

АННОТАЦИЯ

Предметом реконструкции выпускной квалификационной работы является главная понизительная подстанция (ГПП) г. Казань –«Центральная» 220/110/10 кВ. Предметом изменения выпускной квалификационной работы является электрическая часть главной понизительной подстанции.

В работе произведен расчет электрической части главной понизительной подстанции.

Выпускная квалификационная работа содержит в себе следующие основные разделы:

- расчет электрических нагрузок понизительной подстанции;
- расчет и выбор числа, мощности и типа силовых трансформаторов, исходя из максимальной полной мощности по подстанции в целом и категории электроснабжения потребителей;
- выбор электрической схемы подстанции;
- расчет токов К.З(симметричных и несимметричных);
- производится выбор необходимого электрического оборудования для всех типов напряжения подстанции;
- расчет релейной защиты;
- расчет и выбор собственных нужд, заземления и молниезащиты подстанции;

Выпускная квалификационная работа выполнена на 60 с., включает 17 таблиц, 30 литературных источников, 2 рисунка.

ABSTRACT

The graduation project consists of an explanatory note on 57 pages, including 17 tables, the list of 30 references and the appendices, and the graphic part on 6 A1 sheets.

The goal of this graduation project is to broaden reconstruction of the Central 220/110/10 kV substation of Kazan city. The graduation project is divided into six main parts:

- calculation of electrical loads of the step-down substation;
- calculation and selection of the number, power and type of power transformers, based on the maximum total capacity for the substation in general and the category of electricity supply to consumers;
- selection of the electrical scheme of the substation;
- calculation of symmetrical and asymmetrical short-circuit currents;
- the necessary electrical equipment is selected for all substation voltage types;
- calculation of relay protection;
- calculation and selection of own needs, grounding and lightning protection of the substation.

All six parts look toward improving the effectiveness of reliable power supply.

It can be concluded that the selected electrical equipment will ensure reliable operation of the electrical energy. All relay protection will support the normal operation of the mains. The updated substation for the next 25 years will not need improvement and will function in all modes of the network.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Краткая характеристика объекта проектирования выпускной квалификационной работы.....	7
2 Электрические нагрузки понизительной подстанции «Центральная»	9
3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов подстанции «Центральная».....	11
4 Выбор электрической схемы подстанции «Центральная».....	19
5 Расчет токов КЗ подстанции «Центральная».....	20
6 Выбор оборудования для ОРУ-220 кВ, ОРУ-110 кВ и КРУН-10 кВ подстанции «Центральная»	26
7 Релейная защита подстанции «Центральная»	43
8 Система оперативного тока подстанции «Центральная»	48
9 Собственные нужды подстанции «Центральная».....	49
10 Расчет заземления подстанции «Центральная»	50
11 Расчет молниезащиты подстанции «Центральная»	54
Заключение.....	56
Список использованных источников.....	58
Приложение А	
Приложение Б	

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика – это важнейшая отрасль промышленности России, которая занимается получением, преобразованием, передачей и распределением электроэнергии по потребителям.[22]

Электрическая энергия широко используется в быту и во многих отраслях народного хозяйства, благодаря своей универсальности и простоте использования. Главное свойство электроэнергии, это возможность производства в огромных количествах и передача её на дальние расстояния.[21]

Главные задачи, решаемые энергетиками Российской Федерации (РФ) на данный момент:

- подъем производственных объемов;
- сокращение сроков строительства новых энергетических объектов;
- уменьшение удельных капитальных вложений;
- сокращение удельных расходов топлива;
- повышение производительности труда;
- улучшение структуры производства электроэнергии;

Вся энергетика России объединена в единую энергетическую систему (ЕЭС), которая состоит из 70 региональных энергосистем, которые, так же объединяются в 7 энергосистем: Средней волги, Юга, Востока, Сибири, Центра, Северо-запада и Урала. Все энергосистемы соединены между собой высоковольтными линиями электропередач (ЛЭП) 220-500 кВ и работают параллельно (синхронно).

В ЕЭС России входит свыше 600 электростанций мощность от 5 МВт. На начало 2017 года общая мощность электростанций РФ составила 236343 МВт.

Управление 7 энергосистемами, расположенных на территории 81 субъекта РФ осуществляет Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» региональных диспетчерских управлений.

Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция подстанции «Центральная» г. Казань, замена непригодного, для введения новых мощностей, оборудования и установка новых электрических аппаратов и проводников, которые будут соответствовать и нормально функционировать с новым силовым оборудованием.

Исходя из цели, были поставлены следующие основные задачи:

- расчет и выбор числа, мощности и типа силовых трансформаторов;
- выбор электрической схемы подстанции;
- расчет токов короткого замыкания (симметричных и несимметричных);
- производится выбор необходимого электрического оборудования для всех типов напряжения подстанции;
- расчет релейной защиты;
- расчет и выбор собственных нужд, заземления и молниезащиты подстанции. [6]

На подстанции установлены два силовых автотрансформатора (АТ) 2x125МВА, типа АТДЦТН-125000/220/110/10, но в связи с увеличением мощности под новые строящиеся гражданские и спортивные объекты, мощности подстанции будут увеличиваться, в связи с этим необходима реконструкция и замена непригодного для дальнейшего функционирования оборудования. Подстанция расширяет свои возможности.

Климатические и геофизические условия:

- район по давлению: II;
- абсолютная минимальная температура воздуха: -47С;
- абсолютная максимальная температура воздуха: +43С;
- район по гололеду: II.

2 Электрические нагрузки понизительной подстанции «Центральная»

Подстанция «Центральная» является узловой подстанцией, которая осуществляет обеспечение электроэнергией потребителей и также обеспечивает переток мощности между энергосистемами.[5]

Мощности подстанции в скором времени увеличатся и для нормальной работы подстанции потребуются замена существующего оборудования на более мощное, т.к. установленный трансформатор АТДЦТН 125 МВА не справится со столь большим приростом мощности.

Как известно, в будущем, планируется пропускать через подстанцию суммарную мощность около 440 МВА, а преобразоваться через трансформаторы будет 330 МВА.

По заранее известным графикам годовых нагрузок, определяем характер полной мощности для отдельных потребителей и для подстанции в целом.

Определим максимальную полную мощность для отдельных потребителей:

$$S_n = \frac{P_n}{\cos \varphi_n}; \quad (2.1)$$

$$S_I = \frac{P_I}{\cos \varphi_I} = \frac{27}{0,9} = 30 \text{ МВА}$$

$$S_{II} = \frac{P_{II}}{\cos \varphi_{II}} = \frac{270}{0,9} = 300 \text{ МВА}$$

- по всей подстанции:

$$S_{\max}^{\text{ПС}} = \sum S_n; \quad (2.2)$$

$$S_{\max}^{\text{ПС}} = S_I + S_{II} = 330 \text{ МВА}$$

Потребляемая электроэнергия для подстанции в целом 20790000 МВт · ч

Максимальная продолжительность годовой нагрузки :

$$T_M = \frac{W_{\text{ПС}}}{P_{\max}^{\text{ПС}}}; \quad (2.3)$$

$$T_M = \frac{20790000}{297} = 7000 \text{ ч}$$

Коэффициент заполнения:

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_M}{8760}; \quad (2.4)$$

$$K_{\text{зап}} = \frac{7000}{8760} = 0.8$$

где 8760 – число часов в году.

Графики нагрузок представлены в приложении А

3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

3.1 Критерии выбора силового трансформатора

Трансформатор – электромагнитное статическое устройство, с двумя или более связанными обмотками на магнитопроводе. Трансформатор предназначен как для повышения, так и для понижения переменного напряжения без изменения частоты и с минимальными потерями мощности. [26]

Трансформаторами осуществляется преобразование напряжений или гальванические развязки в самых разных областях энергетики и электроники.

На подстанциях чаще всего принято устанавливать трехфазные силовые трансформаторы, нежели группу однофазных трансформаторов по ряду причин:

- меньшая стоимость;
- трехфазные трансформаторы занимают меньше места на ПС;
- имеют более высокий КПД;
- большая надежность электроснабжения;

Трехфазные трансформаторы устанавливаются парой, для взаимного резервирования друг друга в случае выхода из строя одного из них. [27]

3.2 Выбор количества и расчет мощности трансформатора объекта проектирования

На подстанции «Центральная» потребителями будут являться спортивные объекты и жилые районы города с категорией электроснабжения II.

Для потребителей второй и третьей категории без резервирования по стороне низшего напряжения выберем двух трансформаторную подстанцию, для которой рассчитаем допустимую

номинальную мощность каждого трансформатора $S_{\text{ном.Т}}$, с учетом допустимой аварийной перегрузки:

$$S_{\text{ном.Т}} = \frac{S_{\text{max}}^{\text{ПС}} \cdot K_{1-2}}{K_{\text{пер}} \cdot (n - 1)}; \quad (3.1)$$

$$S_{\text{ном.Т}} = \frac{330 \cdot 0.8}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 188 \text{ МВА}$$

где K_{1-2} —принимаяем = 0.8 – коэффициент учитывает участие в нагрузке потребителей первой и второй категории (0,75...0,85);

$K_{\text{пер}}$ - перегрузка трансформатора, $K_{\text{пер}}= 1,4$.

Проведем сравнения и выберем оптимальный силовой трансформатор под новые мощности подстанции. Выбираем силовые трансформаторы типа АТДЦТН-200000/220/110/10 и АТДЦТН-250000/220/110/10

Таблица 1 – Каталожные данные силовых трансформаторов

Вид трансформатора	Данные каталогов								
	U _{ном обмоток} ,кВ			U _к , %			ΔP _к кВт	ΔP _{хх} кВт	I _х %
	ВН	ВН	СН	ВН	ВН	СН			
СН	НН	НН	СН	НН	НН				
АТДЦТН-200000/220/110/10	230	115	10.5	10	30	19	430	105	0,5
АТДЦТН-250000/220/110/10	230	115	10.5	11	32	20	520	120	0,5

3.3 Выбор номинальной мощности трансформаторов по годовым графикам нагрузки подстанции

Рассмотрим вариант с АТДЦТН-200000/220/110/10

Рассчитаем потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.

$$Q_{xx} = \frac{I_x, \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}; \quad (3.2)$$

$$Q_{xx} = 1000 \text{ квар}$$

Определим приведённые потери мощности в режиме х.х. трансформатора используя формулу:

$$\begin{aligned} P'_{xx} &= \Delta P_{xx} + k_{un} \cdot Q_{xx}; \\ P'_{xx} &= 105 + 0.05 \cdot 1000 = 155 \text{ кВт}, \end{aligned} \quad (3.3)$$

где ΔP_{xx} - потери холостого хода трансформатора;
 k_{un} - коэффициент изменения потерь, принимаем равным 0,05 кВт/квар.

Рассчитаем коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$\begin{aligned} k_{3.n} &= \frac{S_n}{S_{\text{НОМ.Т}}}; \\ k_{3.B} &= \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{330000}{200000} = 1.65 \\ k_{3.C} &= \frac{S_C}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{300000}{200000} = 1.5 \\ k_{3.H} &= \frac{S_H}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{30000}{200000} = 0.15 \end{aligned} \quad (3.4)$$

Найдём напряжения К.З. (%) обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора:

$$U_{к.ВН} = \frac{1}{2} \cdot U_{к.ВН-НН} + U_{к.ВН-СН} - U_{к.СН-НН}; \quad (3.5)$$

$$U_{к.ВН} = \frac{1}{2} \cdot 30 + 10 - 19 = 10.5\%$$

$$U_{к.СН} = \frac{1}{2} \cdot U_{к.ВН-СН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-НН}; \quad (3.6)$$

$$U_{к.СН} = \frac{1}{2} \cdot 10 + 19 - 30 = 0\%$$

$$U_{к.НН} = \frac{1}{2} \cdot U_{к.ВН-НН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-СН} ; \quad (3.7)$$

$$U_{к.НН} = \frac{1}{2} \cdot 30 + 19 - 10 = 19.5\%$$

Найдем потери реактивной мощности обмоток трансформатора в режиме К.З:

$$Q_{к.В} = \frac{U_{к.ВН}, \%}{100} \cdot S_{НОМ.Т}; \quad (3.8)$$

$$Q_{к.С} = \frac{U_{к.СН}, \%}{100} \cdot S_{НОМ.Т}; \quad (3.9)$$

$$Q_{к.Н} = \frac{U_{к.НН}, \%}{100} \cdot S_{НОМ.Т}; \quad (3.10)$$

$$Q_{к.В} = 21000 \text{ квар}, Q_{к.С} = 0 \text{ квар}, Q_{к.Н} = 39000 \text{ квар}$$

Найдём потери активной мощности К.З. обмоток трансформатора:

$$P_{к.В} = P_{к.С} = P_{к.Н} = 0,5 \cdot \Delta P_{КЗ} = 0,5 \cdot 430 = 215 \text{ кВт} \quad (3.11)$$

$$P_{к.В} = 215 + 0,05 \cdot 0 = 215 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.В} = P_{к.В} + \kappa_{УН} \cdot Q_{к.В} = 215 + 0,05 \cdot 21000 = 1265 \text{ кВт} \quad (3.12)$$

$$P'_{к.В} = 215 + 0,05 \cdot 21000 = 1265 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.С} = P_{к.С} + \kappa_{УН} \cdot Q_{к.С} = 215 + 0,05 \cdot 0 = 215 \text{ кВт} \quad (3.13)$$

$$P'_{к.С} = 215 + 0,05 \cdot 0 = 215 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.Н} = P_{к.Н} + \kappa_{УН} \cdot Q_{к.Н} = 215 + 0,05 \cdot 39000 = 2165 \text{ кВт} \quad (3.14)$$

$$P'_{к.Н} = 215 + 0,05 \cdot 39000 = 2165 \text{ кВт}$$

Рассчитаем приведённые потери мощности трансформатора:

$$P_T = P_{XX}' + \kappa_{3.В}^2 \cdot P'_{к.В} + \kappa_{3.С}^2 \cdot P'_{к.С} + \kappa_{3.Н}^2 \cdot P'_{к.Н}; \quad (3.15)$$

$$P_T = 155 + 3444 \cdot 484 + 48 = 4131 \text{ кВт}$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_3^{\text{ПС}} = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{P_{\text{XX}}}{P_{\text{К}}}}; \quad (3.16)$$

$$S_3^{\text{ПС}} = 200000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{155}{430}} = 170000 \text{ МВА}$$

Найдём потери электроэнергии:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum n_i \cdot P_{\text{XX}} \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n} \cdot K_{\text{з.в.и}}^2 \cdot P_{\text{к.в}} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot K_{\text{з.с.и}}^2 \cdot P_{\text{к.с}} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot K_{\text{з.н.и}}^2 \cdot P_{\text{к.н}} \cdot T_i \right) \quad (3.17)$$

Результаты расчётов потерей электроэнергии приведены в Приложение А

Найдём стоимость электроэнергии за 1кВт·ч:

$$C_3 = \frac{\alpha}{T_{\text{М}}} + \beta; \quad (3.18)$$

$$C_3 = \frac{421 \cdot 12}{7000} + 1.099 = 1.82 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

где $\alpha = 421$ - ставка за 1 кВт договорной мощности;

$\beta = 1,099$ - ставка за каждый кВт·ч.

Рассчитаем годовую стоимость потерь электроэнергии:

$$И_3 = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_3; \quad (3.19)$$

$$И_3 = 10413110 \cdot 1.82 = 18951860 \text{ руб}$$

Используя метод приведённых затрат, определяем экономическую целесообразность силовых трансформаторов:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + p_{\text{сум}} \cdot K + I_{\text{э}} \quad (3.20)$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 36000000 + 3024000 + 18951860 = 27375860 \text{руб},$$

где $E_n=0,15$ - нормативный коэффициент;

K - стоимость трансформаторов = 36000000руб;

$p_{\text{сум}}=0,084$ - суммарный коэффициент отчислений на обслуживание и ремонт.

Рассмотрим вариант с АДЦТН-250000/220/110/10; расчет ведется идентично трансформатору представленному выше.

Рассчитаем потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.

$$Q_{\text{хх}} = \frac{I_x, \%}{100} \cdot S_{\text{ном.Г}} = 1250 \text{ квар}$$

Определим приведённые потери мощности в режиме х.х. трансформатора используя формулу:

$$P'_{\text{хх}} = \Delta P_{\text{хх}} + k_{\text{ун}} \cdot Q_{\text{хх}} = 120 + 0,05 \cdot 1250 = 182,5 \text{ кВт},$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$ - потери холостого хода трансформатора;

$k_{\text{ун}}$ - коэффициент изменения потерь, принимаем равным 0,05 кВт/квар.

Рассчитаем коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$K_{3,В} = \frac{S_B}{S_{\text{ном.Г}}} = \frac{330000}{250000} = 1,32$$

$$K_{3,C} = \frac{S_C}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{300000}{250000} = 1.2$$

$$K_{3,H} = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{30000}{250000} = 0.12$$

Найдём напряжения К.З. (%) обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора:

$$U_{\text{к.ВН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.ВН-НН}} + U_{\text{к.ВН-СН}} - U_{\text{к.СН-НН}} = \frac{1}{2} \cdot 32 + 11 - 20 = 6.5\%$$

$$U_{\text{к.СН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.ВН-СН}} + U_{\text{к.СН-НН}} - U_{\text{к.ВН-НН}} = \frac{1}{2} \cdot 11 + 20 - 32 = 0\%$$

$$U_{\text{к.НН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.ВН-НН}} + U_{\text{к.СН-НН}} - U_{\text{к.ВН-СН}} = \frac{1}{2} \cdot 32 + 20 - 11 = 20.5\%$$

Найдём потери реактивной мощности обмоток трансформатора в режиме К.З:

$$Q_{\text{к.В}} = \frac{U_{\text{к.ВН, \%}}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = 16250 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{к.С}} = \frac{U_{\text{к.СН, \%}}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = 0 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{к.Н}} = \frac{U_{\text{к.НН, \%}}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = 51250 \text{ квар}$$

Найдём приведённые потери активной мощности К.З. обмоток трансформатора:

$$P_{\text{к.В}} = P_{\text{к.С}} = P_{\text{к.Н}} = 0,5 \cdot \Delta P_{\text{кз}} = 0,5 \cdot 520 = 260 \text{ кВт}$$

$$P'_{\text{к.В}} = P_{\text{к.В}} + k_{\text{ун}} \cdot Q_{\text{к.В}} = 260 + 0,05 \cdot 16250 = 1073 \text{ кВт}$$

$$P'_{\text{к.С}} = P_{\text{к.С}} + k_{\text{ун}} \cdot Q_{\text{к.С}} = 260 + 0,05 \cdot 0 = 260 \text{ кВт}$$

$$P'_{\text{к.Н}} = P_{\text{к.Н}} + k_{\text{ун}} \cdot Q_{\text{к.Н}} = 260 + 0,05 \cdot 51250 = 2823 \text{ кВт}$$

Рассчитаем приведённые потери мощности трансформатора:

$$P_T = P_{XX} + k_{3.B}^2 \cdot P_{K.B} + k_{3.C}^2 \cdot P_{K.C} + k_{3.H}^2 \cdot P_{K.H} =$$

$$= 182.5 + 1870 + 374 + 41 = 2467.5 \text{ кВт}$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_{\text{э}}^{\text{ПС}} = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{P_{XX}}{P_K}} = 250000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{182.5}{520}} = 209000 \text{ МВА}$$

Найдём потери электроэнергии:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum n_i \cdot P_{XX} \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n} \cdot k_{3.B.I}^2 \cdot P_{K.B} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot k_{3.C.I}^2 \cdot P_{K.C} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot k_{3.H.I}^2 \cdot P_{K.H} \cdot T_i \right)$$

Результаты расчётов потерей электроэнергии приведены в Приложение А

Рассчитаем стоимость электроэнергии за 1кВт·ч:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{421 \cdot 12}{7000} + 1,099 = 1.82 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

где $\alpha = 421$ - ставка за 1 кВт договорной мощности;

$\beta = 1,099$ - ставка за каждыйкВт·ч.

Рассчитаем годовую стоимость потерь электроэнергии:

$$И_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 6928203 \cdot 1,82 = 12609330 \text{ руб.}$$

Используя метод приведённых затрат, определим экономическую целесообразность трансформаторов:

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K + p_{\text{сум}} \cdot K + И_{\text{э}} = 0.15 \cdot 41000000 + 3444000 + 12609330 = 22203330 \text{ руб.}$$

где $E_n=0,15$ - нормативный коэффициент;

K - капитальные затраты на оборудование ПС (учитывается только стоимость трансформаторов) $K = 41000000$ руб;

$p_{\text{сум}} = 0,094$ - суммарный коэффициент отчислений на обслуживание.

Принимается к установке на подстанцию наиболее выгодный трансформатор АТДЦТН-250000/220/110/10.

4 Выбор электрической схемы подстанции

Выбор электрических схем открытых распределительных устройств необходимо выбирать так, что бы обеспечивалась надежность и была возможность дальнейшего развития энергосистемы.[4]

Главной электрической схемой подстанции, так же известной как схема первичной коммутации, называют – схему соединения основного электрооборудования подстанции, которое включает в себя силовые трансформаторы, измерительные трансформаторы, реакторы и коммутационные аппараты. [4]

На подстанции «Центральная» применена типовая схема электроснабжения на напряжение 220 кВ №220-5Н, но как говорилось ранее в связи с увеличением мощности под новые строящиеся гражданские и спортивные объекты, мощности подстанции будет увеличиваться, в связи с этим необходима реконструкция и замена непригодного для дальнейшего функционирования оборудования, в связи с этим меняется электрическая схема и тип подстанции.

После реконструкции, подстанция «Центральная» станет узловой и будет питаться сразу от двух подстанций. Общая мощность приходящая на подстанцию составит 440 кВт, без трансформации по линии 220 кВ сразу будет уходить дальше мощность 110 кВт, остальные 330 кВт пройдут через новые силовые трансформаторы.

В связи с этим в дальнейшем берем к рассмотрению схему на напряжение 220 кВ №220 – 9 «Одна секционированная система шин».[8]

5 Расчет токов короткого замыкания подстанции «Центральная»

Короткое замыкание (К.З) - соединение двух точек электрической цепи с разными значениями потенциала, которое не предусмотрено конструкцией устройства и нарушает его нормальную работу. [29]

Как правило, короткие замыкания возникают при авариях в системе электроснабжения, так же могут быть причиной неправильной работой ремонтного персонала и несвоевременного обнаружения дефектов электрооборудования или на линиях.

Расчет токов К.З. необходим для выбора оборудования, для расчета токоведущих частей и заземляющих устройств.

Данный расчет токов К.З. производится для того, чтобы:

- выбрать оборудование и проверить его на термическую и электродинамическую стойкость к токам К.З.
- рассчитать термическое и электродинамическое воздействие на оборудование;
- произвести выбор релейной защиты; [10]

5.1 Расчет симметричных и несимметричных токов трехфазного короткого замыкания

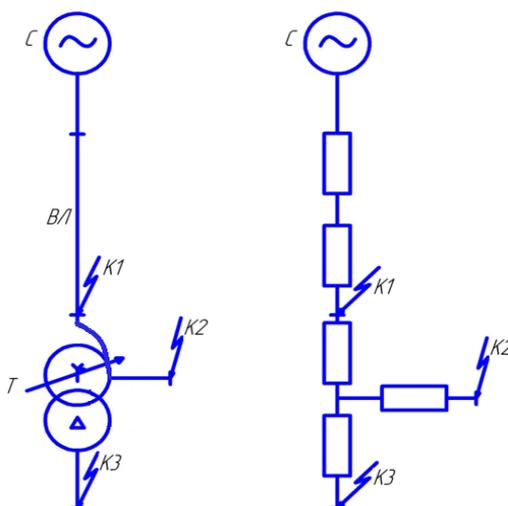


Рисунок 2 – Расчетная схема и схема замещения

Технические данные:

Система: Линия:

$$U_H = 230 \text{ кВ}; X_0 = 0,4 \text{ Ом/км};$$

$$S_6 = 1000 \text{ МВА}; \quad L1 = 207 \text{ км}, L2 = 28 \text{ км};$$

$$S_{кз} = 4500 \text{ МВА}; U_H = 230 \text{ кВ};$$

В соответствии со схемой замещения находим сопротивление каждого элемента цепи.

Система:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{кз}}; \quad (5.1)$$

$$X_c = \frac{1000}{4500} = 0.22 \text{ о. е.}$$

Линия электропередач:

$$X_{Л.n} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}; \quad (5.2)$$

$$X_{Л.1} = 0.4 \cdot \frac{207}{2} \cdot \frac{1000}{230^2} = 0.78 \text{ о. е.}$$

$$X_{Л.2} = 0.4 \cdot \frac{28}{2} \cdot \frac{1000}{230^2} = 0.11 \text{ о. е.}$$

Общее сопротивление в двух линиях:

$$X_{\Sigma} = \frac{X_{Л.1} \cdot X_{Л.2}}{X_{Л.1} + X_{Л.2}}; \quad (5.3)$$

$$X_{\Sigma} = \frac{0.78 \cdot 0.11}{0.78 + 0.11} = 0.096 \text{ о. е.}$$

Сопротивление в каждой линии:

$$X_{1,2} = \frac{X_{\Sigma} \cdot X_{\Sigma}}{X_{\Sigma} + X_{\Sigma}} = \frac{0.096 \cdot 0.096}{0.096 + 0.096} = 0.05 \text{ о. е.} \quad (5.4)$$

$$X_{1,2} = \frac{0.096 \cdot 0.096}{0.096 + 0.096} = 0.05 \text{ о. е.}$$

Трансформатор:

$$X_T = \frac{U_K^{\%} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}; \quad (5.5)$$

$$X_{\text{Т.ВН}} = \frac{6.5 \cdot 1000}{100 \cdot 250000} = 0.26 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{Т.СН}} = 0$$

$$X_{\text{Т.НН}} = \frac{20.5 \cdot 1000}{100 \cdot 250000} = 0.82 \text{ о. е.}$$

Таблица 2 – Несимметричные токи К.З.

Вид К.З.	$\Delta x^{(n)}$	$m^{(n)}$
Однофазное	$X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}$	3
Двухфазное	$X_{2\Sigma}$	$\bar{3}$
Двухфазное на землю	$\frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}$	$\bar{3} \cdot \overline{1 - \frac{X_{\Delta}^{(1.1)}}{X_{\Delta}^{(1)}}}$

5.1 Короткое замыкание в точке К₁.

Результирующее сопротивление в точке К₁:

$$X_{\text{рез.К1}} = X_L + X_C; \quad (5.6)$$

$$X_{\text{рез.К1}} = 0.22 + 0.05 = 0.27 \text{ о. е.}$$

Базисный ток и токи трехфазного К.З, двухфазного, однофазного и двухфазного К.З на землю в точке К₁:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}; \quad (5.7)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2.56 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^2 = I_6 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot E_6}{X_{K1} + \sqrt{3}}; \quad (5.8)$$

$$I_{K1}^2 = 2.56 \cdot \frac{1.7}{0.27 + 1.7} = 2.21 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^3 = I_6 \cdot \frac{E_6}{X_{K1}}; \quad (5.9)$$

$$I_{K1}^3 = 2.56 \cdot \frac{1}{0.27} = 9.5 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^1 = I_6 \cdot \frac{3 \cdot E_6}{X_{K1} + 3}; \quad (5.10)$$

$$I_{K1}^1 = 2.56 \cdot \frac{3}{0.27 + 3} = 2.35 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{1.1} = I_6 \cdot \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2} \cdot \sqrt{3}; \quad (5.11)$$

$$I_{K1}^{1.1} = 4.33 \text{ кА}$$

Где $X_{2\Sigma} = 0.27, X_{0\Sigma} = 0.003$

Найдем ударный ток в точке K_1 :

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{K1}^3 \cdot K_{уд}; \quad (5.12)$$

$$i_{уд} = 1.4 \cdot 9.5 \cdot 1.72 = 22.9 \text{ кА}$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, соответствующий месту K_3 в схеме.

5.2 Короткое замыкание в точке K_2 .

Рассчитываем аналогично по формулам представленным выше.

Резльтирующее сопротивление в точке К₂:

$$X_{рез.К2} = X_L + X_C + X_{Т.ВН} = 0.22 + 0.05 + 0.26 = 0.53 \text{ о. е.}$$

Базисный ток и ток трехфазного К.З в точке К₂:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.1 \text{ кА}$$
$$I_{К1}^3 = I_6 \cdot \frac{E_6}{X_{К2}} = 5.1 \cdot \frac{1}{0.53} = 9.6 \text{ кА}$$

Найдем ударный ток в точке К₂:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{К2}^3 \cdot K_{уд} = 1.4 \cdot 9.6 \cdot 1.8 = 24.2 \text{ кА}$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, соответствующий месту К.З в схеме.

5.3 Короткое замыкание в точке К₃.

Резльтирующее сопротивление в точке К₃:

$$X_{рез.К1} = X_L + X_C + X_{Т.ВН} + X_{Т.НН} = 0.22 + 0.05 + 0.26 + 0.82 = 1.35 \text{ о. е.}$$

Базисный ток и токи трехфазного, двухфазного, однофазного К.З в точке К₃:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 56 \text{ кА}$$
$$I_{К3}^3 = I_6 \cdot \frac{E_6}{X_{К3}} = 56 \cdot \frac{1}{1.35} = 41.5 \text{ кА}$$

$$I_{K3}^2 = I_6 \cdot \frac{\bar{3} \cdot E_6}{X_{K3} + \bar{3}} = 56 \cdot \frac{1.7}{1.35 + 1.7} = 46.4 \text{ кА}$$

$$I_{K3}^1 = I_6 \cdot \frac{3 \cdot E_6}{X_{K3} + 3} = 56 \cdot \frac{3}{1.35 + 3} = 38.6 \text{ кА}$$

Найдем ударный ток в точке К₃:

$$i_{уд} = \bar{2} \cdot I_{K3}^3 \cdot K_{уд} = 1.4 \cdot 41.5 \cdot 1.92 = 111 \text{ кА}$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, соответствующий месту К.З в схеме.

Данные расчетов представлены в таблице 3

Таблица 3 – Данные расчета токов К.З.

№	U _н , кВ	K _{уд}	I _к ⁽³⁾ , кА	I _к ⁽²⁾ , кА	I _к ⁽¹⁾ , кА	I _к ^(1.1) , кА	i _{уд} , кА
К ₁	220	1,72	9.5	2.21	2.35	0.013	22.9
К ₂	110	1,8	9.6	-	-	-	24.2
К ₃	10	1,92	41.5	46.4	38.6	-	111

6 Выбор оборудования для ОРУ-220 кВ, ОРУ-110 кВ и КРУН-10 кВ подстанции «Центральная»

Выбор электрооборудования является одной из задач выпускной квалификационной работы. После увеличения мощностей подстанции возросли токи, а следовательно старое оборудование не сможет качественно выполнять поставленные задачи по нормальному функционированию данной подстанции. К тому же с 1981 года оборудование устарело, поэтому новое оборудование, будет качественно справляться со своими задачами.

При выборе оборудования необходимо учитывать ряд параметров, таких как: номинальные токи и напряжения, токи термической и электродинамической стойкости. Так же необходимо учитывать род установки (внутренняя или наружная), удобство размещения и его стоимость.

6.1 Выбор выключателей

Первым видом выбранного оборудования будут выключатели. Выключатель – это основной коммутационный аппарат в электроустановках, он предназначен для отключения и включения цепей в различных режимах.

Для данной подстанции, для установки на сторону ВН наиболее подходящим видом выключателя, является элегазовый выключатель, японской фирмы MitsubishiElectric, марка выключателя 200-SFMT40-SE.

Произведем сравнение данных выключателя с каталожными и полученные результаты занесем в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчетные и каталожные данные для выключателя 200-SFMT40SE

200-SFMT40SE

Расчитанные данные	Данные по каталогам
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 220 \text{ кВ}$

Продолжение таблицы 4

$I_{\text{НОМ,дл}} = 1.4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ,Т}}}{\sqrt{3} \cdot 230} = \frac{330000}{1.7 \cdot 230} = 844 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1200 \text{ А}$
$I_{\text{н,}\tau} = 9.5 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н,}\tau} \cdot e^{-\tau/T_a} = 4.17 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{НОР}}}{100} \cdot I_{\text{откл.НОМ}} = 16.8 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н,}\tau} + i_{\text{а,}\tau} = 17.47$	$\sqrt{2} \cdot I \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{НОР}}}{100} \right) = 72.8$
$i_{\text{уд}} = 22.9 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 101 \text{ кА}$
$I_{\text{н,0}} = 9.5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{н,0}}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_a = 22.56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 0.2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель 200-SFMT40SE удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

Так же произведем расчет и сравнение получившихся данных с каталожными выключателя для СН, наиболее подходящим так же станет элегазовый выключатель японского производства MitsubishiElectric, марка выключателя 100-SFMT 40-E. Расчеты сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчетные и каталожные данные для выключателя 100-SFMT40E

100-SFMT40E	
Расчитанные данные	Данные по каталогам
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ,дл}} = 1.4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ,Т}}}{\sqrt{3} \cdot 115} = \frac{300000}{1.7 \cdot 115} = 1534.5 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{н,}\tau} = 9.6 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н,}\tau} \cdot e^{-\tau/T_a} = 6.67 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{НОР}}}{100} \cdot I_{\text{откл.НОМ}} = 25.76 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н,}\tau} + i_{\text{а,}\tau} = 20.11$	$\sqrt{2} \cdot I \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{НОР}}}{100} \right) = 81.76$

$i_{уд} = 24.2 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 101 \text{ кА}$
$I_{н,0} = 9.6 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$
$B_k = I_{н,0}^2 \cdot t_{откл} + T_a = 23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0.2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель 100-SFMT40 удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

Аналогично производим расчет и сравнение получившихся данных с каталожными выключателя для НН. Наиболее подходящим так же станет элегазовый выключатель немецкого производства Schneider Electric, марка выключателя LF-1. Расчеты сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчетные и каталожные данные для выключателя LF-1

LF-1	
Расчитанные данные	Данные по каталогам
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет,ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном,дл} = 1.4 \cdot \frac{S_{ном,Т}}{\sqrt{3} \cdot 115} = \frac{30000}{1.7 \cdot 10.5} = 1680 \text{ А}$	$I_{ном} = 5000 \text{ А}$
$I_{н,τ} = 46.4 \text{ кА}$	$I_{откл,ном} = 50 \text{ кА}$
$i_{а,τ} = \sqrt{2} \cdot I_{н,τ} \cdot e^{-τ/T_a} = 23.9 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} \cdot I_{откл,ном} = 28 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{н,τ} + i_{а,τ} = 84$	$\sqrt{2} \cdot I \cdot \left(1 + \frac{\beta_{нор}}{100} \right) = 86$
$i_{уд} = 46.4 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$
$I_{н,0} = 111 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 134.4 \text{ кА}$
$B_k = I_{н,0}^2 \cdot t_{откл} + T_a = 11.14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 50^2 \cdot 0.2 = 500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель LF-1 удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

6.2 Выбор разъединителей

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, служащий для отключения и включения электрических цепей без тока или с небольшими токами. Разъединитель для обеспечения безопасности

имеет изоляционный промежуток между контактами в отключенном состоянии.

Произведем проверку разъединителей для всех типов напряжения:

Таблица 7 – Расчетные и каталожные данные РГН-220/1000 УХЛ-1

РГН-220/1000 УХЛ-1	
Расчитанные данные	Данные по каталогам
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{ном,дл} = 1.4 \cdot \frac{S_{ном,Т}}{\sqrt{3} \cdot 230} = \frac{330000}{1.7 \cdot 230} = 844 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{н,0} = 9.5 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 22.9 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 101 \text{ кА}$
$W_k = I_{н,0}^2 \cdot t_{откл} + T_a = 22.56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0.2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединитель удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

Таблица 8 – Расчетные и каталожные данные для разъединителя на U=110 кВ

РГН-110/2000 УХЛ-1	
Расчитанные данные	Данные по каталогам
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном,дл} = 1.4 \cdot \frac{S_{ном,Т}}{\sqrt{3} \cdot 115} = \frac{300000}{1.7 \cdot 115} = 1534.5 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{н,0} = 9.6 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 24.2 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 101 \text{ кА}$
$W_k = I_{н,0}^2 \cdot t_{откл} + T_a = 23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0.2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединитель удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

6.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это трансформатор, в котором первичная обмотка подключена к источнику тока, а вторичная обмотка замкнута на измерительных или защитных приборах, с малыми внутренними сопротивлениями. Трансформаторы тока обычно широко используют для измерения тока в устройствах релейной защиты электроэнергетических систем, в связи с чем они должны иметь высокую точность измерений.

Трансформаторы тока изолируют измерительные цепи от первичной цепи с высоким напряжением.

Для стороны ВН, выбираем трансформатор ТОГФ - 220

Трансформатор тока ТОГФ – 220 проверяется по следующим параметрам:

1.Номинальному напряжению:

$$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}}$$
$$220\text{кВ} \leq 220\text{кВ}$$

2.Номинальному току:

$$I_{\text{НОМ}} \leq I_{1\text{НОМ}}$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (6.1)$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{330000}{1.7 \cdot 220} = 844 \text{ А}$$

$$844 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$$

где $I_{\text{НОМ}}$ - номинальный расчетный (рабочий) первичный ток (нагрузки) трансформатора тока;

$I_{1\text{НОМ}}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока (по каталогам);

3. На электродинамическую стойкость:

$$i_{y\partial} \leq i_{\text{Э}\partial}$$
$$9.5 \text{ кА} \leq 160 \text{ кА}$$

4. На термическую стойкость:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} \quad (6.2)$$

$$B_K = I_{n,o}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_a \quad (6.3)$$

$$B_K = 22.56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$22.56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

Трансформатор тока ТОГФ – 110 выбирается по следующим параметрам:

1. Номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

2. Номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \leq I_{1\text{ном}}$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{300000}{1.7 \cdot 115} = 1534.5 \text{ А}$$

$$1534.5 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}$$

где $I_{\text{ном}}$ - номинальный расчетный (рабочий) первичный ток (нагрузки) трансформатора тока;

$I_{1\text{ном}}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока (по каталогам);

4. На термическую стойкость:

$$\begin{aligned}
 B_k &\leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} \\
 B_k &= I_{n,o}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_a \\
 B_k &= 23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \\
 I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} &= 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \\
 23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} &\leq 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}
 \end{aligned}$$

Трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

Трансформатор тока ТПШЛ-10 выбирается по следующим параметрам:

1.Номинальному напряжению:

$$\begin{aligned}
 U_{\text{ном}} &\leq U_{\text{сет.ном}} \\
 10\text{кВ} &\leq 10\text{кВ}
 \end{aligned}$$

2.Номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \leq I_{1\text{ном}}$$

$$\begin{aligned}
 I_{\text{ном}} &= \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \\
 I_{\text{ном}} &= \frac{30000}{1.7 \cdot 220} = 1680 \text{ А}
 \end{aligned}$$

$$1680 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}$$

где $I_{\text{ном}}$ - номинальный расчетный (рабочий) первичный ток (нагрузки) трансформатора тока;

$I_{1\text{ном}}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока (по каталогам);

4. На термическую стойкость:

$$W_k \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}$$

$$W_k = I_{n,o}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_a$$

$$W_k = 11.14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 134.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$11.14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 134.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

5.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения — это разновидность трансформатора, который преобразует высокое напряжение (6кВ и выше) в низкое (обычно 100В); трансформатор служит для отделения цепей релейной защиты и измерений от первичных цепей. Он применяется при неудобстве и невозможности прямого подключения измерительного прибора из за высоких напряжений в сети.

Выбор измерительного трансформатора напряжения производится так, чтобы на цепь оказывалось минимальное влияние и не происходило искажение форм сигналов.

Трансформатор напряжения НКФ – 220-58 У1 выбирается по следующим параметрам:

1. Номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет. ном}}$$

$$220\text{кВ} \leq 220\text{кВ}$$

2. Вторичной нагрузке - $S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$,

где $S_{2\Sigma}$ - номинальная полная мощность нагрузки

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов

Вторичную нагрузку трансформатора напряжения целесообразно определять с помощью таблицы 9.

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы подключенные к трансформатору	Вид	Мощность	Общая мощность	
			P	Q
Вольтметр	Э-335	3	6	
Вольтметр фазный	Э-335	10	20	

Продолжение таблицы 9.

Варметр	Д-335	1.5	7.5	
Ваттметр	Д-335/1	1.5	7.5	
Счетчик активной энергии	Меркурий 230	2	4	
Счетчик реактивной энергии	Меркурий 230	2.5	5	
Итого			50	

Трансформатор напряжения принимается к установке.

Трансформатор напряжения ЗНОГ - 110 выбирается по следующим параметрам:

1.Номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$$

$$110\text{кВ} \leq 110\text{кВ}$$

5. Вторичной нагрузке - $S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$,

где $S_{2\Sigma}$ - номинальная полная мощность нагрузки в выбранном классе точности, необходимой для присоединения счетчиков;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов

Вторичную нагрузку трансформатора напряжения определяем с помощью таблицы 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы подключенные к трансформатору	Вид	Мощность	Общая мощность	
			P	Q
Вольтметр	Э-335	3	6	

Вольтметр фазный	Э-335	10	20	
Ваттметр	Д-335	1.5	3	
Варметр	Д-335/1	1.5	3	
Счетчик активной энергии	Меркурий 230	2	4	
Счетчик реактивной энергии	Меркурий 230	2.5	5	
Итого			41	

Трансформатор напряжения принимается к установке.

Трансформатор напряжения ЗНОЛ - 10 выбирается по следующим параметрам:

1.Номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$$

$$10\text{кВ} \leq 10\text{кВ}$$

5. Вторичной нагрузке - $S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$,

где $S_{2\text{ном}}$ - номинальная полная мощность нагрузки;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов

Вторичную нагрузку трансформатора напряжения определяем с помощью таблицы 11.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы подключенные к трансформатору	Вид	Мощность	Общая мощность	
			P	Q
Вольтметр	Э-335	3	6	-
Вольтметр на пофазное измерение	Э-335	10	20	
Ваттметр	Д-335	1.5	3	
Варметр	Д-335/1	1.5	3	
Счетчик: Активной энергии	Меркурий 230	2	22	
Реактивной	Меркурий 230	2.5	27.5	

энергии				
Итого			109.5	

Трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

6.5 Выбор предохранителей

Для защиты измерительных трансформаторов напряжения используют предохранители. Выбор предохранителей производится:

- по напряжению установки: $U_{ном} < U_{сет.ном}$;
- по рабочему току: $I_{раб} < I_{ном}$;
- по току отключения: $I_{н,0} \leq I_{1н}$

1. Номинальному напряжению:

$$220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ}$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

2. Току отключения:

$$9.5 \text{ кА} \leq 10 \text{ кА}$$

$$9.6 \text{ кА} \leq 15 \text{ кА}$$

$$46.4 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}$$

Выбираем предохранители типа:

ПКН 001-220 У1

ПКН 001-110 У1

ПКН 001-10 У1

Условие выполняется, что свидетельствует о правильности выбора предохранителей.

6.6 Выбор гибких шин и проводов

В РУ выше 35 кВ применяются гибкие шины, роль которых исполняют гибкие провода марки АС.

Выбор токоведущих частей на стороне 220 кВ:

Шины выполняются гибкими проводами. Определим расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (6.4)$$

$$I_{\text{НОМ}} = 843 \text{ А}$$

$$I_{\text{МАХ}} = 1.4 \cdot I_{\text{НОМ}}; \quad (6.5)$$

$$I_{\text{МАХ}} = 1.4 \cdot 844 = 1181 \text{ А}$$

Определяем экономическую плотность тока ($T_{\text{МАХ}} = 7000 \text{ ч}$):

$$j_{\text{ЭК}} = 1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$$

Выберем сечение по экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{\text{НОМ}}}{j_{\text{ЭК}}} \quad (6.6)$$

$$S = \frac{844}{1} = 844 \text{ мм}^2$$

Выбираем два провод типа: АС - 450/56, $s = 450 \text{ мм}^2$, $d = 24 \text{ мм}$, $I_{\text{ДОП}} = 610 \text{ А}$, расстояние между соседними фазами 250 см.

Проверим провода по длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$$

$$1181 \text{ A} \leq 1200 \text{ A}$$

Проверка по условиям короны:

Определим начальную критическую напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{r_0}\right) \quad (6.7)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{11.2}\right) = 27.1 \text{ кВ/см}$$

Определяем напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср.г}}}{r_0}} \quad (6.8)$$

$$D_{\text{ср.г}} = 1.26 \cdot D \quad (6.9)$$

$$D_{\text{ср.г}} = 315 \text{ см}$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 220}{11.2 \cdot \lg \frac{315}{11.2}} = 7.9 \text{ кВ/см}$$

Условие отсутствия короны:

$$1.07 \cdot E \leq 0.9 \cdot E_0$$

$$8.4 \text{ кВ/см} \leq 24.4 \text{ кВ/см}$$

Окончательно принимаем токоведущие части в виде двух проводов типа АС - 450/56.

Выбор токоведущих частей на стороне 110 кВ:

Шины выполняются гибкими проводами. Определим расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 1534.5 \text{ А}$$

$$I_{\text{МАХ}} = 1.4 \cdot I_{\text{НОМ}};$$

$$I_{\text{МАХ}} = 1.4 \cdot 1534.5 = 2147 \text{ А}$$

Определяем экономическую плотность тока ($T_{\text{МАХ}} = 7000 \text{ ч}$):

$$j_{\text{ЭК}} = 1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$$

Выберем сечение по экономической плотности тока:

$$s = \frac{1534.5}{1} = 1534.5 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод типа: АС - 600/72, $s = 600 \text{ мм}^2$, $d = 28 \text{ мм}$, $I_{\text{ДОП}} = 2500 \text{ А}$, расстояние между соседними фазами 250 см.

Проверим провода по длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{\text{МАХ}} \leq I_{\text{ДОП}}$$

$$1534.5 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}$$

Проверка по условиям коронирования:

Определим начальную критическую напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{r_0}\right)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot 1 + \frac{0.299}{11.2} = 27.1 \text{ кВ/см}$$

Определяем напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср.г}}}{r_0}}$$

$$D_{\text{ср.г}} = 1.26 \cdot D$$

$$D_{\text{ср.г}} = 315 \text{ см}$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 115}{11.2 \cdot \lg \frac{315}{11.2}} = 22.8 \text{ кВ/см}$$

Условие отсутствия короны:

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

$$20.5 \text{ кВ/см} \leq 24.4 \text{ кВ/см}$$

Окончательно принимаем токоведущие части в виде провода типа АС - 600/72.

6.7 Выбор жестких шин

В закрытых распределительных устройствах 6-10 кВ шины выполняются жесткими алюминиевыми. При токах до 4000 А применяются одно и двух полосные шины.[15]

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам 6-10 кВ крепятся на фарфоровых изоляторах. Выбор ошиновки производится по экономической плотности тока.

Определяем расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 1680 \text{ А}$$

$$I_{\text{МАХ}} = 1.4 \cdot I_{\text{НОМ}};$$

$$I_{\text{МАХ}} = 1.4 \cdot 1680 = 2352 \text{ А}$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по экономической плотности тока:

$$s = \frac{2352}{1} = 2352 \text{ мм}^2$$

Выбираем жесткие шины прямоугольного сечения: АД31Т (120x8) мм² с
 $I_{\text{доп}} = 3900 \text{ А}$, допустимое напряжение в материале шин $\sigma_{\text{доп}} = 109 \text{ МПа}$

По условиям нагрева:

$$I_{\text{max}} = 3403.3 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 3900 \text{ А}$$

Минимальное сечение:

$$s_{\text{min}} = \frac{\overline{B}_k}{C_T} = \frac{\overline{331,9 \cdot 10^6}}{90} = 202 \text{ мм}^2 \quad (6.10)$$

$$s_{\text{min}} = \frac{\overline{331,9 \cdot 10^6}}{90} = 202 \text{ мм}^2$$

$$s_{\text{min}} = 202 \text{ мм}^2 \leq s_{\text{ш}} = 2431 \text{ мм}^2$$

Определим момент инерции:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12} \quad (6.11)$$

$$J = 0.51 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$$

Определим массу шины на единицу длины:

$$m = \delta \cdot S \cdot l \quad (6.12)$$

$$m = 1.59 \text{ кг/м}$$

где $\delta = 2,7 \cdot 10^{-3}$ кг/см – плотность материала шины;

S – сечение шины;

l – длина шины.

Определим частоту собственных колебаний:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l_{np}^2} \cdot \frac{E \cdot J}{m} \quad (6.13)$$

$$f_0 = \frac{4.73^2}{2 \cdot 3.14 \cdot 0.45^2} \cdot \frac{7 \cdot 10^7 \cdot 0.51 \cdot 10^{-8}}{1.59} = 198 \text{ Гц}$$

где $E = 7 \cdot 10^3$ Па – модуль упругости материала шины;

$l_{np} = 0,45$ м – длина пролета между изоляторами;

$r_1 = 4,73$ – параметр основной собственной частоты шины.

Определим момент сопротивления:

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6} \quad (6.14)$$

$$W = \frac{6 \cdot 0.8^2}{6} = 0.68 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

Определим максимальное напряжение в материале при трехфазном

к.з.:

$$f_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{np}^2 \cdot i_{уд}^2 \cdot k_\phi \cdot k_{расп}}{\lambda \cdot W \cdot a} \quad (6.15)$$

$$f_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0.45^2 \cdot (25.19 \cdot 10^3)^2 \cdot 0.95 \cdot 1}{12 \cdot 0.68 \cdot 10^{-6} \cdot 0.22} = 17.26 \text{ МПа}$$

где $k_\phi = 0,95$ – коэффициент формы;

$k_{расп} = 1$ – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников;

$\lambda = 12$ - коэффициент, зависящий от условия закрепления шины;

$a = 0,22$ м – расстояние между фазами.

Шины механически прочны:

$$\sigma_{раб} = 17.26 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп} = 109 \text{ МПа}$$

Окончательно принимаем: алюминиевые шины типа АДЗ1Т (120x8) мм².

7 Релейная защита подстанции «Центральная»

Релейная защита — совокупность автоматизированных устройств, служащих для мгновенного нахождения и разъединения от энергосистемы поврежденного оборудования или линий при аварийных ситуациях, с целью безопасности всей системы.[1,17]

Три главные защиты силового трансформатора:

- дифференциальная защита;
- максимальная токовая защита;
- токовая защита нулевой последовательности (в том случае если нейтраль трансформатора заземлена)[17]

7.1 Расчет релейной защиты

За защиту подстанции будет отвечать релейная защита на микропроцессорных блоках «СИРИУС» отечественного московского предприятия ЗАО «Радиус Автоматика»

Данная защита будет являться основной защитой силового трансформатора.

Рассчитаем дифференциальную защиту:

7.1.1 Общие уставки

Номинальные токи для каждой стороны:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ср}}}, \quad (7.1)$$

Где $S_{\text{ном}}$ – мощность на каждой стороне трансформатора;

$U_{\text{ном.ср}}$ - напряжение среднего диапазона регулирования

Расчет вторичных номинальных токов сторон трансформатора,:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{ном.перв}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_1}, \quad (7.2)$$

Где k_1 - коэффициент трансформации;

$k_{\text{сх}}$ - коэффициент схемы;

Рассчитанные токи принимаются в качестве основных токов каждой из сторон и задаются. Расчеты сводятся в таблицу 12

Таблица 12 – Расчет уставок РЗ

Параметр Релейной защиты	Обозначение	ВН	СН	НН
Первичный ток на сторонах трансформатора, А	$I_{\text{ном.перв}}$	$\frac{330000}{\sqrt{3} \cdot 218} = 889 \text{ А}$	$\frac{300000}{\sqrt{3} \cdot 111} = 1587 \text{ А}$	$\frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1604 \text{ А}$
Схема соединения трансформаторов тока	D – звезда Y – треугольник	D	Y	Y
Коэффициент трансформации	k_1	1200/5	1600/5	1800/5

Вторичный ток, А	$I_{\text{ном.втор}}$	$\frac{889 \cdot \sqrt{3}}{1200/5} = 6.3 \text{ А}$	$\frac{1587 \cdot 1}{1600/5} = 4.97 \text{ А}$	$\frac{1604 \cdot 1}{1800/5} = 4.46 \text{ А}$
Значение уставок		6.3	4.97	4.46
РПН, %	16			

7.1.2 Расчет чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

7.1.2.1 Базовая уставка дифференциального тока срабатывания на горизонтальном участке без торможения $I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}}$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}},$$

где $K_{\text{отс}} = 1.2$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч}}$ – относительный ток небаланса.

Относительный расчетный ток небаланса состоит из трех составляющих и определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}, \quad (7.3)$$

где $K_{\text{пер}} = 2.5$ – коэффициент, учитывающих переходный режим;

$K_{\text{одн}} = 1.0$ – коэффициент однотипности;

$\varepsilon = 0.05$ – относительной значение полной погрешности;

$\Delta U_{\text{РПН}} = 0.16$ – полный размах РПН;

$\Delta f_{\text{добав}} = 0.04$ – поправка на неточность задания номинальных токов сторонтрансформатора [16].

Коэффициент торможения

Дифференциальный ток, равный току небаланса и рассчитываемый по следующей формуле:

$$I_{\text{диф}} = I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}} \cdot I_{\text{СКВ}}, \quad (7.4)$$

где $\varepsilon = 0.1$ – относительное значение полной погрешности трансформатора

Тормозной ток равен:

$$I_{\text{торм}} = (I_{\text{СКВ}} + I_{\text{СКВ}} - I_{\text{диф}}) / 2 \quad (7.5)$$

Коэффициент снижения тормозного тока рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{сн.т}} = \frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{СКВ}}} = 1 - 0.5 \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}} = 1 - 0.5 I_{\text{нб.расч}} \quad (7.6)$$

Для того чтобы реле не сработало при прохождении сквозного тока, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 I_{\text{диф}}}{I_{\text{торм}}} = 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} \quad (7.7)$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{\text{м2}} / I_{\text{баз}}$

Во второй участок характеристики попадают витковые короткие замыкания в силовом трансформаторе, поэтому рекомендуется выбирать уставку в диапазоне 1.5 – 2.

Уставка блокировки по второй гармонике $I_{\text{дг2}} / I_{\text{дг1}}$

На основании широкого опыта применения данной защиты различными фирмами, рекомендуется выбирать данную уставку в диапазоне 12 – 15 %.

Таблица 13 – Расчет уставок ДЗТ – 2

Параметр уставки	Обозначение	Значение
Ток небаланса	$I_{\text{нб.расч}}$	0.325

Уставка срабатывания	$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}$	0.39
Принятое значение	Диапазон уставки (0.3-1.0)	0.4
Расчетный коэффициент торможения, %	$K_{\text{торм}}$	46.6
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{\text{сн.т}}$	0.838
Принимаем значение уставки коэффициента торможения	Диапазон (10 - 100) %	47
Значение уставки второй точки излома	Диапазон (1.0 – 2.0)	1.5
Значение уставки блокировки по второй гармонике	Диапазон (0.06 – 0.20)	0.1

Расчет дифференциальной токовой отсечки (ДЗТ – 1)

Отстройка от данных токов выполняется по следующей формуле:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}} \cdot I_{\text{кз.вн.макс}} \quad (7.8)$$

где $K_{\text{отс}} = 1.5$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{пер}} = 3.0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

Расчет дифференциальной защиты ДЗТ - 1 представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет уставок ДЗТ – 1

Параметруставки	Буквенное обозначение	Значение
Максимальный ток внешнего КЗ на стороне НН, А	$I_{\text{кз.вн.макс}}$	46400
Ток небаланса при внешнем КЗ, А	$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}}$	27.4
Расчетный ток максимального внешнего КЗ, А	$I_{\text{кз.вн.макс}} / I_{\text{ном.ВН}}$	52.2

Принятое значение	Диапазон (4 – 30)	28
-------------------	----------------------	----

7.1.4 Сигнализация в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ – 3)

Уставка по току в данном случае выбирается меньше, чем минимальная уставка ДЗТ – 2. Уставка по времени выбирается порядка нескольких секунд, для обеспечения выявления неисправностей в цепях.

9 Собственные нужды подстанции

На подстанции с двумя трансформаторами устанавливаются два трансформатора собственных нужд: их мощность выбирается в соответствии с нагрузкой и берется в расчет возможная допустимая перегрузка, в случае выхода из строя одного из трансформатора.[11]

Таблица 15 - Собственные нужды подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность, кВт		
	п, штук	$P_{уд}$, кВт/ед.	Всего
1. Охлаждение для трансформаторов	2	3	6
2. Подогрев автоматических выключателей 220 кВ	2	1,8	3,6
3. Подогрев автоматических выключателей 110 кВ	2	1,8	3,6
4. Подогрев выключателей 10 кВ	7	1,2	8,4
5. Подогрев шкафов на участке КРУН-10	13	1	13
6. Подогрев шкафов РЗА	1	1	1
7. Подогрев приводов разъединителей	31	0,6	18,6
8. Отопление, освещение, вентиляция КРУН-10 кВ	1	5	5
9. Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	1	80	80
10. Отопление, освещение, вентиляция	1	5,5	5,5
11. Освещение на участке ОРУ-220 кВ	1	2	2
12. Освещение на участке ОРУ-110 кВ	1	2	2
13. АСКУЭ	1	0.1	0.1
14. Подзарядный агрегат	2	23	46
15. Видеонаблюдение	4	0.5	2
16. Отопление маслохозяйства	1	70	70
Итого:			266.8
С учетом коэффициента загрузки 0,7			
Всего:			186.76

Выбираем трансформатор ТМ – 250 кВА.

10 Расчет заземления подстанции «Центральная»

Заземление – это электрическое соединение металлических нетоковедущих частей электроустановок с землей.

Заземление всех сооружений подстанции образует заземляющее устройство. Это устройство является сеткой из продольных и поперечных заземлителей, а так же вертикальных заземлителей и заземляющих проводников. [8]

Произведем расчет заземления по методике. Исходные данные для расчета представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Исходные данные для расчета заземления

Данные для расчета	Величина
Площадь подстанции S , м ²	12000 м ² (150м x 80м)
Грунт, с удельным сопротивлением ρ , Ом · м	Супесок, $\rho = 300$ Ом · м
Время действия РЗ $t_{р.з}$ / собственное время отключения выключателя $t_{о.в}$, с.	0.12 / 0.0350.6 м
Глубина закладки заземлителей, t , м	0.6 м
Значение тока двухфазного тока КЗ	433 А

Рассчитаем напряжение на заземлителе:

$$U_z = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_{\text{п}}}, \quad (10.1)$$

Где $U_{\text{пр.доп}} = 300$ - наибольшее допустимое напряжение прикосновения.

$k_{\text{п}}$ - коэффициент напряжения прикосновения.

$$\kappa_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{\text{В}} L_{\Gamma}}{a \bar{S}}\right)^{0,45}} = 0.16 \quad (10.2)$$

$$\kappa_{\Pi} = 0.16$$

Где $l_{\text{В}} = 5\text{ м}$ – длина заземлителя горизонтального типа,
 L_{Γ} - 1080 м – длина заземлителей горизонтального типа,
 $a = 5\text{ м}$ – расстояние между вертикальными заземлителями
Площадь заземления (\bar{S} , м^2) принимается равной площади подстанции.
 $M = 0.5$ – параметр, зависящий от грунта

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + 1.5\rho_{\text{в.с}}} \quad (10.3)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1.5 \cdot 84} = 0.88$$

Коэффициент определяемый по сопротивлению человека $R_{\text{ч}} = 1000\text{ Ом}$

$$U_{\text{з}} = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{\kappa_{\Pi}} = \frac{400}{0.16} = 2500\text{ В}$$

Полученное значение входит в предел допустимого значения 10 кВ.

$$R_{\text{з.доп}} = \frac{U_{\text{з}}}{I_{\text{з}}} = \frac{2500}{433} = 5.8 \quad (10.4)$$

$$R_{\text{з.доп}} = \frac{2500}{433} = 5.8\text{ Ом}$$

Расчетная модель заземлителя:

$$\bar{S} = \overline{150 \cdot 80} = 110\text{ м}$$

Число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \bar{S}} - 1 = \frac{1080}{2 \cdot 110} - 1 = 4.9 \quad (10.5)$$

$$m = \frac{1080}{2 \cdot 110} - 1 = 4.9$$

Принимаем $m=5$

Длина полос:

$$L'_{\Gamma} = 2 \bar{S} m + 1 = 1320 \text{ м} \quad (10.6)$$

$$L'_{\Gamma} = 1320 \text{ м}$$

Длина сторон каждой ячейки:

$$b = \frac{\bar{S}}{m} = \frac{110}{5} = 22 \text{ м} \quad (10.7)$$

$$b = \frac{110}{5} = 22 \text{ м}$$

Число вертикальных заземлителей:

$$n_{\text{в}} = \frac{\bar{S} \cdot 4}{1 \cdot l_{\text{в}}} = \frac{110 \cdot 4}{5} = 88 \quad (10.8)$$

$$n_{\text{в}} = \frac{110 \cdot 4}{5} = 88$$

Общая длина:

$$L_{\text{в}} = l_{\text{в}} n_{\text{в}} \quad (10.9)$$

$$L_{\text{в}} = 5 \cdot 48 = 240 \text{ м}$$

Глубина погружения:

$$\frac{l_B + t}{S} \quad (10.10)$$
$$\frac{5 + 0.6}{110} = 0.05 < 0.1$$

Тогда:

$$A = 0.444 - 0.84 \frac{l_B + t}{S} = 0.404 \quad (10.11)$$
$$A = 0.404$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{S} + \frac{\rho_3}{L_\Gamma + L_B} = 0.37 \text{ Ом} \quad (10.12)$$
$$R_3 = 0.37 \text{ Ом}$$

Найдем напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{П}} I_3 R_3 \quad (10.13)$$
$$U_{\text{пр}} = 0.16 \cdot 433 \cdot 0.37 = 25.6 \text{ В,}$$

Что меньше допустимого значения 400 В.

Принимать меры по снижению напряжению прикосновения не требуется.

11 Молниезащита подстанции «Центральная»

Все оборудование, здания, сооружения, расположенное на территории подстанции, с необходимой надежностью, должно защищаться от прямых ударов молнии - специальными молниеотводами.

Есть два вида молниеотводов: тросовые – для защиты ЛЭП и стержневые – для защиты зданий от прямых ударов молнии.[14]

Устройство защиты от прямых ударов молнии (молниеотводы) — это молниеприемники, токоотводы и заземлители.

Молниезащита выполняется отдельностоящими и порталными молниеотводами. Высота отдельностоящего молниеотвода $h = 32$ м, а высота порталного $h = 12$ м.

11.1 Расчет отдельно стоящих молниеотводов

Надежность защиты $P_3 = 0.9$.

Находим высоту конуса молниеотвода:

$$h_0 = 0.85h \quad (10.1)$$

$$h_0 = 0.85 \cdot 32 = 27.2 \text{ м.}$$

Найдем радиус внешнего защитного конуса:

$$r_0 = 1.2h \quad (10.2)$$

$$r_0 = 1.2 \cdot 32 = 38.4 \text{ м}$$

Максимальная высота зоны защиты между двумя молниеотводами:

$$h_c = \frac{L_{max} - L}{L_{max} - L_c} h_0 \quad (10.3)$$

Где $L_{max} = 5.75 - 3.57 \cdot 10^{-3} h - 30 \cdot h = 183.8$ м - предельное расстояние между молниеприемниками;

$L_c = 2.5h = 2.5 \cdot 32 = 80$ м - расчетное расстояние между молниеприемниками:

$L = 80$ м –действительное расстояние между молниеотводами.

$$h_c = \frac{183.8 - 90}{183.8 - 80} \cdot 27.2 = 24.6 \text{ м};$$

Определяем максимальную полуширину зоны

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (10.4)$$

$$r_x = \frac{38.4 \cdot (27.2 - 10)}{27.2} = 24.3 \text{ м}$$

$$l_x = \frac{L}{2} \quad (10.5)$$

$$l_x = \frac{90}{5} = 45 \text{ м}$$

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c} \quad (10.6)$$

$$r_{cx} = \frac{38.4 \cdot (24.6 - 10)}{24.6} = 22.8 \text{ м}$$

11.2 Расчет порталных молниеотводов

Расчет порталных молниеотводов выполнен аналогично отдельно стоящим, по формулам и представлен в таблице 17.

Таблица 17 – расчет порталных молниеотводов.

Величина	Значение
h_0 , м	10.2
r_0 , м	14.4
h_c , м	18.7
r_x , м	15.9
l_x , м	15
r_{cx} , м	17.8

Заключение

На первом этапе выполнения выпускной квалификационной работы были проанализированы нагрузки подстанции «Центральная» и перспективы развития питаемого района. В результате проведенного анализа получено, что на подстанции планируется прирост мощности, что ставит необходимым замену существующих силовых автотрансформаторов на более мощные. Произведя технико-экономический расчет, получено, что силовой автотрансформатор АДЦТН - 250000 полностью подходит для дальнейшей эксплуатации и был принят к установке на место старого силового трансформатора мощностью 125 МВА.

Увеличение нагрузки питаемого района привело к тому, что подстанция «Центральная» изменила свой статус в энергосистеме, что потребовало замены схему распределительного устройства на схему №220 – 9 «Одна секционированная система шин». Выбранная схема будет обладать более высокой надежностью и безопасностью.

В работе были рассчитаны токи короткого замыкания. Полученные значения тока К.З на стороне НН – 46.4 кА. По результатам расчета токов К.З. было подобрано соответствующее оборудование удовлетворяющее требованиям отключающей способности и термической стойкости.

Целью выпускной квалификационной работы была полная реконструкция подстанции «Центральная». Оборудование ОРУ – 220 кВ, ОРУ – 110 кВ и КРУН – 10 кВ было заменено на новое, все оборудование кроме выключателей произведено в России. Выключатели изготовлены в Германии, это - MitsubishiElectric 200-SFMT40-SEи ЯпонииSchneiderElectricLF-1, удовлетворяют всем требованиям и готовы к нормальному функционированию на подстанции «Центральная» г.Казань.

Релейная защита выполнена на микропроцессорных блоках «СИРИУС». В работе подробно представлен расчет дифференциальной релейной защиты силового трансформатора на базе блоков «Сириус-Т».

На подстанции «Центральная» выбрана система оперативного тока – на постоянном токе. Для питания системы оперативного тока установлены аккумуляторные батареи «EnerSysPowerSafe 6 OPzV 300», с постоянной подзарядкой от ТСН.

Выполнен расчет молниезащиты и заземления подстанции. Молниезащита выполнена стержневыми молниеотводами установленными отдельно и на порталах.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы разработан проект реконструкции электрической части подстанции «Центральная» 220/110/10 кВ, который удовлетворяет всем техническим требованиям и обладает требуемым уровнем надежности электроснабжения потребителей

Список использованных источников

- 1 ГОСТ Р 56865 – 2016. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Технический учет и анализ функционирования [Текст]. – Введ. 2016-07-17. – М. : ОАО «СО ЕЭС» 2016. – 16 с.
- 2 ГОСТ 721-77 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В[Текст]. – Последнее изменение: 16.01.2015. – 72с.
- 3ГОСТ 1516.1-76Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции[Текст]Последнее изменение: 16.01.2015. – 51 с.
- 4 Фролов Ю.М. Основы электроснабжения : учеб. пособие / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. – Санкт- Петербург : Лань, 2012. – 432 с.
- 5 Сивков Александр Анатольевич, Сайгаш Анастасия Сергеевна, Герасимов Дмитрий Юрьевич.Основы Электроснабжения: Учебное пособие 2-е изд., испр. и доп. - Сер. 11 Университеты России, Москва издательство «Юрайт», 2016.-173с
- 6 Конюхова Елена Александровна. К65 Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий (теория и примеры) : учебное пособие / Е.А. Конюхова. – Москва : РУСАЙНС, 2017. – 160 с.
- 7 Конюхова Е.А. Электроснабжение: Учебник для студ. учреждений высшего проф. образования. — М.: Издательский дом МЭИ, 2014.
- 8 А. Н. Бохан. Проектирование подстанций систем электроснабжения : учеб. пособие / А. Н. Бохан. - Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2017. – 311 с.
- 9 Короткевич М.А. Эксплуатация электрических сетей : учебник / М.А. Короткевич. – 2-е изд., испр. и доп. – Минск : Высшая школа, 2014. – 350с.
- 10 Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования. – М.: Директ-Медиа, 2014. – 414с.

11 И.П. Крючков Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учебное пособие для вузов // И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев и др.: под ред. И.П. Крючкова, В.А. Старшинова. – Издательский дом МЭИ, 2012 – 568 с.

12 Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок : учебник для проф.учеб.заведений/ Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин, В.А. Яшков. – М. – Берлин: Директ-Медиа, 2014. – 337с.

13 Быстрицкий Г.Ф. Общая энергетика (Производство тепловой и электрической энергии) : учебник , Г.Ф. Быстрицкий, Г.Г. Гасангаджиев, В.С. Кожиченков. – 2-е изд., стер. – М. – КНОРУС, 2016. – 408 с.

14 Куликов, Ю.А. Переходные процессы в электроэнергетических системах: учеб. пособие.- М.: Издательство «Омега-Л»,2013.- 384 с.: ил., табл.- (Высшее техническое образование).

15 Мартынова И.О. Электротехника. : учебник / И.О. Мартынова. – М. : КНОРУС,2015.- 304 с. – (Среднее профессиональное образование).

16 Немцов М.В. Электротехника: учебник для студ. Учреждений высш. образования : В 2 кн.Кн.1/ М.В.Немцов.- М.: Издательский центр «Академия», 2014. – 240 с. – (Сер. Бакалавриат).

17 Немцов М.В. Электротехника: учебник для студ. Учреждений высш. образования : В 2 кн.Кн.2/ М.В.Немцов.- М.: Издательский центр «Академия», 2014. – 288 с. – (Сер. Бакалавриат).

18 Шишмарев В.Ю. Средства измерений: учебник для студ. Учреждений сред. проф. образования / В.Ю.Шишмарев.- 5-е изд., испр.-М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 320 с.

19 Борисов Ю.М. Электротехника: учебник / Ю. М. Борисов, Д.Н. Липатов, Ю.Н. Зорин.- 3 изд.- СПб.: БХВ-Петербург, 2012. – 592 с.: ил.- (Учебная литература для вузов)

20 Васильева Т.Н. Надежность электрооборудования и систем электроснабжения : учебник для студентов высш. образования.- Научное издание.- М.: Горячая линия-Телеком,2017.- 152с.

21GokulDharan. Electrical substation[Text] Energy Education. 2015. – URL: http://energyeducation.ca/encyclopedia/Electrical_substation (датаобращения 01.04.2017)

22Brain Marshall, Dave Roos. 2015. - How Power Grids Work [Text],URL: <http://science.howstuffworks.com/environmental/energy/power.html> (датаобращения 22.03.2017)

23Alstom. 2015. - What is an electric substation? [Text]. URL: <http://www.alstom.com/grid/about-us/understanding-electrical-grids/What-is-an-electric-substation/> (дата обращения 17.04.2017)

24Enmax. 2015. -Substations[Text],URL:<https://www.enmax.com/generation-wires/transmission-and-distribution/our-system/substations> (датаобращения 11.02.2017)

25United States Department of Labor. 2015. - IllustratedGlossary:Substations[Text].URL:https://www.osha.gov/SLTC/etools/electric_power/illustrated_glossary/substation.html (дата обращения 24.05.2017)

26 JordanHanania., 2015. – Powerplant., [Text] URL: http://energyeducation.ca/encyclopedia/Power_plant (датаобращения 23.03.2017)

27Jim Phipps.2016. - «What is the difference between a grid and a substation?»[Text]–URL: <https://www.quora.com/What-is-the-difference-between-a-grid-and-a-substation> (Датаобращения 22.01.2017)

28Trevor Gamblin. 2015.-Understanding Electricity[Text] URL: <https://www.allaboutcircuits.com/technical-articles/understanding-electricity-with-hydrodynamics/> (датаобращения 19.03.2017)

29Allison Campbell. 2015. – Direct Current[Text]. – URL: http://energyeducation.ca/encyclopedia/Direct_current (датаобращения 30.01.2017)

30Carl Johnson University of Colorado 2015. Circuit Construction Kit (DC Only), Virtual Lab [Text]. URL:<https://phet.colorado.edu/en/simulation/circuit-construction-kit-dc-virtual-lab> (дата обращения 25.04.2017)

Приложение А

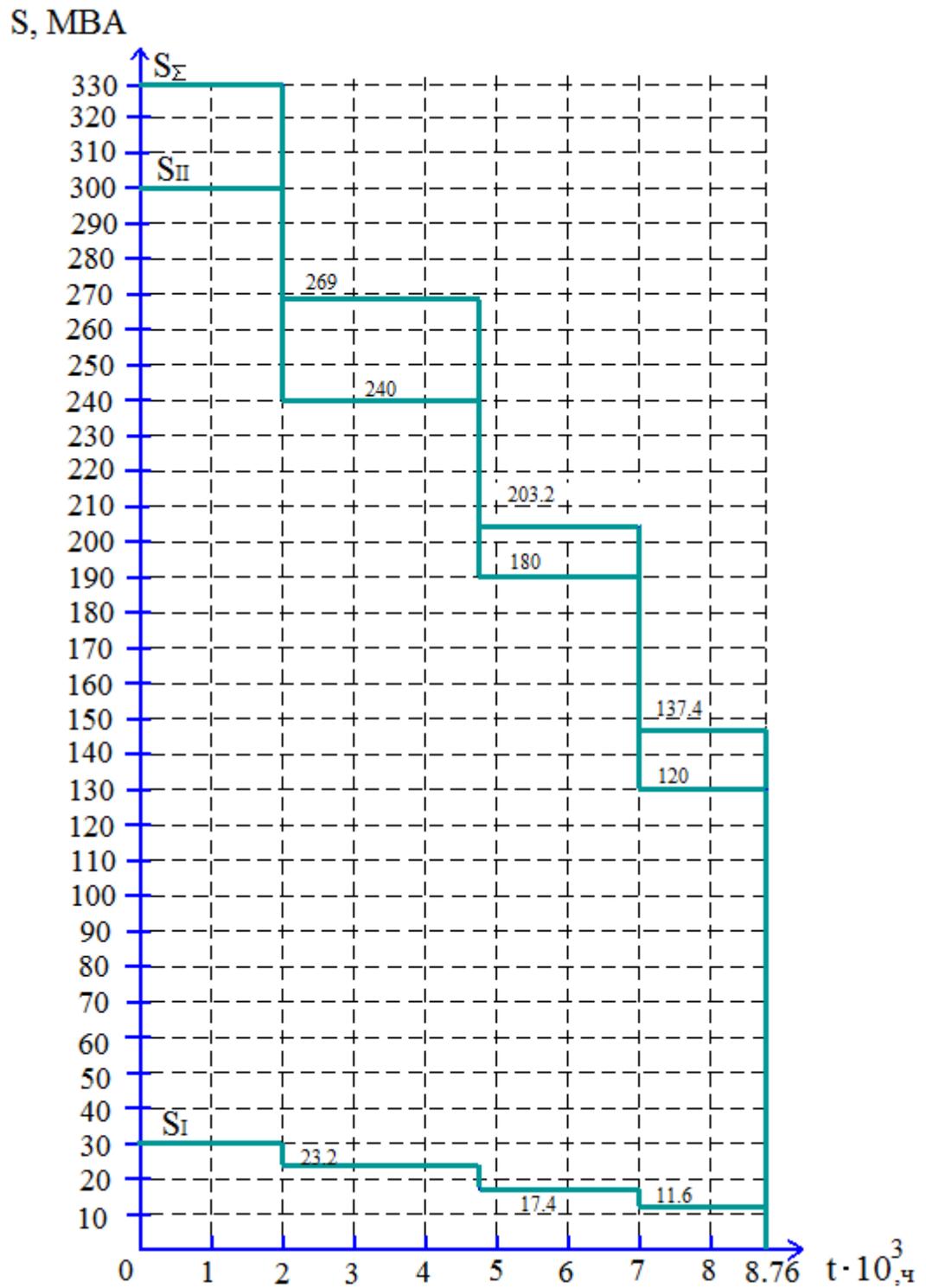


Рисунок А.1 – Годовой график нагрузки подстанции «Центральная»

Приложение Б

Таблица Б.1 - Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторах АТДЦТН 200

i	S_{Bi} , MBA	S_{Ci} , MBA	S_{Hi} , MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{a,в,i}$	$k_{a,с,i}$	$k_{a,н,i}$	$\Delta W_{к,в,i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к,с,i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к,н,i}$, кВт·ч
1	330000	300000	30000	2	2000	620000	2.7	2.25	0.02	3415500	483750	43300
2	269000	240000	23200	2	2750	852500	1.8	1.44	0.013	3130875	425700	38699
3	203200	180000	17400	2	2250	697500	1.03	0.81	0.008	1465819	195919	19485
4	137400	120000	11600	1	1760	272800	0.47	0.36	0.003	1046408	136224	11431
						$\sum \Delta W_x$ =2442800				$\sum \Delta W_{к,в}$ =9058602	$\sum \Delta W_{к,с} = 1241593$	$\sum \Delta W_{к,н}$ =112915
						$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum \Delta W_x + \sum \Delta W_{к,в} + \sum \Delta W_{к,с} + \sum \Delta W_{к,н} = 10413110 \text{ кВт·ч}$						

Таблица Б.2 - Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе АТДЦТН 250

i	S_{Bi} , MBA	S_{Ci} , MBA	S_{Hi} , MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{a,в,i}$	$k_{a,с,i}$	$k_{a,н,i}$	$\Delta W_{к,в,i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к,с,i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к,н,i}$, кВт·ч
1	330000	300000	30000	2	2000	730000	1.74	1.44	0.01	1867020	374400	28290
2	269000	240000	23200	2	2750	1003750	1.16	0.92	0.008	1711435	328900	31119
3	203200	180000	17400	1	2250	410625	0.65	0.52	0.005	1569263	304200	31826
4	137400	120000	11600	1	1760	321200	0.3	0.3	0.002	566544	105248	9958
						$\sum \Delta W_x$ =2465575				$\sum \Delta W_{к,в}$ =5714262	$\sum \Delta W_{к,с}$ =1112748	$\sum \Delta W_{к,н}$ =101193
						$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum \Delta W_x + \sum \Delta W_{к,в} + \sum \Delta W_{к,с} + \sum \Delta W_{к,н} = 6928203 \text{ кВт·ч}$						