \cdot \left(47 - 19,35 \right) = 12,41 \text{ м};$$

$$h_{c6} = 23 - \left(0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25 \right) \cdot \left(47 - 25 \right) = 18,56 \text{ м};$$

$$h_c = \frac{h_{c1} + h_{c6}}{2} = \frac{12,41 + 18,56}{2} = 15,48 \text{ м};$$

$$r_{cx} = r_0 \frac{h_c - h_x}{h_c} = 33,26 \cdot \frac{15,48 - 11,35}{15,48} = 8,89 \text{ м}$$

5.2.4 Расчет зоны защиты молниеотводов № 4 - № 5

Рассматриваем как два стержневых молниеотвода разной высоты.

Произведем расчет:

где $L = 45,4$ м - расстояние между молниеотводами,

$h = 19,35; 25$ м – высота молниеотводов,

$h_x = 11,35$ м – высота защищаемого оборудования;

$r_{06} = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 25 = 37,5$ м – радиус конуса молниеотвода № 6;

$r_{01} = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 19,35 = 29$ м – радиус конуса молниеотвода № 1;

$$r_c = \frac{r_{01} + r_{06}}{2} = \frac{37,5 + 29}{2} = 33,26 \text{ м};$$

$h_{01} = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 19,35 = 17,8$ м – активная высота молниеотвода № 1;

$h_{02} = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 25 = 23$ м – активная высота молниеотвода № 2;

$$r_{x1} = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(19,35 - \frac{11,35}{0,92} \right) = 10,52 \text{ м} \quad - \quad \text{максимальная}$$

полуширина зоны r_x молниеотвода № 1 в горизонтальном сечении на высоте h_x ;

$$r_{x6} = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(25 - \frac{8}{0,92} \right) = 24,46 \text{ м} \quad - \quad \text{максимальная полуширина}$$

зоны r_x молниеотвода № 6 в горизонтальном сечении на высоте h_x ;

$$h_c = h_0 - \left(0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h \right) \left(h - h_x \right);$$

$$h_{c1} = 17,8 - \left(0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19,35 \right) \left(17,8 - 11,35 \right) = 13,22 \text{ м};$$

$$h_{c6} = 23 - \left(0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25 \right) \left(23 - 11,35 \right) = 19,38 \text{ м};$$

$$h_c = \frac{h_{c1} + h_{c6}}{2} = \frac{13,22 + 19,38}{2} = 16,3 \text{ м};$$

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c} = 33,26 \cdot \frac{16,3 - 11,35}{16,3} = 10,1 \text{ м}.$$

Расчет зоны защиты молниеотводов № 6 - № 2, № 6 - № 3, № 5 - № 3 и № 5 - № 2 производится аналогично.

Итоговую зону защиты молниеотводами подстанции определяем как сумму зон защит молниеотводов попарно (рисунок 19).

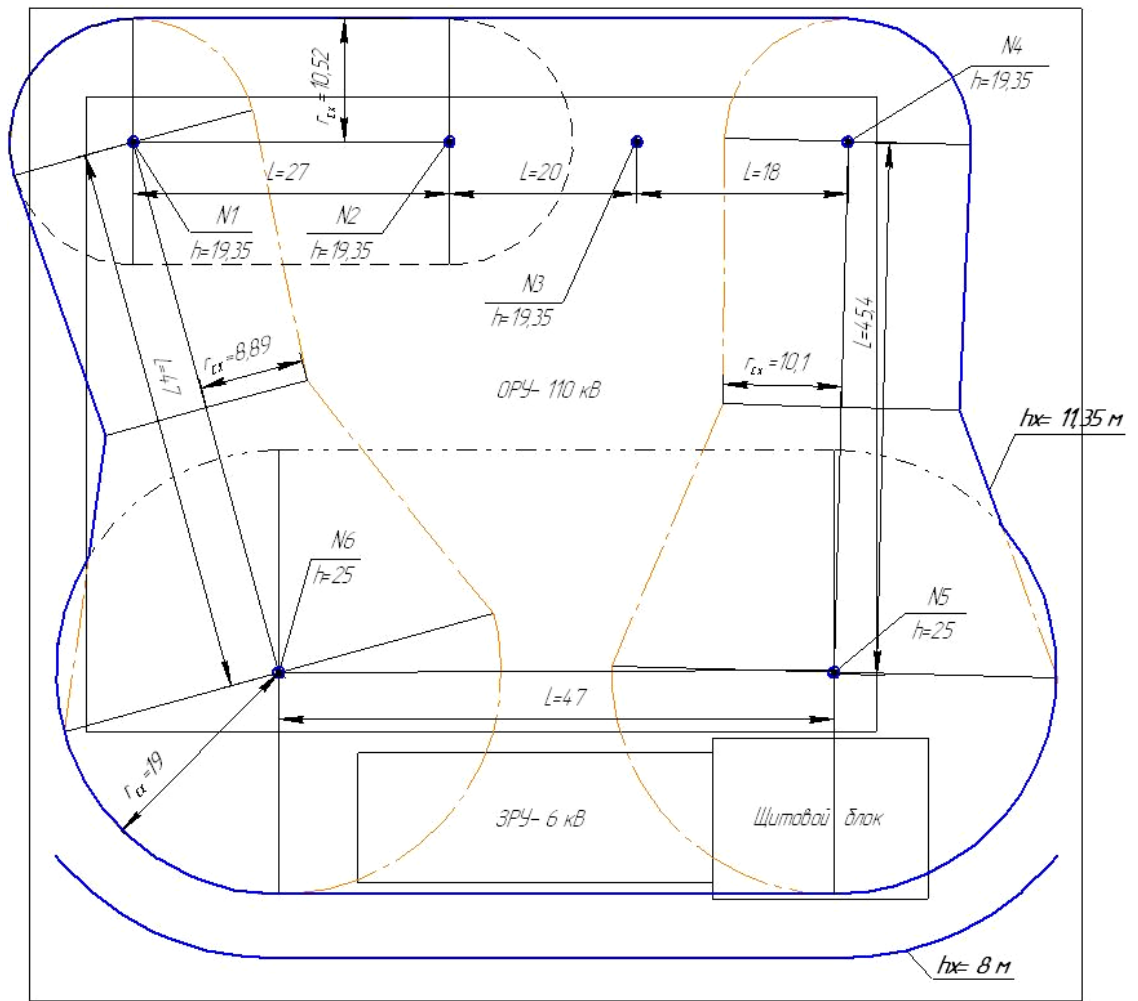


Рисунок 19 - Итоговая зона молниезащиты подстанции.

6. Экономическая эффективность проекта

Основой для разработки данного раздела являются технические решения, такие как выбор силового электрооборудования, величина потерь энергии, электрическая нагрузка, объем электропотребления и др.

Необходимо четкое обоснование проекта с точки зрения конкурентоспособности, надежности, капитальных дополнительных вложений и источников их финансирования, обеспечения финансирования экономичности проекта и прибыли на предприятии.

6.1. Расчет капитальных затрат

Технические усовершенствования, вносимые в проектируемый вариант схемы, могут сопровождаться увеличением или уменьшением капитальных затрат. Капитальные затраты включают расходы, связанные с приобретением и монтажом, наладкой и пуском в работу электрооборудования и др.

Стоимость основных элементов схемы принимается по справочникам, данным бухгалтерии, проверенным данным надежных энергетических интернет порталов. Сметно-финансовый расчет в Приложение Л, таблице 12.

6.2 Показатели электрической нагрузки

Для расчета предприятия с энергоснабжающей организацией необходимо знать основные показатели электрической нагрузки. Показатели электрической нагрузки в Приложение М, таблице 13.

Из таблицы видно равенство $W_{\text{э/сист.}} = W_{\text{полезн.}} + W_{\text{потерь}}$.

6.3 Расчет предприятия потребителя с энергоснабжающей организацией

В основе издержек, связанных с передачей электроэнергии, находится оплата счетов по действующим тарифам.

Оплата за транспорт электрической энергии по сетям ОАО «МРСК Волги» производится согласно тарифов, разработанных управлением по

государственному регулированию и контролю в электроэнергетике Самарской области. Расчет производится по формуле:

$$C_{\text{э/сист}} = \beta \cdot W_{\text{э/сист}}, \text{ руб.},$$

где β , руб./кВт·ч - ставка тарифа за каждый кВт·ч активной электроэнергии, учтенной расчетным счетчиком.

В расчетах принято $\beta = 1,151$ руб./кВт·ч.

Для проектируемого варианта получаем:

$$C_{\text{э/сист}} = \beta \cdot W_{\text{э/сист}} = 1,151 \cdot 118\,442\,340 = 41\,336\,377 \text{ руб.}$$

6.4 Расчет амортизационных отчислений

Годовые амортизационные отчисления можно определить по формуле:

$$I_{\text{ам}} = (K_{\text{обор}} \cdot N_{\text{а}} + K_{\text{каб}} \cdot N_{\text{а}} + K_{\text{стр.часть}} \cdot N_{\text{а}}) / 100, \text{ руб.},$$

где $K_{\text{обор}}$, $K_{\text{каб}}$, $K_{\text{стр.часть}}$ – первоначальная стоимость основных фондов (элементов схемы), руб;

$N_{\text{а}}$ – норма амортизации, соответственно по видам оборудования, %.

Для проектируемого варианта:

$$I_{\text{ам}} = 46\,340 \cdot 4,4 / 100 = 2\,038,96 \text{ тыс. руб.}$$

6.4.1 Затраты на оплату труда

Затраты на оплату труда включают основную и дополнительную зарплату рабочих (ремонтно-эксплуатационный персонал). Чтобы определить годовые затраты на заработную плату, нужно рассчитать численность рабочих, необходимых для ремонта и эксплуатации оборудования данной схемы электроснабжения.

Основным критерием для определения численности персонала является количество и степень сложности производимых ремонтных работ электрооборудования.

При определении численности ремонтного и эксплуатационного персонала необходимо учитывать выполнение следующих видов работ по техническому обслуживанию оборудования:

- межремонтное обслуживание (эксплуатационное) элементов;
- текущий ремонт;
- средний ремонт;
- капитальный ремонт.

За основу расчета численности персонала принимаются сведения о продолжительности ремонтного цикла для каждого типа оборудования схемы электроснабжения, категория сложности ремонта электрооборудования.

Время, необходимое в течение года на ремонт однотипного электрооборудования или электрической установки, т.е. трудоемкость ремонта н/час, можно определить по формуле:

$$V = \frac{(2 \cdot P_T + 7 \cdot P_{CP} + 15 \cdot P_K) \cdot 12}{P_K \cdot \alpha} \cdot \sum R,$$

где 1,2 ; 7 ; 15 – примерная норма времени на ремонт одной условной ремонтной единицы; P_T , P_C , P_K – соответственно количество текущих, средних и капитальных ремонтов; P_K – продолжительность ремонтного цикла между капитальными ремонтами; α - коэффициент, зависящий от числа смен работы оборудования: при односменной работе 1,4; при двухсменной 1; при трехсменной 0,6; $\sum R$ – сумма условных ремонтных единиц по данному виду оборудования.

Для расчета трудоемкости составлена таблица в Приложение М, таблица М14.

Численность ремонтных рабочих, чел.:

$$Ч_{РЕМ} = \frac{V}{F_{ЭФ} \cdot K_{в.н.}},$$

где $F_{ЭФ}$ – эффективный годовой фонд одного рабочего, час.;

$K_{в.н.}$ – коэффициент выполнения годового фонда времени по цеху, участку (1,08 1,1).

Численность персонала для эксплуатационного (межремонтного) обслуживания определяется исходя из общего количества элементов данной схемы электроснабжения с учетом их ремонтосложности:

$$\text{Ч}_{\text{ЭКСП}} = \frac{\sum R \cdot n}{H},$$

где $\sum R$ – сумма ремонтных единиц по всей группе данного оборудования схемы; H – норма обслуживания на одного рабочего, т.е. количество условных ремонтных единиц по всей группе данного оборудования схемы; n – число смен работы персонала рабочих, $n = 2$.

Для проектируемого варианта:

$$\text{Ч}_{\text{ЭКСП}} = \frac{398,6 \cdot 2}{450} = 1,77 \text{ чел. Принимаем } 2 \text{ чел.}$$

Общая численность персонала: $\text{Ч}_{\text{ОБЩ}} = \text{Ч}_{\text{РЕМ}} + \text{Ч}_{\text{ЭКСП}}$.

Для проектируемого варианта: $\text{Ч}_{\text{ОБЩ}} = 2 + 2 = 4 \text{ чел.}$

Тарифная ставка определяется по данным бухгалтерии предприятия.

Примерный состав бригады ремонтно-эксплуатационного персонала в

Приложение Н, таблице Н15.

Фонд оплаты труда складывается из основной и дополнительной зарплаты персонала.

Основная заработная плата, включает в себя тарифную заработную плату, премию за качество выполнения производственных заданий и различные виды доплат, предусмотренным трудовым законодательством:

$$\text{З}_{\text{ОСН}} = F_{\text{ЭФ}} \cdot \sum N_i \cdot t_{\text{СТ},i} \cdot \left(1 + \frac{B_{\text{ПР}}}{100} \right),$$

где N_i – количество рабочих i -го разряда

$t_{\text{СТ},i}$ – часовая тарифная ставка i -го разряда, руб.

$B_{\text{ПР}}$ – премии и доплаты в процентах, $B_{\text{ПР}} = 70 \%$.

Для проектируемого варианта:

$$\text{З}_{\text{ОСН}} = 1980 \cdot (1 \cdot 46,16 + 1 \cdot 51,55) \cdot \left(1 + \frac{70}{100} \right) = 328\,894 \text{ руб.}$$

Дополнительная заработная плата:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot \frac{K_{\text{доп}}}{100},$$

где $K_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата в % к основной, $K_{\text{доп}} = 15\%$.

Для проектируемого варианта:

$$Z_{\text{доп}} = 328\,894 \cdot \frac{15}{100} = 49\,334 \text{ руб.}$$

Дополнительная зарплата согласно трудовому законодательству выплачивается за время, не проработанное на производстве (очередные и ученические отпуска, выполнение государственных обязанностей и др.).

Таким образом, фонд оплаты труда будет складываться из основной и дополнительной зарплат:

$$I_{\text{фот}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \text{ руб.}$$

Для проектируемого варианта:

$$I_{\text{фот}} = 328\,894 + 49\,334 = 378\,228 \text{ руб.}$$

6.4.2 Единый социальный налог

Отчисления на единый социальный налог определяется от суммарного фонда оплаты труда по действующему проценту:

$$I_{\text{соц}} = \left(\frac{I_{\text{фот}} \cdot O_{\text{соц}}}{100} \right),$$

где $O_{\text{соц}}$ – процент отчислений на социальные нужды, 30,2 %.

Для проектируемого варианта:

$$I_{\text{соц}} = \frac{378228 \cdot 30,2}{100} = 99\,852 \text{ руб.}$$

Денежные средства на социальные нужды ежемесячно перечисляются на, в так называемые внебюджетные фонды:

- пенсионный фонд;
- фонд обязательного медицинского образования;
- фонд социального страхования.

6.4.3 Стоимость потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах

Стоимость потерь в линиях и трансформаторах определяется исходя из тарифных ставок на электроэнергию соответствующей энергосистемы по формуле:

$$I_{\text{потерь}} = \beta \cdot W_{\text{потерь}}$$

Для проектируемого варианта:

$$I_{\text{потерь}} = 3,44 \cdot 1\,750\,380 = 6\,021\,307,2 \text{ руб.}$$

6.4.4 Ремонтный фонд

Издержки на ремонтный фонд ($I_{\text{р.ф.}}$) включают расход запасных частей, вспомогательных материалов и т.д. и практически определяются косвенно, например сложившимся на предприятии процентом от заработной платы рабочих в электрохозяйстве или от суммы капитальных затрат (K):

$$I_{\text{р.ф.}} = \frac{K \cdot B_{\text{РЕМ}}}{100},$$

где $B_{\text{рем}}$ – процент на ремонт электрооборудования на предприятии,

$$B_{\text{рем}} = 3 \text{ \%}.$$

Для проектируемого варианта:

$$I_{\text{р.ф.}} = 46\,340\,000 \cdot 3 / 100 = 1\,390\,200 \text{ руб.}$$

6.4.5 Издержки на охрану труда и технику безопасности

Определим издержки на охрану труда и технику ОТ и ТБ ($I_{\text{т.б.}}$), используя данные производства норм расхода средств техники безопасности и охраны труда:

$$I_{\text{т.б.}} = Ч_{\text{раб}} \cdot Н, \text{ руб.},$$

где $Н$ – норма расхода средств техники безопасности и охраны труда на одного рабочего в руб.: (спецодежда, диэлектрические перчатки, коврики, спецпитание и т.д.), $Н = 35\,000$ руб.

$$\text{Для проектируемого варианта: } I_{\text{т.б.}} = 4 \cdot 35\,000 = 140\,000 \text{ руб.}$$

6.4.6 Стоимость потребления электроэнергии на собственные нужды

Расчеты за электроэнергию, приобретаемую ОАО «ВоМРК» у ОАО «Самараэнерго» для целей компенсации технологического расхода энергии и на хозяйственные (производственные) нужды, производятся с учетом компенсации соответствующей части экономически обоснованных расходов гарантирующего поставщика по поставке электрической энергии населению и иным категориям потребителей, которые не учтены в тарифах, установленных для этих категорий потребителей.

$$I_{\text{сн}} = \beta \cdot W_{\text{сн}}, \text{ руб.},$$

где $\beta = 3,44$ руб/кВт·ч – тариф;

$W_{\text{сн}} = 262\,800$ кВт·ч – потребление собственных нужд подстанции.

$$I_{\text{сн}} = 3,44 \cdot 262\,800 = 904\,032 \text{ руб.}$$

6.4.7 Годовая смета затрат на ремонт и эксплуатацию схемы электроснабжения

Полученные результаты расчета издержек по проектируемому варианту сведены в Приложение Н, таблицу Н16.

6.5 Расчет внутри подстанционной себестоимости 1 кВт·ч передачи энергии

Зная сумму доходов на транспорт электроэнергии из системы ($C_{\text{э/сист}}$), а также сумму годовых издержек по подстанции ($I_{\text{эксп}}$) можно рассчитать внутриподстанционную себестоимость 1 кВт·ч передачи:

$$S_{\text{в.з.}} = \left(\frac{C_{\text{э/сист}}}{W_{\text{э/сист}}} \right) - \left(\frac{\sum I_{\text{эксп}}}{W_{\text{пол.пер}}} \right), \text{ руб.}$$

Для проектируемого варианта:

$$S_{\text{пр}} = \left(\frac{41\,336\,377}{118\,442\,340} \right) - \left(\frac{4\,916\,852}{116\,691\,960} \right) = 0,349 - 0,042 = 0,307 \text{ руб./кВт·ч.}$$

6.6 Расчет показателей экономической эффективности

6.6.1 Ожидаемая прибыль (условно-годовая экономия) от транспорта энергии

$$P_{P.OЖ} = \mathcal{E}_{У.Г.} = S_{ПР} \cdot W_{П.ПЕР}, \text{ руб.}$$

$$P_{P.OЖ} = 0,307 \cdot 116\,691\,960 = 35\,824\,432 \text{ руб.}$$

6.6.2 Налог на прибыль

$$N_{ПРИБ} = P_{P.OЖ} \cdot K_{НАЛ}, \text{ руб.}$$

где $K_{НАЛ} = 0,18$ – коэффициент налогообложения прибыли.

$$N_{ПРИБ} = 35\,824\,432 \cdot 0,20 = 6\,448\,398 \text{ руб.}$$

6.6.3 Чистая ожидаемая прибыль

$$P_{P.ЧИСТ} = P_{P.OЖ} - N_{ПРИБ}, \text{ руб.}$$

$$P_{P.ЧИСТ} = 35\,824\,432 - 6\,448\,398 = 29\,376\,034 \text{ руб.}$$

6.6.4 Расчетный срок окупаемости капитальных вложений

$$T_{ОК.РАСЧ} = \frac{K_{ВВ.ПР}}{P_{P.ЧИСТ}}, \text{ год.}$$

где $K_{ВВ.ПР}$ – инвестиции необходимые для приобретения вновь вводимого дорогостоящего оборудования.

$$T_{ОК.РАСЧ} = \frac{46340000}{29376034} = 1,58 \text{ год.}$$

Заключение

В данной бакалаврской работе рассмотрена реконструкция электрической схемы и электрооборудования подстанции 110/6 кВ «Город-1». Выбрана схема подстанции, обеспечивающая питание подстанции «Сызрань Южная» с шин 110 кВ.

Произведен расчет токов КЗ, на основании чего выбрано основное силовое электрооборудование. Выбраны выключатели производства ЗАО «АК Евроконтракт» ЗАР1FG-145/ЕК, разъединители РГНП.1-110/1000 УХЛ1 и РГНП.2-110/1000 УХЛ1 с моторным приводом ПД-14 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЭТО», трансформаторы тока ТГ-145 и трансформаторы напряжения СРА 123 (2b) производства компании АВВ (Asea Brown Boveri Ltd.). Так же произведено сравнение масляного бакового и элегазового колонкового выключателей, рассмотрены проблемы выбора ограничителей перенапряжений и выполнен их выбор, представлена информация о современных ограничителях перенапряжений последовательно-параллельной конструкции и счетчиках импульсов к ним.

Произведен выбор защит и автоматик подстанции и рассчитаны их основные уставки. Выполнен расчет заземления и молниезащиты подстанции.

Рассчитана экономическая эффективность проекта.

Список использованных источников.

1. Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования. – М.: Директ-Медиа, 2014. – 414с.
2. Сибикин Ю.Д. Электрическое Снабжение промышленных и гражданских зданий. – Изд.2-е. – М.: Академия 2008. – 362с.
3. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6-ти т. / Е.Ф. Макаров; под ред. И.Т. Горюнова [и др.]. – М.: Папирус Про, 2003. – Т.2.
4. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6-ти т. / Е.Ф. Макаров; под ред. И.Т. Горюнова [и др.]. – М.: Папирус Про, 2003. – Т.3.
5. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6-ти т. / Е.Ф. Макаров; под ред. И.Т. Горюнова [и др.]. – М.: Папирус Про, 2003. – Т.5.
6. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6-ти т. / Е.Ф. Макаров; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М.: Энергия, 2006. – Т.6.
7. РД.34.20.501-95. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. - М.: СПО ОРГРЭС, 2003.
8. СО 153-34.20.120-2003. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 7-е изд., 2007.
9. Степкина, Ю.В. Электрические станции и подстанции в системах электроснабжения/ Степкина Ю.В., Салтыков В.М. - Тольятти: ТГУ, 2007.
10. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 6-е изд. С изм. И доп. – М.: Госэнергонадзор, 2001.
11. Лыкин, А.В. Электрические системы и сети / А.В. Лыкин. – М.: Логос, 2006.

12. РД 34.21.122. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. Утв. Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 280.
13. Самсонов, В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса/ Самсонов В.С., Вяткин М.А. - М., «Высшая школа», 2003.
14. ГОСТ Р 12.0.006-2002. Система стандартов безопасности труда. Общие требования к управлению охраной труда в организации.
15. Аронов, М.А. Ограничители перенапряжений в электроустановках 6-750 кВ/ Аронов М.А., Аношин О.А., Кондратов О.И., Лопухова Т.В. - М.: Изд-во «Знак», 2001.
16. Техника высоких напряжений/ Под ред. Г.С. Кучинского. - СПб: Энергоатомиздат, 2003.
17. Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110–750 кВ. - М.: Изд-во НТК «Электропроект», 2000.
18. Рекомендации по выбору и применению ограничителей перенапряжений для оптимальной защиты электрооборудования// Электротехнический рынок. - № 3 - 2007.
19. СО 153-34.20.187-2003. Приказ Минэнерго РФ от 30.06.02003 № 288. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.
20. «Положение о системе управления охраной труда в Жигулевском производственном отделении филиала «Самарские РС» ОАО «МРСК Волги»».
21. ПОТ РМ-016-2001. «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».
22. Robert W. Erickson, Dragan Maksimovic, *Fundamentals of Power Electronics*, 2nd Edition, Norwell, MA, Kluwer Academic Publishers, 2001.
- 23.

Приложение А

Таблица А1 - Расчет сопротивления линий

Наименование линии	Участок линии	Тип и сечение, мм ²	Длина, км	Худ, Ом/м	Руд, Ом/м	Х, Ом	Р, Ом
ВЛ-110 кВ, ТМ-1	оп. 1 – 6а	АС-240	0,9	0,38	0,131	0,342	0,118
	оп. 62а – 6	АС-240	7,5	0,38	0,131	2,85	0,982
	оп. 62а-106а	АС-150	6,3	0,4	0,21	2,526	1,323
	оп. 6 – 15	АС-240	1,8	0,38	0,131	0,684	0,236
ВЛ-110 кВ, Кубра-3	оп. 1 – 31	АС-240	4,69	0,38	0,131	1,782	0,614
	оп. 31 – 75	АС-150	6,5	0,4	0,21	2,6	1,365
КЛ-110 кВ, Южная 1, 2	кабельный	АПВПу2Г-1х300/95	3,6	0	0,103	0	0,37
	воздушный	АС-185	0,25	0,4	0,17	0,14	0,06

Таблица А2 - Расчет токов короткого замыкания

Узел КЗ	Напряжение системы U _с , кВ	Сопротивление			Ток трехфазного КЗ, I _{кз} ⁽³⁾ , кА	Апериодическая составляющая тока КЗ, T _а	Ударный коэффициент, k _{уд}	Ударный ток КЗ I _{уд} , кА
		Активное R, Ом	Реактивное X, Ом	Полное Z, Ом				
К1	121,86	2,833	8,935	9,373	7,506	0,01004	1,461	15,505
К2	6,7	0,0	0,235	0,235	16,461	-	2	46,558
К3	121,86	3,253	9,075	9,64	7,298	0,00888	1,416	14,618
К4	121,86	0,761	4,235	4,303	16,351	0,01772	1,644	38,028

Приложение Б

Таблица Б3 - Основные технические характеристики выключателя ЗАР1FG-145/ЕК

№ пп	Номинальный параметр	Значение
1.	Номинальное напряжение, кВ	110
2.	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
3.	Номинальный ток, А	2500
4.	Номинальный ток отключения, кА	20
5.	Механическая стойкость циклов В – пауза – 0	10 000
6.	Ток термической стойкости, 3 с, кА	16
7.	Грозовой импульс, кВ	650
8.	Испытательное напряжение на частоте 50 Гц, кВ	275
9.	Собственное время отключения не более, с	0,035
10.	Полное время отключения не более, с	0,057
11.	Собственное время включения не более, с	0,063
12.	Верхнее и нижнее значения температуры окружающего воздуха	+40 – 45 °С
13.	Тип привода	пружинный
14.	Срок службы до среднего ремонта, лет	25
15.	Срок службы, лет (не менее)	40
16.	Гарантии изготовителя, лет (с момента ввода в эксплуатацию)	5
17.	Масса выключателя, кг	1500

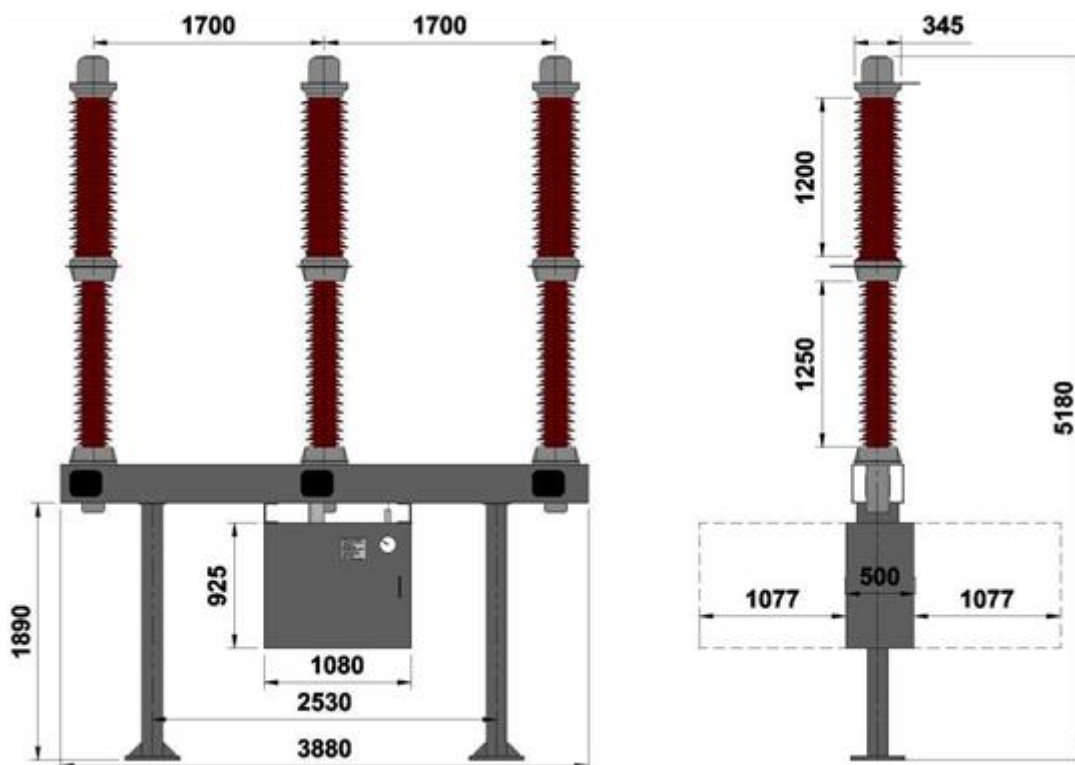


Рисунок Б5 - Общий вид выключателя ЗАР1FG-145/ЕК

Приложение В

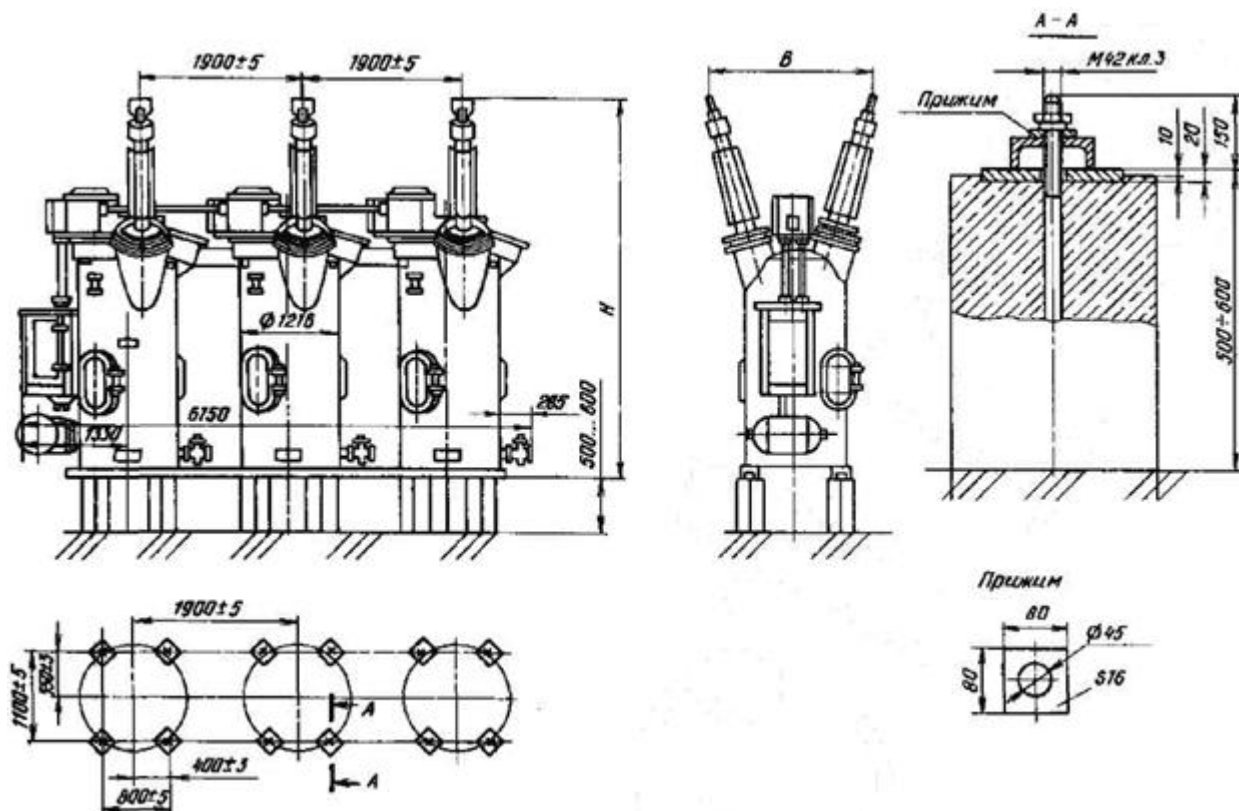
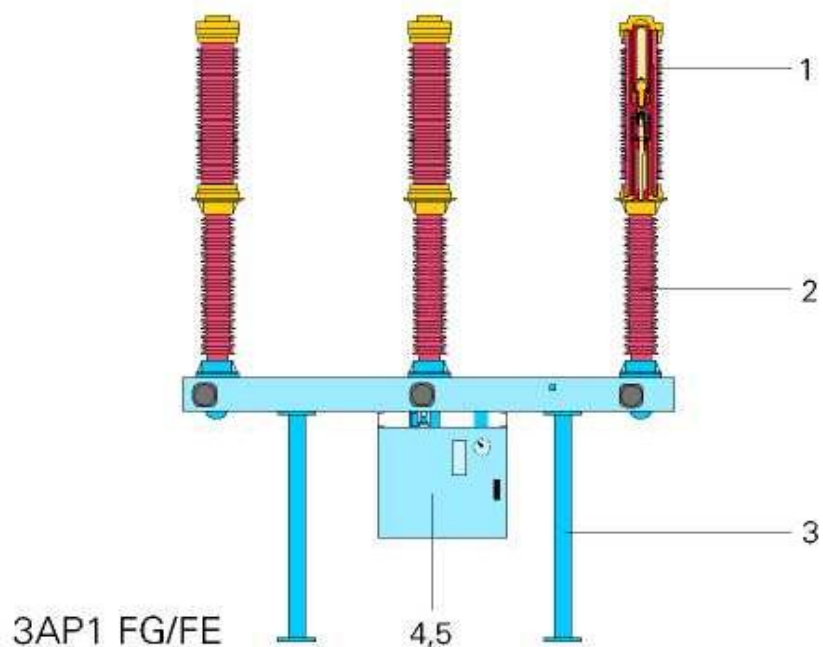


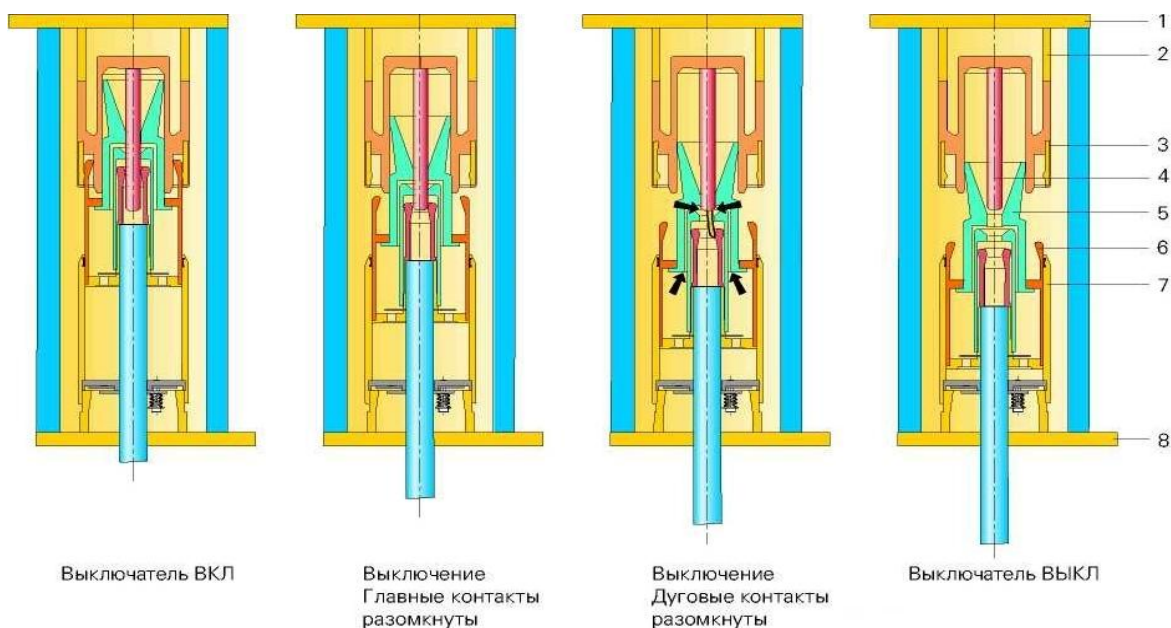
Рисунок В6 - Общий вид, габаритные и присоединительные размеры выключателя серии У-110-2000-40 У1



1.- дугогасительная камера; 2.- опорный изолятор; 3.- стойка;
4.- шкаф управления; 5.- шкаф с приводом.

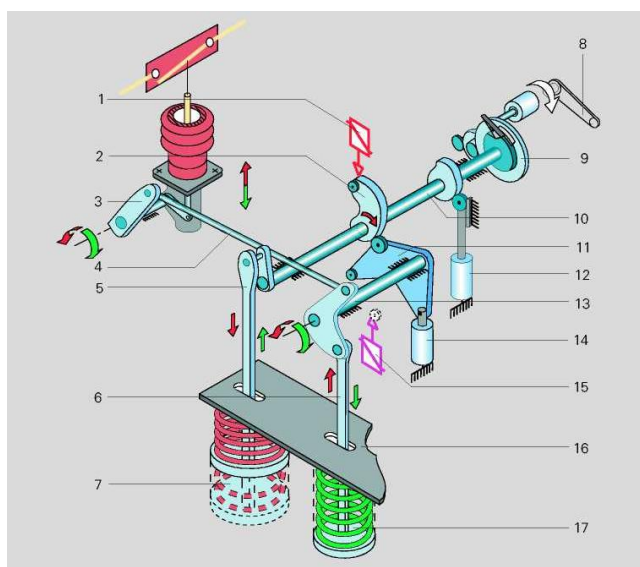
Рисунок В7 - Основные узлы выключателя ЗАР1FG-145/ЕК

Приложение Г



1 - соединительная плита; 2 - контактная опора;
3 - главный контакт; 4 - дуговой контакт; 5 - сопло;
6 - контактный цилиндр;
7 - цоколь; 8 - соединительная плита.

Рисунок Г8 - Принцип работы выключателя ЗАР1FG-145/ЕК



1 - расцепитель ВКЛ; 2 - дисковый кулачок; 3 - поворотный механизм;
4 - приводная тяга; 5 - шатун пружины включения; 6 - шатун пружины выключения; 7 - пружина включения; 8 - ручной взвод пружины ВКЛ;
9 - натяжной механизм; 10 - натяжной вал; 11 - рычаг с роликами;
12 - амортизатор ВКЛ; 13 - вал включения; 14 - амортизатор ВЫКЛ;
15 - расцепитель ВЫКЛ; 16 - корпус привода; 17 - пружина выключения.

Рисунок Г9 - Функциональная схема привода выключателя ЗАР1FG-145/ЕК.

Приложение Д

Таблица Д4 – Основные технические параметры разъединителей РГНП.1-110/1000 УХЛ1 и РГНП.2-110/1000 УХЛ1

№ пп	Номинальный параметр	Значение
1.	Номинальное напряжение, кВ	110
2.	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
3.	Номинальный ток, А	1000
4.	Номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости), кА	31,5
5.	Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости), кА	80
6.	Время протекания номинального кратковременного выдерживаемого тока, с: - для главных ножей - для заземлителей	3 1
7.	Номинальная частота, Гц	50
8.	Испытательное одноминутное напряжение промышленной частоты, кВ: - относительно земли и между полюсами; - между разомкнутыми контактами разъединителей	230 230
9.	Испытательное напряжение грозового импульса 1,2/50 мкс, кВ: - относительно земли и между полюсами; - между разомкнутыми контактами разъединителей	450 570
10.	Допустимая механическая нагрузка на выводы, кН	0,8
11.	Сопротивления постоянному току главного токоведущего контуру, Ом, не более	$120 \cdot 10^{-6}$

Приложение Е

Таблица Е5 - Расчет мощности приборов измерения и учета, подключенных к трансформаторам тока

Трансформатор тока	Прибор	Тип	$S_{\text{прибора}}, \text{В}\cdot\text{А}$	Количество
ТТ-КЛ-110-Южная-2	Амперметр	Э350	0,5	1
	Ваттметр	Д365	0,5	1
	Варметр	Д365	0,5	1
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	1
ТТ-ВЛ-110-Кубра-3	Амперметр	Э350	0,5	1
	Ваттметр	Д365	0,5	1
	Варметр	Д365	0,5	1
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	1
ТТ-ВЛ-110-ТМ-1	Амперметр	Э350	0,5	1
	Ваттметр	Д365	0,5	1
	Варметр	Д365	0,5	1
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	1
ТТ-КЛ-110-Южная-1	Амперметр	Э350	0,5	1
	Ваттметр	Д365	0,5	1
	Варметр	Д365	0,5	1
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	1
ТТ-110-СВЭ	Амперметр	Э350	0,5	1
ТТ-110-Т-1	Амперметр	Э350	0,5	1
	Ваттметр	Д365	0,5	1
	Варметр	Д365	0,5	1
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	1
ТТ-110-Т-2	Амперметр	Э350	0,5	1
	Ваттметр	Д365	0,5	1
	Варметр	Д365	0,5	1
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	1

Приложение Ж

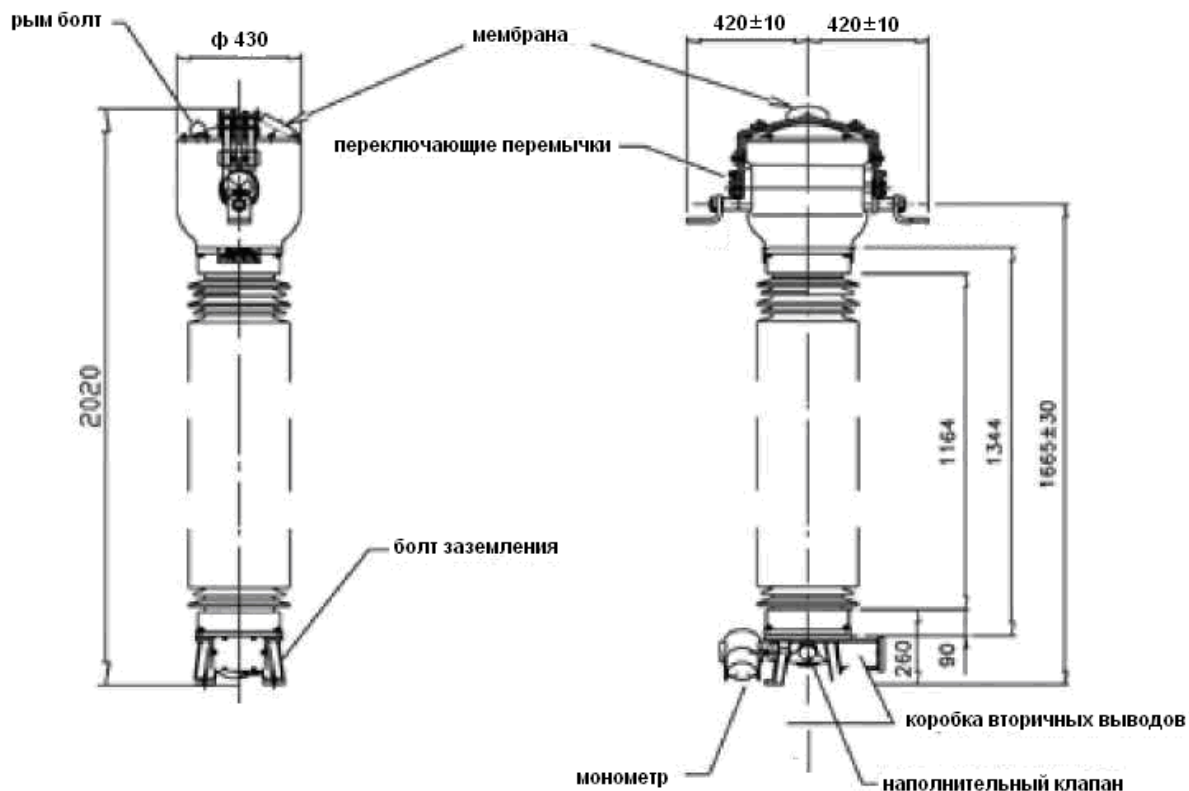


Рисунок Ж10 - Трансформатора тока TG-145.

Таблица Ж6 - Основные технические данные трансформатора тока TG-145

N п/п	Параметр	Значение
1.	Тип трансформатора	TG145
2.	Тип изоляции	SF6 -N2
3.	Вид установки	для ОРУ
4.	Номинальное напряжение системы, кВ	110
5.	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
6.	Номинальная частота, Гц	50
7.	Испытательные напряжения	
8.	Импульсное 1,2/50 мкс, кВ	450
9.	1-мин. пром. частоты, кВ	230
10.	Номинальные первичные токи, А	400, 600, 1000
11.	Ток термической стойкости, кА	
12.	1 - секундный	31,5
13.	Ток электродинамической стойкости, кА	80
14.	Номинальный вторичный ток, А	5

Продолжение Приложение Ж, таблица Ж6

15.	Число вторичных обмоток, в том числе: Для измерений Для защиты	4 1 3
16.	Номинальная вторичная нагрузка, ВА: Обмоток для измерений Обмоток для защиты	20~40 20~40
17.	Номинальный класс точности: Обмоток для измерений Обмоток для защиты	0,5 (0,5S) 10P
18.	Ном. предельная кратность обмоток для защиты	20
19.	Материал изолятора	Фарфор
20.	Масса, кг	580
21.	Вес элегаза, кг	4,5
22.	Диапазон рабочих температур, °С	-60 + 45

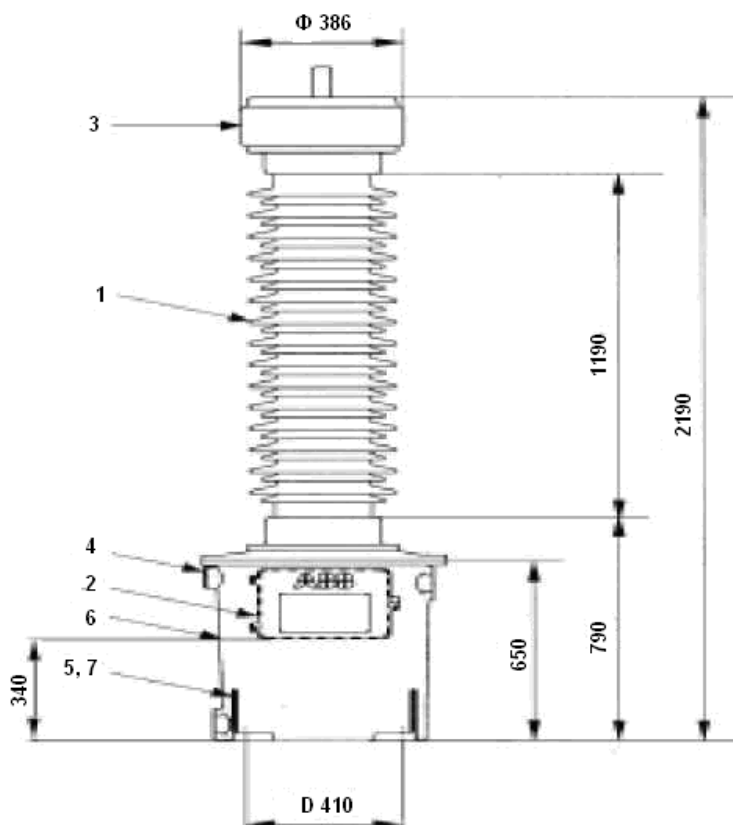
Таблица Ж7 - Данные вторичных обмоток трансформатора тока TG-145

Назначение и обозначение вторичной обмотки	Класс точности	Коэффициент безопасности приборов	Номинальная предельная кратность	Номинальная вторичная нагрузка, ВА, при $\cos\varphi=0,8$
Для измерений: 1И1 – 1И2	0,5	10	-	30
Для защиты: 2И1 – 2И2	10P	-	20	20
3И1 – 3И2	10P	-	20	30
4И1 – 4И2	10P	-	20	40

Приложение 3

Таблица 38 - Расчет мощности приборов измерения и учета, подключенных к трансформаторам напряжения

Трансформатор напряжения	Прибор	Тип	$S_{\text{прибора}}, \text{В}\cdot\text{А}$	Количество
ТН 1 с.ш.	Вольтметр	Э350	0,5	2
	Ваттметр	Д365	0,5	3
	Варметр	Д365	0,5	3
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	3
ТН 2 с.ш.	Вольтметр	Э350	0,5	2
	Ваттметр	Д365	0,5	4
	Варметр	Д365	0,5	4
	Счетчик энергии	ЦЭ6850	6	4



Емкостной делитель напряжения CSA: 1. Покрышка (силиконовый полимер); 2. Коробка вторичных выводов; 3. Расширительная система и линейный вывод; Электромагнитный блок

ЕОА: 1. Указатель уровня масла; 2. Присоединительные элементы; 3. Корпус электромагнитного блока (силумин); 4. Крепление заземляющего провода

Рисунок 311- Трансформатор напряжения CRA 123 (2b)

Приложение И

Таблица И9 - Основные технические данные трансформатора напряжения СРА 123 (2b)

№ пп	Наименование параметра	Значение
1.	Номинальное линейное напряжение, кВ	110
2.	Наибольшее длительное допустимое рабочее напряжение, кВ	$126/\sqrt{3}$
3.	Номинальная частота, Гц	50
4.	Коэффициенты трансформации	110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}/100$
5.	Номинальная емкость, пФ	14300
6.	Тангенс угла диэлектрических потерь изоляции делителя, %	<0,25
7.	Длина пути утечки внешней изоляции, мм	3150
7.	Испытательное напряжение, кВ: одноминутное промышленной частоты, в сухом состоянии и под дождем грозового импульса	230/230 550
8.	Уровень частичных разрядов, пК напряжение измерения, кВ	10 80
9.	Класс точности обмотки: а – n da – dn	0,5 3P
10.	Номинальная мощность обмотки, ВА а – n da – dn	200 400
11.	Максимальная суммарная мощность при сохранении класса точности измерительной обмотки, ВА	200
12.	Мощность термической стабильности, ВА	600
13.	Масса с маслом, кг	350
14.	Масса масла, кг	80

Приложение К

Таблица К10 - Таблица общего выбора ОПН

Максимально напряжение сети, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Класс разряда линии	Длительный ток (2000мкс) , А	Номинальный ток разряда, (8/20мкс), кА	Ток КЗ, кА	Энергоемкость в соотв. с МЭК 600099-4, Ur	Тип
123	84-126	2	450	10	40	4,5	HSR
	96-126	3	750	10	40	7,0	2PH
	96-120	4	1100	20	63	10,8	3P
	108-120	5	1500	20	63	12,5	4P
Нейтраль тр-ра	75	2	450	10	40	4,5	HSR
170	132-150	3	750	10	40	7,0	2PH
	132-150	4	1100	20	63	10,8	3P
	132	5	1500	20	63	12,5	4P
Нейтраль тр-ра	96	2	450	10	40	4,5	HSR
Нейтраль тр-ра	96	3	750	10	40	7,0	2PH
245	180-214	4	1100	20	63	10,8	3P
	180-214	5	1500	20	63	12,5	4P
Нейтраль тр-ра	168	3	750	10	40	7,0	2PH
362	240-290	4	1100	20	63	10,8	3P
	260-290	5	1500	20	63	12,5	4P
Нейтраль тр-ра	180	3	750	20	63	9,4	3P
420	336-360	4	1100	20	63	10,8	3P
	330-393	5	1500	20	63	12,5	4P
	336-360	5	1800	20	63	16,4	5P
550	396-444	5	1500	20	63	12,5	4P
	420-468	5	1800	20	63	16,4	5P
Импульс большого тока (4/10 мкс) 100 кА (для всех ОПН)							

Приложение Л

Таблица Л11 - Расчет дифференциальной защиты трансформаторов ПС «Город-1» на реле ДЗТ-11

Наименование величины	Расчётная формула	Силовые трансформаторы Т-1, Т-2 ТДНГ-20/112 ± 10%/6,6 Y/Δ	
		ВН - 112 кВ	НН - 6,6 кВ
1. Первичный номинальный ток трансформаторов, А	$I_i = \frac{S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$\frac{20}{112 \cdot \sqrt{3}} = 103$	$\frac{20}{6,6 \cdot \sqrt{3}} = 1750$
2. Коэффициент трансформации, n _т		300/2	2000/5
3. Схема соединения обмоток трансформатора тока; коэффициент схемы, k _{сх}		Δ, $\sqrt{3}$	Y, 1
4. Вторичные токи в плечах защиты, А	$i_{\hat{a}\hat{o}} = \frac{I_H}{n_{\hat{o}}} \cdot k_{c\hat{o}}$	$\frac{103}{300/5} \cdot \sqrt{3} = 2,97$	$\frac{1750}{2000/5} \cdot 1 = 4,38$
5. Токи при КЗ на шинах, приведенные к U=112 кВ, А	$I_{кз \max}^{(3)}$	6720	891
	$I_{кз \min}^{(3)}$	5472	844
6. Ток срабатывания защиты I _{сз} по условию отстройки от I _{н.тр} , А	$I_{сз} = k_H \cdot I_{н.тр}$	1,5 · 103 = 154,5	
7. Ток срабатывания защиты I _{сз} по условию отстройки от тока небаланса I _{нб} , А	$I_{сз} = k_H \cdot (k_{ап} \cdot k_{одн} \cdot E + \Delta U) \cdot I_{кз \max}^{(3)}$	1,3 · (0,1 · 1 · 1 + 10/100) · 891 = 232	
8. Предварительно ток срабатывания защиты I _{сз} , А		288	
9. Предварительно коэффициент чувствительности k _{чувст.}	$k_{\tilde{z}} = \frac{I_{\hat{e}\hat{z} \max}^{(3)} \cdot 0,87}{I_{\tilde{n}\hat{z}}}$	$\frac{844 \cdot 0,87}{288} = 2,5$ 2,5 > 2	
10. Ток в реле, А	$i_p = \frac{I_{\tilde{n}\hat{z}}}{n_{\hat{o}}} \cdot k_{c\hat{o}}$	$\frac{288}{300/5} \cdot \sqrt{3} = 8,3$	
11. Число витков основной стороны 6 кВ, вит	$W_{\hat{a}\hat{a}\hat{n}\hat{i}} = \frac{F}{i_p}$	$\frac{100}{8,30} = 12$	
12. Число витков неосновной стороны 110 кВ, вит	$W_{\hat{i}\hat{n}\hat{i}} = \frac{i_{\hat{a}\hat{o}\hat{A}-\hat{i}}}{i_{\hat{a}\hat{o}\hat{i}-\hat{i}}} \cdot W_{\hat{a}\hat{a}\hat{n}\hat{i}}$		$W_{\hat{i}\hat{n}\hat{i}} = \frac{2,97}{4,38} \cdot 12 = 8,13$
13. Принято число витков, вит		12	8

Продолжение приложения Л, таблица Л11

14. Ток небаланса $I''''_{нб}$, обусловленный округлением числа витков основной стороны, А	$I''''_{ía} = \frac{W_{\delta\delta\bar{n}} - W_{\bar{n}\bar{n}i}}{W_{\delta\delta\bar{n}}} \cdot I_{\bar{e}\bar{c}}^{(3)} \cdot i_{\delta\bar{o}}$		$\frac{8,13 - 8}{8,13} \cdot 891 = 14,3$
15. Суммарный $I_{нб}$, А	$I_{нб} = I_{нб} + I''''_{нб}$	178,2+14,3=192,5	
16. Уточненный ток срабатывания, $I_{сз}$, А	$I_{сз} = I_n \cdot I_{нб}$	$1,3 \cdot 192,5 = 253,4$ 253,4 < 288	
17. Принимаем $I_{сз}$, А	$I_{\bar{n}\bar{c}} = \frac{F}{W_{\bar{n}\bar{n}i}} \cdot \frac{n_m}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{12} \cdot \frac{300/5}{\sqrt{3}} = 288$	$\frac{100}{8} \cdot \frac{2000/5}{1} = 5000$
18. Окончательно принимаем $I_{сз}$, А		288 А, t = 0 сек	5000 А, t = 0 сек
19. Ток в реле, А	$i_p = \frac{I_{\bar{n}\bar{c}}}{n_\delta} \cdot k_{c\bar{o}}$	$\frac{288}{300/5} \cdot \sqrt{3} = 8,3$	$\frac{5000}{2000/5} \cdot \sqrt{3} = 12,5$
20. Число витков, вит	$W_{\bar{i}\bar{n}\bar{i}} = \frac{F}{i_p}$	$\frac{100}{8,30} = 12$	$\frac{100}{12,5} = 8$
21. Коэффициент чувствительности, $k_{\bar{c}}$	$k_{\bar{c}} = \frac{k_{\bar{c}} \cdot I_{\bar{e}\bar{c}}^{(3)} \cdot 0,87}{I_{\bar{n}\bar{c}}}$	$\frac{1,5 \cdot 844 \cdot 0,87}{288} = 3,8$ 3,8 > 2	

Таблица Л12 - Сметно-финансовый расчет

N п/п	Наименование элементов схемы	Ед. изм.	Количество	Сметная стоимость с учетом строительно-монтажных работ в тыс. руб.	
				Единицы	Общая стоимость
1.	Выключатель ЗАР1FG-145/ЕК	шт.	7	1 960	13 720
2.	Разъединитель РГНП.2-110/100	шт.	14	620	8 680
3.	Трансформатор тока ТГ-145	шт.	21	420	8 820
4.	Трансформатор напряжения СРА 123(2b)	шт.	6	520	3 120
5.	Панели релейной защиты и автоматики	шт.	9	800	7 200
6.	Панели управления и измерений	шт.	7	600	4 200
7.	Ограничители перенапряжений	шт.	12	50	600
	ИТОГО:				46 340

$K_{пр.} = 46\ 340$ тыс. руб.

Приложение М

Таблица М13 - Показатели электрической нагрузки

№ п/п	Показатели	Условн. обозн.	Ед. изм.	Проект
1.	Расчетная величина потерь энергии в линиях и трансформаторах	$W_{\text{потерь}}$	кВт·ч	1 750 380
2.	Расчетная величина полезно переданной электроэнергии	$W_{\text{полезн}}$	кВт·ч	116 691 960
3.	Расчетная величина электроэнергии, полученной из энергосистемы	$W_{\text{э/сист}}$	кВт·ч	118 442 340

Таблица М14 - Трудоемкость ремонта элементов схемы

№ п/п	Наименование оборудования	Единицы измерения	Количество оборудования	Категория ремонтной сложности, R	Суммарная ремонтная сложность, $\sum R$	Продолжительность ремонтного цикла (мес), P_k	Количество ремонтов в цикле при 1-но сменной работе			Коэффициент зависимости от числа смен работы оборудования, α	Трудоемкость, н/час, V
							T	C	K		
1.	Выключатель ЗАР1FG-145/ЕК	шт.	7	24	168	36	2	-	1	1,4	696
2.	Разъединитель РГНП.2-110/100	шт.	14	2,2	30,8	36	2	-	1	1,4	127,6
3.	Трансформатор тока ТГ-145	шт.	21	2,2	46,2	36	2	-	1	1,4	191,4
4.	Трансформатор напряжения СРА 123(2b)	шт.	6	2,2	13,2	36	2	-	1	1,4	54,7
5.	Панели релейной защиты и автоматики	шт.	9	6	54	120	45	14	1	1,4	442,8
6.	Панели управления и измерений	шт.	7	6	42	120	45	14	1	1,4	344,4
7.	Ограничители перенапряжений	шт.	12	3,7	44,4	36	2	-	1	1,4	183,9
8.	Всего:				398,6						2040,8

Приложение Н

Таблица Н15 - Примерный состав бригады ремонтно-эксплуатационного персонала

Профессия	Тарифный разряд	Тарифная ставка	Число ремонтных рабочих в бригаде	Число эксплуатационных рабочих в бригаде	Общее число рабочих
Электромонтер	VI	46,16	1	-	1
Электромонтер	V	51,55	-	1	1

Таблица Н16 - Годовая смета затрат на эксплуатацию и ремонт элементов схемы

№ п/п	Издержки	Индекс затрат	Проект, тыс. руб
1	Амортизационные отчисления	$I_{ам}$	2 038,96
2	Затраты на оплату труда	$I_{фот}$	378,228
	в.т.ч. основная зарплата	$I_{осн}$	328,894
	дополнительная зарплата	$I_{доп}$	49,334
3	Единый социальный налог	$I_{соц}$	99,852
4	Ремонтный фонд	$I_{р.ф.}$	1 390,2
5	Стоимость потерь энергии	$I_{потерь}$	2014,687
6	Затраты на охрану труда и технику безопасности	$I_{т.б.}$	70
7	Стоимость потребления электроэнергии на собственные нужды	$I_{сн}$	328,763
Всего		$\sum I_{экспл}$	6320,657