


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


 Коваленко И. В.

« 9 » июня 2016г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.04

Проект ТЭЦ - 675 МВт.

Руководитель  15.06.16 доцент, канд.техн.наук. Егонский А. А.

Выпускник  15.06.16 Одинцов М.Е.

Красноярск 2016


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Коваленко И. В.

« 22 » сентября 2015г

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
В ФОРМАТЕ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студенту Одинцову Михаилу Ефимовичу

Группа ФЭ12-03Б Направление (специальность) 13.03.02.04

Электроэнергетика и электротехника, (профиль) Электрические станции

Тема выпускной квалификационной работы

«Проект ТЭЦ-675МВт.»

Утверждена приказом по университету № 4724/с от 05.04.2016 г.

Руководитель ВКР – А.А.Егонский, канд.техн.наук, доцент кафедры «ЭСиЭЭС» ПИ СФУ.

Исходные данные для ВКР:

1) Число и мощность генераторов 3×225 кВт; 2) Связь системой, $S_c = 5400$ МВт, $S_{c2} = 4500$ МВт; $l_1 = 50$ км; $l_2 = 100$ км; $l_3 = 70$ км; 3) Мощность на линии 220 кВ, $P_{\max 220} = 300$ МВт

Перечень разделов ВКР: 1) Выбор и компоновка энергооборудования; 2) Расчёт токов короткого замыкания; 3) Выбор схемы распределительного устройства; 4) Выбор электрических аппаратов, шинных конструкций, токопроводов и кабелей; 5) Расчет молниезащиты и заземляющих устройств;

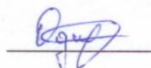
Перечень графического материала: 1) Главная схема электрических соединений ТЭЦ-675МВт; 2) Разрез ячеек ОРУ 220 кВ; 3) План открытого распределительного устройства 220 кВ; 4) Схема электроснабжения собственных нужд;

Руководитель ВКР



Егонский А.А.

Задание принял к исполнению



Одинцов М.Е.

«22» января 2015г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект ТЭЦ-675МВт» содержит 47 страниц текстового документа, 18 использованных источников, 4 листов графического материала.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ, ОБОРУДОВАНИЕ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ЭЛЕКТРИЧЕСТВО, ЗАЩИТА, НАДЕЖНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, СТРУКТУРНЫЕ СХЕМЫ ТЭЦ.

Задачи:

- проектирование технологической части ТЭЦ-675МВт;
- проектирование электрической части ТЭЦ-675МВт;
- выбор основного электротехнического оборудования;
- расчёт токов короткого замыкания;
- выбор электрических аппаратов;
- выбор шинных конструкций, токопроводов и кабелей;
- проектирование молниезащиты;
- проектирование заземляющих устройств;
- проектирование главной схемы электрических соединений;
- проектирование схемы электроснабжения собственных нужд.

В итоге была спроектирована ТЭЦ-675МВт, отвечающая всем необходимым требованиям.

Содержание

1.0. Электрическая часть.....	4
1.1. Структурная схема станции	4
1.2. Выбор основного оборудования	4
1.2.1 Выбор генераторов	4
1.2.2. Выбор блочных трансформаторов	5
1.2.3. Выбор трансформаторов собственных нужд	6
1.2.4. Предварительный выбор выключателей	6
1.2.5. Определение числа линий связи с нагрузкой	8
1.2.6. Потери электроэнергии в трансформаторах	8
1.3. Расчёт токов короткого замыкания	10
1.3.1. Расчёт токов короткого замыкания в точке К-1	12
1.4. Расчет токов КЗ на шинах собственных нужд 6 кВ	16
1.5 Выбор оборудования для шкафов КРУ-6кВ	19
1.5.1. Выбор выключателей и ячеек КРУ-6кВ	19
1.5.2 Выбор шин РУСН	20
1.5.3. Выбор опорных и проходных изоляторов	22
2.0. Выбор выключателей	24
2.1. Выбор выключателей и разъединителей на напряжение 220кВ	24
2.1.1. Выбор генераторных выключателей и разъединителей	25
2.1.2. Выбор генераторного токопровода	25
2.2. Выбор длинных связей 220кВ.	26
2.3. Выбор гибких сборных шин и ошиновки	28
2.4. Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения	29
2.4.1. Выбор измерительных трансформаторов тока на генераторное напряжение	29
2.4.2. Выбор измерительных трансформаторов тока в цепи РУ 220 кВт	30
2.4.3. Выбор измерительных трансформаторов напряжения в цепи генератора	32
2.4.4. Выбор измерительных трансформаторов напряжения на напряжение 220 кВ	34
2.5. Выбор ограничителей перенапряжения	36
2.6. Выбор главной схемы электрических соединений РУ 220кВ	37
3.0 Молниезащита ОРУ 220 кВ	38
4.0 Расчёт заземляющих устройств для ОРУ 220 кВ	40
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	46

Задание

ТЭЦ- 675 МВт

Таблица 1-Вводные данные

$U_1, \text{кВ}$	$P_{\max 220}, \text{МВт}$	$l, \text{км}$	$S_{C1}, \text{МВт}$	$S_{C2}, \text{МВт}$
220	300	$l_1=50$ $l_2=100$ $l_3=70$	5400	4500

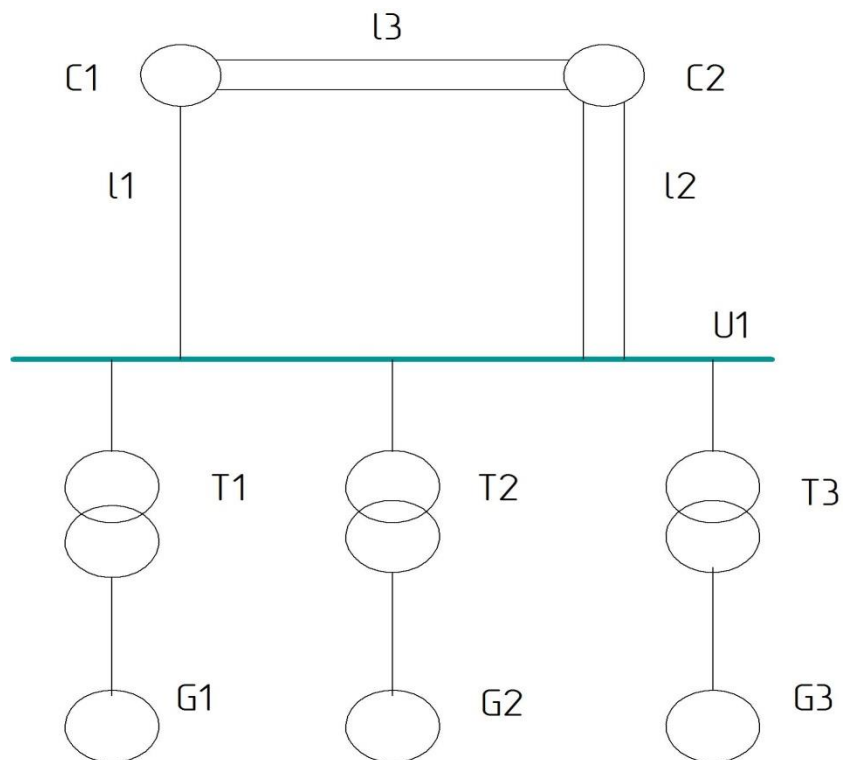


Рисунок 1. – Структурная схема станции

ВВЕДЕНИЕ

Основой развития энергетики является сооружение электростанций большой мощности. Электрификация оказывает определяющее влияние на развитие всех отраслей народного хозяйства. Отсюда объективно следует необходимость опережающих темпов развития энергетики и электрификации, непрерывного роста производства электроэнергии и тепла. Уровень развития энергетики в наиболее обобщенном виде отражает достигнутый технико-экономический потенциал любой страны.[18]

Данная выпускная квалификационная работа содержит проект ТЭЦ-675 МВт. Электрическая станция должна иметь 3 генераторов активной мощностью 225 МВт каждый[11]. Реализация проекта направлена на стабильное обеспечение электроэнергией территорий Красноярского края, не зависимо от гидрометеорологических условий.

1.0. Электрическая часть

1.1. Структурная схема станции

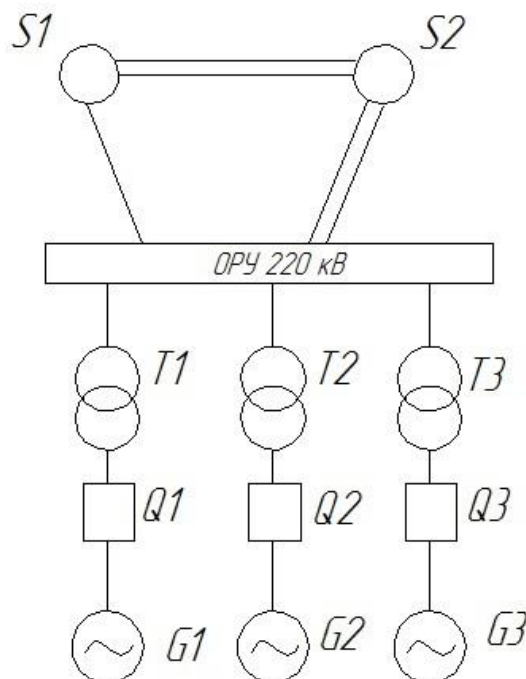


Рисунок 2. – Структурная схема станции

При мощности от 120 МВт схемы ТЭЦ выполняются блочного типа. [5]

В соответствии с заданием ТЭЦ состоит из 3-х турбогенераторов, каждый мощностью 225 МВт. Через повышающие трансформаторы ТДЦ - 250000/220-У1 подключено распределительное устройство 220кВ. Суммарная мощность станции 675МВт.

1.2. Выбор основного оборудования

1.2.1 Выбор генераторов

По заданной мощности выбираем турбогенераторы марки ТЗФП-220-2У3 [11]. Характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2-Характеристика турбогенератора ТЗФП-220-2У3

Тип генератора	Обозначение на схемах	P_r , МВт	S_r , МВ*А	Q_r , МВ*Ар	$\cos \varphi$ / $\operatorname{tg} \varphi$	$U_{н,к}$ В	$I_{н.ст}$, А	X_d'' , %	Сист. воз.
ТЗФП-220-2 У3	G1-G3	225	264,7	139.5	0,85/ 0,62	15,7 5	9703	0,21	тн

Для отвода потерь, выделяющихся в обмотках статора и ротора, в магнитопроводах (в сердечнике статора и в валу ротора) предусмотрено непосредственное воздушное охлаждение сердечника статора и обмотки ротора и косвенное обмотки статора.

Отвод тепловых потерь из воздухоохлаждателей осуществляется с помощью охлаждающей воды, циркулирующей через воздухоохлаждатели под воздействием насосов, установленных вне генератора.

1.2.2. Выбор блочных трансформаторов

Для выбранной структурной схемы произведём расчет потоков мощности через элементы схемы. Это необходимо для дальнейшего выбора блочных трансформаторов.

Полная мощность, которую один блок отдаёт в сеть, МВ·А:

$$S_{\text{Бл}} = \sqrt{(P_G - P_{\text{СН}})^2 + (Q_G - Q_{\text{СН}})^2}, \quad (1)$$

где P_G – номинальная активная мощность генератора, МВт, $P_G = 225$; Q_G – реактивная мощность генератора, МВ·А; $P_{\text{СН}}$ – активная составляющая мощности на собственные нужды станции, МВт; $Q_{\text{СН}}$ – реактивная составляющая мощности на собственные нужды станции, МВ·А.

Реактивная мощность генератора, МВ·А:

$$Q_G = P_G \cdot \operatorname{tg} \varphi_G, \quad (2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_G = \arccos(\cos \varphi)$; $\cos \varphi = 0,85$; $\operatorname{tg} \varphi_G = 0,62$.

$$Q_G = 225 \cdot 0,62 = 139,5.$$

Мощность, потребляемую на собственные нужды станции принимаем равной 8 % от установленной. [2]

Активная мощность на собственные нужды, МВт:

$$P_{\text{СН}} = P_G \cdot 0,08, \quad (3)$$

$$P_{\text{СН}} = 225 \cdot 0,08 = 18.$$

Реактивная мощность на собственные нужды, МВ·А:

$$Q_{\text{СН}} = P_{\text{СН}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_G, \quad (4)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_G$ – тоже что в формуле (3.2);

$$Q_{\text{СН}} = 18 \cdot 0,62 = 11,16.$$

По формуле (3.1) определим полную мощность, которую один блок отдаёт в сеть:

$$S_{Тбл} = \sqrt{(225 - 18)^2 + (139,5 - 11,16)^2} = |207 + j128,34| = 243,56.$$

Из условия $S_{т.ном} \geq S_{т.бл}$, выбираем блочные трансформаторы, данные которых сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Данные трансформаторов

Марка трансформатора	S _{ном} , МВА	U _{вн} , кВ	U _{нн} , кВ	U _{сн} , кВ	I _х , %	P _х , кВт	P _{квн-нн} , кВт	U _{квн} , %
ТДЦ-250000/220-У1	250	242	15,75	-	0,5	207	600	11

1.2.3. Выбор трансформаторов собственных нужд

Полная мощность на собственные нужды, МВ·А:

$$S_{CH} = \sqrt{P_{CH}^2 + Q_{CH}^2}, \quad (5)$$

$$S_{CH} = \sqrt{18^2 + 11,16^2} = |18 + j11,16| = 21,18.$$

В качестве рабочих ТСН устанавливаем три трансформатора типа ТРДНС-25000/15У1 [12].

В качестве резервного ТСН принимаем трансформатор такой же мощности, как и рабочий [1]. Резервный трансформатор собственных нужд (РТСН) присоединен отпайкой от блока генератор-трансформатор.

Справочные данные трансформаторов ТСН и РТСН приведены в таблице 4.

Таблица 4. – Технические характеристики трансформаторов ТСН и РТСН.

Тип трансформатора	S _{ном} , МВ·А	U _{вн} , кВ	U _{нн} , кВ	P _х , кВт	P _к , кВт	U _к , %	I _х , %
ТРДНС-25000/15У1	25	15,75	6,3	25	115	10,5	0,65

1.2.4. Предварительный выбор выключателей

Генераторные выключатели выбираем по максимальному рабочему току генератора, А:

$$I_{НГ} = \frac{P_{НГ}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi}, \quad (6)$$

$$I_{max.z} = \frac{P_{НГ}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi \cdot 0,95}, \quad (7)$$

где $P_{НГ}$ – номинальная мощность генератора, кВт; U_H – номинальное напряжение генератора, кВ;

$$I_{НГ} = \frac{225 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,85} = 9703,4.$$

$$I_{max.z} = \frac{225 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,85 \cdot 0,95} = 10214.$$

Устанавливаем генераторный элегазовый выключатель марки ВГГ 20-160-12500 У3 по [17]. Технические данные приведены в таблице 7

Максимальный рабочий ток резервного трансформатора собственных нужд, А:

$$I_{Н РТСН} = I_{max,рТСН} = \frac{S_{РТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{Н РТСН}}, \quad (8)$$

где $S_{Н РТСН}$ – номинальная мощность резервного трансформатора собственных нужд, кВ·А; $U_{Н РТСН}$ – номинальное напряжение резервного трансформатора собственных нужд, кВ;

$$I_{Н РТСН} = I_{max,рТСН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 916,43.$$

Максимальный рабочий ток блочных трансформаторов, А:

$$I_{НГ} = I_{max,г} = \frac{S_{Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{Н Г}}, \quad (9)$$

где $S_{НГ}$ – номинальная мощность блочного трансформатора, кВ·А; $U_{Н Г}$ – номинальное напряжение блочного трансформатора, кВ;

$$I_{НГ} = I_{max,г} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 656,08.$$

Максимальный рабочий ток воздушной линии электропередачи, А:

$$I_{НВЛ} = \frac{P_{пред}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi}, \quad (10)$$

где $P_{пред}$ – предельная мощность, МВт (для линии напряжением 220 кВ и длиной 180 км $P_{пред} = 135$); [12]

U_H – номинальное напряжение, кВ; $\cos \varphi = 0,8$.

$$I_{НВЛ} = \frac{135 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,8} = 442,8.$$

Таблица 5– Паспортные данные выключателей.

Тип выключателя	U_H , кВ	I_H , А	I_H откл, кА	$I_{дин}$, кА	$t_{св}$, сек
ВГБ-220-50/2500-У1	220	2500	50	102	0,035
ВГГ-20-160-12500 У3	20	12500	80	220	0,067

1.2.5. Определение числа линий связи с нагрузкой

Определим количество линий к нагрузке, шт:

$$n_{ЛЭП \text{ нагр}} = \frac{P_{max}}{P_{пред}} + 1 \quad (11)$$

где P_{max} – мощность, выдаваемая электрической станцией, МВт; $P_{пред}$ – предельная пропускная способность линии, МВт, для напряжения 220 кВ $P_{пред} = 150$, где $P_{max} = 300 \text{ МВт}$

$$n_{ЛЭП \text{ нагр}} = \frac{300}{150} + 1 = 3.$$

Принимаем 3 линии для связи с заданной нагрузкой.

Следовательно, принимаем три линии электропередач.

1.2.6. Потери электроэнергии в трансформаторах

Рассчитаем потери электроэнергии в блочных трансформаторах, кВт·ч:

$$\Delta W_{T1} = P_x \cdot (8760 - T_{н.р.}) + P_k \cdot \left(\frac{S_1}{S_{т.ном}}\right)^2 \cdot \tau, \quad (12)$$

где S_1 – номинальная мощность, протекающая через трансформатор, МВ·А; P_x – потери холостого хода, кВт; P_k – потери короткого замыкания, кВт; $T_{n.p.}$ – время ремонта блока, ч ($T_{n.p.} = 1176$); τ – время максимальных потерь, ч (по [9] при $t_{max} = 5800 \div 6200$ ч, $\tau = 3800$).

$$\Delta W_{T1} = 207 \cdot (8760 - 1176) + 600 \cdot \left(\frac{243,56}{250}\right)^2 \cdot 3800 = 3,73 \cdot 10^6.$$

$$\Delta W_{TЭЦ} = \Delta W_{T1} \cdot n, \tag{13}$$

где n – число блоков на станции, шт.

$$\Delta W_{TЭЦ} = 3,73 \cdot 10^6 \cdot 3 = 11,19 \cdot 10^6.$$

Приняв удельную стоимость потерь 1 кВт·ч = 2,5 руб. получили стоимость потерянной электроэнергии руб.:

$$Y_1 = 11,19 \cdot 10^6 \cdot 2,5 = 27,97 \cdot 10^6.$$

1.3.Расчёт токов короткого замыкания.

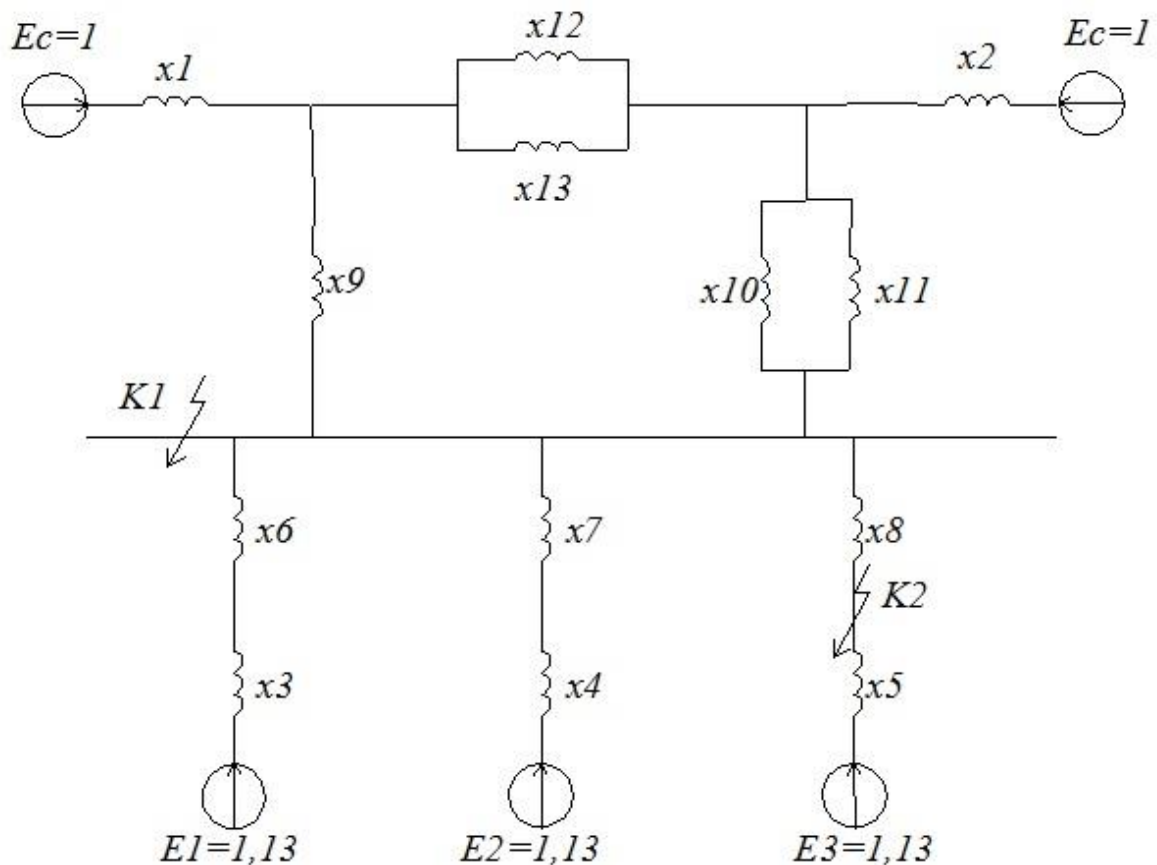


Рисунок 3. – Эквивалентная схема замещения

Расчет будем проводить в относительных единицах, используя приближенное приведение[4]. Примем базисные условия: $S_{\delta} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Базисное напряжение, кВ: $U_{\delta 1} = 230$; ; $U_{\delta 2} = 15,75$.

Базисный ток, кА:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \quad (14)$$

где U_{δ} – базисное напряжение; S_{δ} – базисная мощность.

$$I_{\delta 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51.$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,66.$$

Сверхпереходное индуктивное сопротивление генераторов, при базисных условиях, о.е.:

$$x_3 = x_4 = x_5 = x_G = x_d'' \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{ном}}, \quad (15)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора, $x_d'' = 0,213$; $S_{ном}$ – номинально мощность генераторов, МВА, $S_{ном} = 264$.

$$x_G = 0,21 \cdot \frac{1000}{264,7} = 0,8.$$

Сопротивление блочных трансформаторов, о.е.:

$$x_6 = x_7 = x_8 = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{ном}}, \quad (16)$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$x_6 = x_7 = x_8 = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44.$$

Сопротивление ЛЭП, о.е.:

$$x_{вл} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2}, \quad (17)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление ЛЭП, $x_0 = 0,4$ ом/км; l – длина ЛЭП, по заданию, км.

$$x_9 = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,30.$$

$$x_{12} = x_{13} = 0,4 \cdot 70 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,50.$$

$$x_{10} = x_{11} = 0,4 \cdot 100 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,72.$$

1.3.1. Расчёт токов короткого замыкания в точке К-1

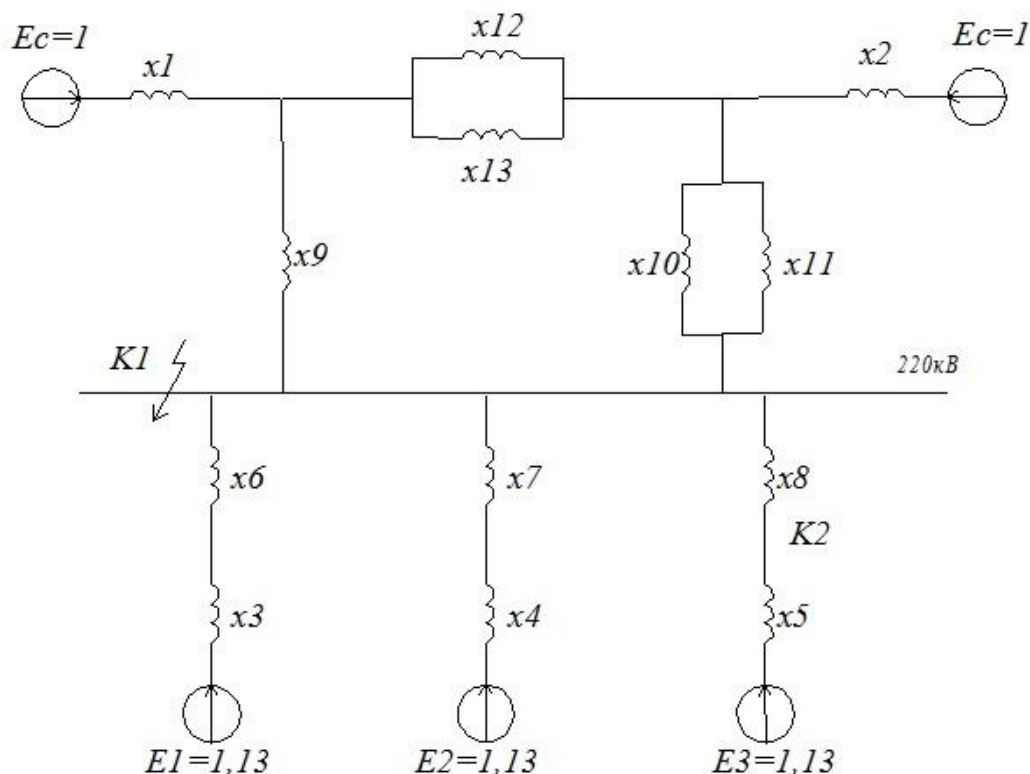


Рисунок 4. – Преобразование схемы замещения ТЭЦ

$$x_{14} = x_{12} \parallel x_{13} = 0,5 \cdot 0,5 = 0,25;$$

$$x_{15} = x_{10} \parallel x_{11} = 0,5 \cdot 0,72 = 0,36;$$

$$x_{16} = \frac{x_{14} \cdot x_9}{x_{14} + x_9 + x_{15}} = \frac{0,25 \cdot 0,30}{0,25 + 0,30 + 0,36} = 0,082$$

$$x_{17} = \frac{x_{14} \cdot x_{15}}{x_{14} + x_9 + x_{15}} = \frac{0,25 \cdot 0,36}{0,25 + 0,30 + 0,36} = 0,099$$

$$x_{18} = \frac{x_{15} \cdot x_9}{x_{14} + x_9 + x_{15}} = \frac{0,36 \cdot 0,30}{0,25 + 0,3 + 0,36} = 0,066$$

$$x_{19} = x_1 + x_{16} = 0,22 + 0,082 = 0,302;$$

$$x_{20} = x_2 + x_{17} = 0,27 + 0,099 = 0,369;$$

$$x_{21} = \frac{x_{19} \cdot x_{20}}{x_{19} + x_{20}} = \frac{0,302 \cdot 0,369}{0,302 + 0,369} = 0,166$$

$$x_{22} = x_{21} + x_{18} = 0,166 + 0,119 = 0,285;$$

$$x_{23} = x_6 + x_3 = 0,44 + 0,8 = 1,24;$$

$$x_{24} = x_7 + x_4 = 0,44 + 0,8 = 1,24;$$

$$x_{25} = x_8 + x_5 = 0,44 + 0,8 = 1,24;$$

$$x_{26} = \frac{x_{23} \cdot x_{24}}{x_{23} + x_{24}} = \frac{1,24 \cdot 1,24}{1,24 + 1,24} = 0,62;$$

$$x_{27} = \frac{x_{25} \cdot x_{26}}{x_{25} + x_{26}} = \frac{1,24 \cdot 0,62}{1,24 + 0,62} = 0,41;$$

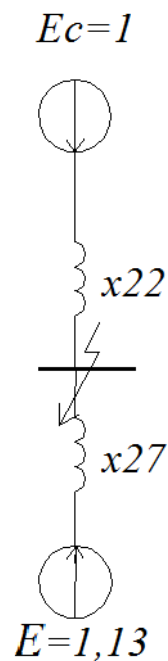


Рисунок 5. – Преобразование схемы замещения ТЭЦ

Определим начальное значение периодической составляющей тока КЗ, кА[4]:

$$I_{\Pi 0} = \frac{E}{x_{\Sigma}} \cdot I_6, \quad (17)$$

$$I_{\Pi 0 C} = \frac{1}{0,285} \cdot 2,51 = 8,81.$$

$$I_{\Pi 0 G} = \frac{1,13}{0,41} \cdot 2,51 = 6,92.$$

Определим суммарное значение периодической составляющей тока КЗ, кА:

$$I_{\Pi 0 \Sigma} = I_{\Pi 0 C} + I_{\Pi 0 G}, \quad (18)$$

$$I_{\Pi 0 \Sigma} = 8,81 + 6,92 = 15,73.$$

Определим значение ударного тока КЗ, кА:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0} \cdot k_{y\partial}, \quad (19)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, сек ($T_{aC} = 0,04, T_{aG} = 0,4$).

$k_{y\partial}$ – ударный коэффициент:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-0,01/T_a}, \quad (20)$$

$$k_{y\partial C} = 1 + e^{-0,01/0,04} = 1,78.$$

$$k_{y\partial G} = 1 + e^{-0,01/0,4} = 1,98.$$

$$i_{y\partial C} = \sqrt{2} \cdot 8,81 \cdot 1,78 = 22,17.$$

$$i_{y\partial G} = \sqrt{2} \cdot 6,92 \cdot 1,98 = 19,37.$$

Определим суммарный ударный ток КЗ, кА:

$$i_{y\partial \Sigma} = i_{y\partial C} + i_{y\partial G}, \quad (21)$$

$$i_{y\partial \Sigma} = 22,17 + 19,37 = 41,54.$$

Определим апериодическую составляющую тока КЗ в момент времени $t = \tau$, кА:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (22)$$

где τ – момент разведения контактов выключателя, сек:

$$\tau = t_{p.z.} + t_{c.v.}, \quad (23)$$

$t_{p.z.}$ - время срабатывания релейной защиты, сек ($t_{p.z.} = 0,01$); $t_{c.v.}$ - собственное время срабатывания выключателя, сек.

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045.$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot 8,81 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,04}} = 3,89.$$

$$i_{a\tau G} = \sqrt{2} \cdot 6,92 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,4}} = 8,35.$$

Определим суммарную апериодическую составляющую тока КЗ в момент времени $t = \tau$, кА:

$$i_{a\tau \Sigma} = i_{a\tau C} + i_{a\tau G}, \quad (24)$$

$$i_{a\tau \Sigma} = 3,89 + 8,35 = 12,24.$$

Определим периодическую составляющую тока КЗ в момент времени $t = \tau$, кА.

Так как система является источником бесконечной мощности, то:

$$I_{П\tau C} = I_{П0C} = 8,81.$$

Для остальных генерирующих ветвей нужно сначала определить источником, какой мощности они являются. Для этого определим номинальный ток, кА:

$$I_{НОМГ} = \frac{\Sigma S_{НОМГ}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}^{k-1}}, \quad (25)$$

$$I_{НОМГ} = \frac{3 \cdot 264,7}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 29,11.$$

Определим верность неравенства:

$$\frac{I_{П0G}}{I_{НОМГ}} > 2,$$

$$\frac{I_{П0G}}{I_{НОМГ}} = \frac{6,92}{29,11} = 0,23 < 2,$$

Следовательно, генераторы являются источниками бесконечной мощности.

$$I_{П\tau G} = I_{П0G},$$

$$I_{П\tau G} = 6,92.$$

Определим суммарную периодическую составляющую тока КЗ в момент времени $t = \tau$, кА:

$$I_{II\tau\Sigma} = I_{II\tau C} + I_{II\tau G}, \quad (26)$$

$$I_{II\tau\Sigma} = 8,81 + 6,92 = 15,73.$$

Определим тепловой импульс, $A^2 \cdot c$:

$$B = I_{II0}^2 \cdot (t_{омк} + T_{ac}), \quad (27)$$

$$t_{омк} = 0,1 - 0,2.$$

$$B = 15,73^2 \cdot (0,1 + 0,04) = 34,64.$$

Расчет тока короткого замыкания в точке К-2 производим аналогично расчету пункта 1.3.

Таблица 6. Результаты расчета токов к.з.

Точка КЗ	Источник	$I_{II0}, \text{кА}$	$I_{II\tau}, \text{кА}$	$I_{ам}, \text{кА}$	$I_{y\partial}, \text{кА}$	$B \cdot 10^6, A^2 \cdot c$
К-1	Генератор	6,92	6,92	8,35	19,37	34,64
	Система	8,81	8,81	3,89	22,17	-
	Сумма	15,73	15,73	12,24	41,54	-
К-2	Генератор	51,78	51,78	23,72	130,34	1746,13
	Система	59,88	59,88	27,43	150,73	-
	Сумма	111,68	111,68	51,15	281,07	-

1.4. Расчет токов КЗ на шинах собственных нужд 6 кВ

Расчет будем вести, в относительных единицах используя приближенное приведение.

За базисную мощность принимаем, МВА:

$$S_6 = 1000.$$

Принимаем базисное напряжение, кВ:

$$U_6 = 6,3.$$

Определим базисный ток в месте КЗ, кА:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (28)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64.$$

Расчетные сопротивления при базисных условиях:

$$X_{BH} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}, \quad (29)$$

$$X_{BH} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,2.$$

$$X_B = 0,125 \cdot X_{BH}, \quad (30)$$

$$X_B = 0,125 \cdot 4,2 = 0,525.$$

$$X_H = 1,75 \cdot X_{BH}, \quad (31)$$

$$X_H = 1,75 \cdot 4,2 = 7,5.$$

Произведем расчет тока КЗ для точки К-3, используя данные расчетов КЗ в пункте 1.3.1. Схема замещения имеет вид, изображенный на рисунке 6.

Суммарное сопротивление до шин РУСН 6 кВ:

$$E_{\Sigma} = \frac{E_C \cdot X_{\Gamma} + E_{\Gamma} \cdot X_C}{X_{\Gamma} + X_C}, \quad (32)$$

$$E_{\Sigma} = \frac{1 \cdot 0,8 + 1,13 \cdot 0,63}{0,8 + 0,63} = 1,06.$$

$$X_{\Sigma} = X_{\Gamma} \parallel X_C + X_B + X_H, \quad (33)$$

$$X_{\Sigma} = \frac{0,8 \cdot 0,63}{0,8 + 0,63} + 0,525 + 3,75 = 4,63.$$

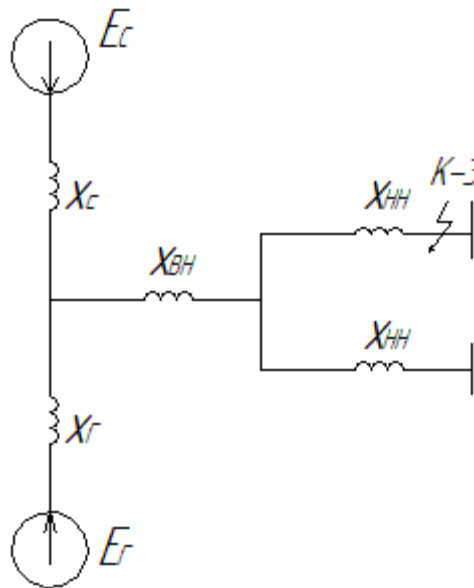


Рисунок 6. – Схема замещения для точки К-1

Расчет токов короткого замыкания на шинах собственных нужд произведем без учета подпитки электродвигателей оборудования собственных нужд.

Для системы принимаем, что действующее значение периодической составляющей тока, посылаемое к месту КЗ будет незатухающим и, следовательно, типовые кривые не используем, кА:

$$I_{пт\Sigma} = I_{по\Sigma} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot I_6, \quad (34)$$

$$I_{пт\Sigma} = I_{по\Sigma} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot I_6, \quad (35)$$

Периодическая составляющая суммарного тока к.з. в начальный момент времени, кА:

$$I_{по\Sigma} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot I_6 = 20,9.$$

Тогда действующее значение периодической составляющей суммарного тока к.з. в заданный момент времени t , кА:

$$I_{пт\Sigma} = I_{по\Sigma} = 20,9.$$

$$i_{ат\Sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{по\Sigma} \cdot \exp\left(-\frac{t}{T_{a\Sigma}}\right) = 8,9 \quad (36)$$

$$i_{уд\Sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{по\Sigma} \cdot K_{уд\Sigma} = 47,3 \quad (37)$$

Интеграл Джоуля используется при проверке аппаратуры на термическую стойкость. Определяем суммарный интеграл Джоуля от периодической и аperiodической составляющих, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$B = I_{по\Sigma}^2 (t_{откл} + T_{асх}) = 128,4.$$

где $t_{откл}$ – время от начала КЗ до его отключения; $T_{асх}$ – суммарная аperiodическая постоянная затухания тока КЗ схемы, $T_{асх} = 0,03$;

Результаты расчетов сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов токов КЗ

Точка	Источник питания	$I_{пт}$, кА	i_y , кА	$I_{н0}$, кА	B , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
К-3	Итого	20,9	47,3	20,9	128,4

1.5 Выбор оборудования для шкафов КРУ-6кВ

1.5.1. Выбор выключателей и ячеек КРУ-6кВ

РУСН 6 кВ выполняем с помощью ячеек КРУ, где устанавливаем вводные выключатели и выключатели на присоединение.

Принимаем ячейки КРУ типа К-104М. В качестве вводного выключателя применяем вакуумные выключатели ВВЭ-М-10-31,5. Выключатели на присоединение – ВВЭ-М-10-20.

Технические данные КРУ и выключателей приведены в табл. 8 и 9 соответственно [3].

Таблица 8 – Технические данные КРУ типа К-104М

Параметр КРУ	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток, А: сборных шин шкафов	1000 1000
Количество и сечение силовых кабелей в шкафах отходящих линий, мм^2	4(3x240)
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	40/3
Тип выключателя	ВВЭ-М
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный и пружинный
Обслуживание шкафа	Двустороннее
Габаритные размеры, мм: ширина глубина высота	750 1305 2230
Масса шкафа отходящих линий, кг	880

Таблица 9 – Технические данные выключателей РУСН

Условия выбора	Параметры установки		Параметры выключателя	
	Вводной	На присоединение	Вводной ВВЭ-М-10-31,5	На присоединение ВВЭ-М-10-20
$U_{уст} \leq U_H$	6	6	10	10
$I_{раб.мах} \leq I_H$	916,43	-	1000	630
$I_{пт} \leq I_{откл}$	20,9	-	31,5	20
$I_{по} \leq I_{пр. скв}$	20,9	-	31,5	20
$i_{уд} \leq I_{мах пр. скв}$	47,3	-	81	51
$B_K \leq I_t^2 \cdot t_t$	128,4	-	2976,8	1200
$I_{ат} \leq \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл ном}$	8,9		$\frac{\sqrt{2} \cdot 50 \cdot 31,5}{100} = 22,3$	11,7

1.5.2 Выбор шин РУСН

Выбираем жесткие алюминиевые шины прямоугольного сечения с 1 полосой на фазу сечением 80×6 мм, допустимый продолжительный ток $I_{доп}=1170$ А [12].

Произведем проверку:

1) по нагреву длительным током по формуле (35), А

$$I_{раб.мах} = 916,43,$$

$$I_{ном} = 1170.$$

2) на термическую стойкость.

Необходимое минимальное сечение проводника по условию термической стойкости при коротком замыкании, мм²

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \leq q, \quad (38)$$

где B_K – тепловой импульс тока короткого замыкания, кА·с²;

C – коэффициент пропорциональности, для алюминиевых шин $C=90$ А·с^(1/2)/мм² [1].

$$q_{min} = \frac{\sqrt{128,4 \cdot 10^6}}{90} = 125,9,$$

что меньше выбранного сечения $q=480$ мм², следовательно, шины термически стойки.

3) на электродинамическую стойкость.

Момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см⁴

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (39)$$

$$J = \frac{0,6 \cdot 8^3}{12} = 25,6.$$

Момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (40)$$

$$W = \frac{0,6 \cdot 8^2}{6} = 6,4.$$

Длина пролета между изоляторами при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц, м

$$l = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}}, \quad (40)$$

$$l = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 1,41.$$

Принимаем расположение шин плашмя, пролет $l=1,4$ м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (41)$$

где a – расстояние между фазами, $a=0,8$ м [4].

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{47300^2 \cdot 1,4^2}{6,4 \cdot 0,8} = 14,83,$$

что меньше $\sigma_{дон} = 40$ МПа [5]. Таким образом, шины механически прочны.

1.5.3. Выбор опорных и проходных изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах. Выбираем опорные изоляторы типа ИО-10-3,75 УЗ. Технические данные изолятора приведены в табл. 10 [12].

Таблица 10 – Технические данные изолятора ИО-10-3,75 УЗ

Параметр изолятора	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее допустимое напряжение, кВ	12
Напряжение испытательное грозового импульса, кВ	80
Минимальная разрушающая сила на изгиб, кН	3,75
Высота изолятора, мм	120

Произведем проверку:

1) по номинальному напряжению, кВ

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (42)$$

2) $U_{уст} = 6$ кВ

3) $U_{ном} = 10$ кВ

2) по допустимой нагрузке, Н

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (43)$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (44)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 935 = 561.$$

Поправочный коэффициент на высоту изолятора, о.е.

$$k_h = \frac{H_{уз} + b + \frac{h}{2}}{H_{уз}}, \quad (45)$$

$$k_h = \frac{120 + 6 + \frac{80}{2}}{120} = 1,38$$

Сила, действующая на изолятор, Н

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7}, \quad (46)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{47300^2}{0,8} \cdot 1,4 \cdot 1,38 \cdot 10^{-7} = 935.$$

что меньше $F_{доп}=3750$ Н, таким образом, изолятор удовлетворяет требованиям механической прочности.

Для осуществления прохода шин через стену машинного зала выбираем проходные изоляторы типа ИП-10/1000-750УЗ. Технические данные изолятора приведены в табл. 11 [12].

Таблица 11 – Технические данные изолятора ИП-10/1000-750УЗ

Параметр изолятора	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	1000
Минимальное усилие на изгиб, Н	750
Длина, мм	500

Произведем проверку:

1) по номинальному напряжению, кВ

$$U_{уст} = 6,$$

$$U_{ном} = 10.$$

2) по нагреву длительным током, А

$$I_{раб. макс} = 916,43,$$

$$I_{ном} = 1000.$$

3) по допустимой нагрузке по формуле (3.118).

Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 340 = 204.$$

Сила, действующая на изолятор, Н

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (47)$$

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{47300^2}{0,8} \cdot 1,4 \cdot 10^{-7} = 340.$$

что меньше $F_{доп}=750$ Н, таким образом, изолятор удовлетворяет требованиям механической прочности.

2.0. Выбор выключателей

2.1. Выбор выключателей и разъединителей на напряжение 220кВ

На напряжение 220 кВ устанавливаем выключатели ВГБ-220-50/2500-У1 [1 стр244], а также разъединители РНД-220/2000 У1 [5]. Условия выбора выключателей и разъединителей, сведем в таблицу 12.

Таблица 12 - Условия выбора коммутационной аппаратуры

Условия выбора	Расчетные значения	Выключатель ВЭБ-220-50/2500-У1	Разъединитель РНД-220/2000У1
$U_{сети ном} \leq U_{ном}$	220 кВ	220 кВ	220 кВ
$I_{раб макс} \leq I_{ном}$	694 А	2500А	2000А
$I_{по} \leq I_{вкл ном}$	15,73 кА	50 кА	---
$i_{уд} \leq i_{пр.скв.}$	41,54 кА	102 кА	---
$I_{нт} \leq I_{откл ном}$	15,73 кА	50 кА	---
$B_k \leq I_{тер норм}^2 \cdot t_{тер норм}$	36,64 кА ² с	4800 кА ² с	4800 кА ² с
$I_{ат} \leq \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл ном}$	12,24кА	$\frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 50}{100} = 33,23$	---

Разъединитель РНД-220/2000 У1 –разъединитель наружной установки с двумя опорными колонками или с двухлучевой изоляционной гирляндой (для подвесных). У — усиленная изоляция (категория Б по ГОСТ 9920-75)

2.1.1. Выбор генераторных выключателей и разъединителей

Таблица 13 – Условия выбора коммутационной аппаратуры

Условия выбора	Расчетные значения	Выключатель ВГГ 20-160-12500 У3	Разъединитель РВП-20/12500 У3
$U_{\text{сети ном}} \leq U_{\text{ном}}$	15,75 кВ	20 кВ	20 кВ
$I_{\text{раб макс}} \leq I_{\text{ном}}$	10214 А	12500 А	12500А
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл ном}}$	111,68 кА	160 кА	-
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл ном}}$	281,07 кА	410 кА	-
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл ном}}$	111,68 кА	160 кА	-
$I_{\text{ат}} \leq \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}}}{100} \cdot I_{\text{откл ном}}$	51.15 кА	$\frac{\sqrt{2} \cdot 160 \cdot 40}{100} = 90,5$ кА	-
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{гер норм}}^2 \cdot t_{\text{гер норм}}$	1746,13 кА ² с	19200 кА ² с	10000 кА ² с

2.1.2. Выбор генераторного токопровода

Для соединения выводов генераторов с повышающими силовыми трансформаторами применяем комплектные пофазноэкранированные токопроводы (КЭТ).

КЭТ выбирают по номинальным данным генератора. Электродинамическая стойкость, характеризующаяся амплитудным током электродинамической стойкости, который должен быть больше расчетного ударного тока КЗ присоединения.

В таблице 14 приведены параметры КЭТ по [5] для генераторов с мощностью 225 МВт.

Таблица 14 - Основные технические данные КЭТ (ТЭНЕ-20-11250-400Т1)

Условия выбора	Расчетные значения	Параметры КЭТ
$U_{\text{сети ном}} \leq U_{\text{ном}}$	15,75 кВ	20 кВ
$I_{\text{раб макс}} \leq I_{\text{ном}}$	10,214 кА	11,250 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр свк}}$	281,07 кА	400 кА

Отпайка от генераторного токопровода до ТСН также выполняется КЭТ. Его характеристики приведены в таблице 15

Таблица 15 - Основные технические данные КЭТ (ТЭНЕ-20-1000-560)

Условия выбора	Расчетные значения	Параметры КЭТ
$U_{\text{сети ном}} \leq U_{\text{ном}}$	15,75 кВ	20 кВ
$I_{\text{раб макс}} \leq I_{\text{ном}}$	0,916 кА	1,0 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр свк}}$	281,07 кА	560кА

2.2. Выбор длинных связей 220кВ.

Гибкие провода применяются для соединения блочных трансформаторов с ОРУ.

Сечение провода проверяют по экономической плотности тока, мм²:

$$q_э = \frac{I_{ном}}{J_э}, \quad (48)$$

где $I_{ном}$ – ток нормального режима (без перегрузки), $I_{ном} = 694$ А; $J_э$ – нормированная плотность тока, для не изолированных алюминиевых проводов, $J_э = 1,3$ А/мм².

$$q_э = \frac{694}{1,3} = 534,4.$$

Выбираем один провод марки АС-300/39.[12]

Так как $I_{п0} = 8,81 < 20$ кА и $i_{y0} = 22,17 < 50$ кА, то провода на электродинамическое действие тока КЗ не проверяются.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току) производится по условию:

$$I_{max} \leq I_{дон},$$

где I_{max} – тоже что в формуле (3.28); $I_{дон}$ – допустимый продолжительный ток, $I_{дон} = 710$ А; [12]

$$656,08 \text{ А} \leq 710 \text{ А};$$

Условие проверки сечения на нагрев выполняется.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении свыше 35 кВ.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (49)$$

Где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$); r_0 – радиус провода, $r_0 = 12$ мм;

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}}\right) = 31,63.$$

Напряженность электрического поля около расщепленных проводов определяется по выражению, кВ/см:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg D_{cp}}, \quad (50)$$

где U - линейное напряжение, $U = 242$ кВ; D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз; k - коэффициент, учитывающий число проводов n в фазе; $r_{эк}$ - эквивалентный радиус расщепленных проводов;

Межфазное расстояние, при горизонтальном расположении фаз, см:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (51)$$

где D - расстояние между соседними фазами;

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 400 = 504.$$

Напряженность электрического поля около расщепленного провода определяется по выражению, кВ/см:

$$E = 1,048 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{1,2 \cdot \lg 504} = 12,02.$$

Условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (52)$$

$$1,07 \cdot 12,02 = 12,86 \leq 0,9 \cdot 31,63 = 28,47.$$

Таким образом, провод АС–300/39 по условию короны проходит.

На термическую стойкость не проверяется, так как токоведущие части выполняются голыми проводами и на открытом воздухе.[4]

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

2.3.Выбор гибких сборных шин и ошиновки

Выберем сборные шины для ОРУ напряжением 220 кВ.

Выбираем один провод марки АС-300/39.

Выбор сечения шин производится по нагреву:

$$I_{max} \leq I_{доп},$$

где I_{max} – тоже что в формуле (3.28); $I_{доп}$ – допустимый продолжительный ток, $I_{доп} = 710 \text{ A}$;

$$656,08 \text{ A} \leq 710 \text{ A};$$

Условие сечения на нагрев выполняется.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении свыше 35 кВ.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, рассчитаем по формуле (3.49), кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}}\right) = 31,63.$$

Межфазное расстояние, при горизонтальном расположении фаз, см:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 400 = 504 \quad (53)$$

Коэффициент, учитывающий число проводов n в фазе, шт:

$$k = 1 + 2 \cdot \frac{1,2}{50} = 1,048.$$

Напряженность электрического поля около расщепленного провода определим по (3.50), кВ/см:

$$E = 1,048 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{1,2 \cdot \lg 504} = 12,02 \quad (54)$$

Условие образования короны (3.53):

$$1,07 \cdot 12,02 = 12,86 \leq 0,9 \cdot 31,63 = 28,47.$$

Таким образом, провод АС–300/39 по условию короны проходит.

На термическую стойкость не проверяется, так как токоведущие части выполняются голыми проводниками и на открытом воздухе.

2.4. Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

2.4.1. Выбор измерительных трансформаторов тока на генераторное напряжение

Устанавливаем трансформаторы тока типа ТШ–20–12000/5 по [5]. Для расчета вторичной нагрузки трансформатор тока необходимо знать перечень измерительных приборов, которые выберем по [6]. Расчет предоставим в таблице 16

Таблица 16 – Расчет нагрузки трансформатора тока

Наименование прибора	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э–335	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	СЭТЗ	2	–	2
Ваттметр (БЦУ)	Д–335	0,5	–	0,5
Варметр (БЦУ)	Д–335	0,5	–	0,5
Ваттметр регистрирующий	Н–395	2,5	–	2,5
Ваттметр (ЦЦУ)	Д–335	0,5	–	0,5
Варметр (ЦЦУ)	Д–335	0,5	–	0,5
Итого		7	3	7

Определим общее сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (55)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность приборов в наиболее нагруженной фазе; I_2 – вторичный ток трансформатора тока, $I_2 = 5$ А.

$$r_{\text{приб}} = \frac{7}{5^2} = 0,28.$$

Допустимое сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2н} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (56)$$

где $Z_{2н}$ – номинальная нагрузка трансформатора тока [12], Ом; $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактом, принимаем $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом.

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,28 - 0,1 = 0,82.$$

Для соединения обмоток ТА с измерительными приборами применяем кабель с медными жилами, ориентировочной длиной $l = 40$ м, обмотки трансформатора тока соединены в полную звезду.

Определим минимально допустимое сечение проводов, мм²:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пров}}, \quad (57)$$

где ρ – удельное сопротивление медного провода, $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;
 $l_{расч}$ - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока;

$$q = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,82} = 0,85.$$

По условию прочности примем кабель сечением 2,5 мм² и пересчитаем сопротивление проводов:

$$r'_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q_{ст}}, \quad (58)$$

$$r'_{пров} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,35.$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока, Ом:

$$Z_2 = r'_{пров} + r_{проб} + r_k, \quad (59)$$

$$Z_2 = 0,28 + 0,35 + 0,1 = 0,73.$$

Условие выбора ТА приведем в таблицу 17

Таблица 17 – Выбор трансформатора тока

Условия выбора	Расчетная величина	Данные ТА
$U_{уст} \leq U_{ном}$	15,75 кВ	20 кВ
$I_{раб\ max} \leq I_{ном}$	10214 А	11200 А
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	0,73 Ом	1,2
$B_k \leq I_{тер\ норм}^2 \cdot t_{тер\ норм}$	1746,13 кА ² /с	76800 кА ² /с
$i_{уд} \leq I_{макс\ дин}$	281,07 кА	480

2.4.2. Выбор измерительных трансформаторов тока в цепи РУ 220 кВТ

В цепи РУ 220 кВ устанавливаем встроенные трансформаторы тока типа ТВ–220–I–2000/1 по [5]. Расчет предоставим в таблице 17

Таблица 18 – Расчет нагрузки трансформатора тока

Наименование прибора	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	СЭТЗ	4	–	4
Ваттметр	Д-335	0.5	–	0.5
Варметр	Д-335	0.5	–	0.5
Счетчик реактивной энергии	СЭТЗ	2	–	2
Итого		7,5	0,5	7,5

Определим общее сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (60)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность приборов в наиболее нагруженной фазе; I_2 – вторичный ток трансформатора тока, $I_2 = 1$ А.

$$r_{\text{приб}} = \frac{7,5}{1^2} = 7,5.$$

Допустимое сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2н} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (61)$$

где $Z_{2н}$ – номинальная нагрузка трансформатора тока [12], Ом; $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактом, принимаем $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом.

$$r_{\text{пров}} = 20 - 7,5 - 0,1 = 12,6.$$

Для соединения обмоток ТА с измерительными приборами применяем кабель с медными жилами, ориентировочной длиной $l = 100$ м, обмотки трансформатора тока соединены в полную звезду.

Определим минимально допустимое сечение проводов, мм²:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (62)$$

где ρ – удельное сопротивление медного провода, $\rho = 0,0175$ Ом·мм²/м; $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока;

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{12,6} = 0,14.$$

По условию прочности примем кабель сечением 2,5 мм² и пересчитаем сопротивление проводов:

$$r'_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q_{\text{ст}}}, \quad (63)$$

$$r'_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7.$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока, Ом:

$$Z_2 = r'_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}, \quad (64)$$

$$Z_2 = 7,5 + 0,7 + 0,1 = 8,3.$$

Условие выбора ТА приведем в таблицу 19

Таблица 19 – Выбор трансформатора тока для цепи РУ 220 кВ

Условия выбора	Расчетная величина	Данные ТА
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{раб макс}} \leq I_{\text{ном}}$	694,7 А	2000 А
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	8,3 Ом	20 Ом
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{макс дин}}$	41,54 кА	125 кА
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер норм}}^2 \cdot t_{\text{тер норм}}$	36,64 кА ² /с	46875 кА ² /с

2.4.3. Выбор измерительных трансформаторов напряжения в цепи генератора

Измерительные трансформаторы напряжения устанавливаются на сборных шинах. В цепи генератора по [5] устанавливаем измерительные трансформаторы напряжения типа ЗНОМ-20-63 У2.

Проверим его по вторичной нагрузке. Подсчет нагрузки основной обмотки трансформатора напряжения приведен в таблице 20

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	Общая потребляемая мощность	
					P, Вт	Q, Вт
Вольтметр	Э-337	2	1	1	2	–
Ваттметр (БЦУ)	Д-335	1,5	2	1	3	–
Варметр (БЦУ)	Д-335	1,5	2	1	3	–
Счетчик активной энергии	СЭТЗ	2	2	1	4	–
Ваттметр регистрирующий	Н-348	10	2	1	20	–
Вольтметр регистрирующий	Н-393	10	1	1	10	–
Частотомер	Э-372	3	1	1	3	–
Варметр (ЦЦУ)	Д-335	1,5	2	1	3	–
Ваттметр (ЦЦУ)	Д-335	1,5	2	1	3	–
Итого					51	–

Суммарная нагрузка трансформатора напряжения, ВА:

$$S_{2\text{сумм}} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}, \quad (65)$$

$$S_{2\text{сумм}} = \sqrt{51^2 + 0^2} = 51.$$

Для выбора соединительных проводов найдём вторичный ток нагрузки трансформатора напряжения, А:

$$I_2 = \frac{S_{2\text{сумм}}}{\sqrt{3} \cdot U_{2H}}, \quad (66)$$

где U_{2H} – номинальное вторичное напряжение (для ЗНОМ-20-63 У2 $U_{2H} = 100/\sqrt{3}$).

$$I_2 = \frac{51}{\sqrt{3} \cdot 100/\sqrt{3}} = 0,51.$$

Расчетное сопротивление соединительных проводов, Ом:

$$r_{\text{пр доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}}}{\sqrt{3} \cdot I_2}, \quad (67)$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ – допустимое падение напряжения в проводах, Ом ($\Delta U_{\text{доп}} = 0,29$).

$$r_{np\ доп} = \frac{0,29}{\sqrt{3} \cdot 0,51} = 0,33.$$

Расчетное сечение проводов по формуле [3.62], мм²:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,33} = 2,12.$$

Примем стандартное сечение проводов $q = 2,5$ мм² и пересчитаем сопротивление проводов:

$$r'_{пров} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28.$$

Реальное падение напряжения на проводах, В:

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot r'_{пров}, \quad (68)$$

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \cdot 0,51 \cdot 0,28 = 0,247.$$

Выбор трансформатора напряжения приведен в таблице 21

Таблица 21 – Выбор трансформатора напряжения

Условие выбора	Параметры установки	ЗНОМ-20-63 У2
$U_{уст} \leq U_H, \text{кВ}$	15,75 кВ	20 кВ
$S_2 \leq S_{2ном}, \text{ВА}$	51 ВА	75 ВА
$\Delta U_2 \leq \Delta U_{2доп}, \text{В}$	0,247 В	0,29 В

2.4.4. Выбор измерительных трансформаторов напряжения на напряжение 220 кВ

В цепи напряжения 220 кВ по [5] устанавливаем измерительные трансформаторы напряжения типа НКФ-220 УХЛ1.

Проверим его по вторичной нагрузке. Подсчет нагрузки основной обмотки трансформатора напряжения приведен в таблице 22

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	Общая потребляемая мощность	
					P, Вт	Q, Вт
Вольтметр	Э-337	2	1	1	2	–
Ваттметр	Д-335	1.5	2	1	3	–
Варметр	Д-335	1.5	2	1	3	–

Продолжение таблицы 22 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Счетчик активной энергии	СЭТЗ	2	2	1	4	–
Счетчик реактивной энергии	СЭТЗ	4	2	1	8	–
Частотомер	Э-372	3	1	1	3	–
Итого					23	–

Суммарная нагрузка трансформатора напряжения, ВА:

$$S_{2\text{сумм}} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}, \quad (69)$$

$$S_{2\text{сумм}} = \sqrt{23^2 + 0^2} = 0,23.$$

Для выбора соединительных проводов найдём вторичный ток нагрузки трансформатора напряжения, А:

$$I_2 = \frac{S_{2\text{сумм}}}{\sqrt{3} \cdot U_{2H}}, \quad (70)$$

где U_{2H} – номинальное вторичное напряжение

$$I_2 = \frac{23}{\sqrt{3} \cdot 100/\sqrt{3}} = 0,23.$$

Расчетное сопротивление соединительных проводов, Ом:

$$r_{\text{пр доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}}}{\sqrt{3} \cdot I_2}, \quad (71)$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ – допустимое падение напряжения в проводах, Ом ($\Delta U_{\text{доп}} = 0,29$).

$$r_{\text{пр доп}} = \frac{0,29}{\sqrt{3} \cdot 0,23} = 0,73.$$

Расчетное сечение проводов, мм²:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{0,33} = 2,4.$$

Примем стандартное сечение проводов $q = 2,5 \text{ мм}^2$ и пересчитаем сопротивление проводов:

$$r'_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7.$$

Реальное падение напряжения на проводах, В:

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot r'_{\text{пр}}, \quad (72)$$

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \cdot 0,23 \cdot 0,7 = 0,28.$$

Выбор трансформатора напряжения приведен в таблице 23 [8]

Таблица 23 – Выбор трансформатора напряжения

Условие выбора	Параметры установки	НКФ-220 УХЛ1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}, \text{кВ}$	220 кВ	220 кВ
$S_2 \leq S_{2\text{НОМ}}, \text{ВА}$	23 ВА	400 ВА
$\Delta U_2 \leq \Delta U_{2\text{ДОП}}, \text{В}$	0,28 В	0,29 В

2.5. Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты сетей 110-1150 кВ от атмосферных перенапряжений (а так же и от внутренних) применяются ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН). ОПН устанавливаются на каждую систему шин со стороны обмоток трансформаторов.

На проектируемую станцию выберем ограничители перенапряжений нелинейные типа 220/156-10/650(II) 2 УХЛ1 по [3], предназначены для защиты изоляции электрооборудования сетей класса напряжения 220 кВ переменного тока частотой 50 Гц с эффективно заземленной нейтралью от атмосферных и внутренних перенапряжений.

Климатическое исполнение ОПН:

- Температура окружающего воздуха $-60^{\circ}\text{C} \dots +40^{\circ}\text{C}$.
- Высота над уровнем моря не более 1000 м.
- Рабочее положение ограничителей – вертикальное.

Таблица 24 – Основные технические характеристики ограничителя.

№	Наименование параметра	ОПН-220/ 156-10/650(II) 2УХЛ1
1.	Класс напряжения сети, кВ	220
2	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	156
3	Номинальное напряжение, кВ	206
4	Классификационное напряжение, кВ	202
5	Номинальный разрядный ток, А	10000
6	Ток КЗ, при котором гарантируется взрывобезопасность ОПН, кА	65
7	Длина пути утечки внешней изоляции, не менее, см	528
8	Ток проводимости при длительном рабочем напряжении, не более, мА	0,6
9	Сопротивление изоляции при 2,5 кВ, не менее, МОм	10000
10	Уровень частичных разрядов, не более, пКл	10
11	Масса, не более, кг	77

2.6.Выбор главной схемы электрических соединении РУ 220кВ

В соответствии с рекомендациями [4] для РУ 220кВ была выбрана схема с двумя рабочими системами шин и одной обходной. Достоинства схемы:

1. При КЗ на шинах отключается шиносоединительный выключатель и только половина присоединений.

2.Отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех источников питания и линий, присоединённых к данной системе шин, а если в работе находится одна система шин, то отключаются все присоединения.

3. Если требуется вывод в ремонт выключателя одного из присоединений, его заменяются обходным без перерыва питания.

В РУ с пятью и более присоединениями, не допускающими даже кратковременную потерю напряжения на присоединении при плановом выводе выключателей в работу, но при повышенных требованиях к сохранению в работе силовых трансформаторов. В РУ с устройствами для плавки гололеда.

В этой схеме ремонт выключателей производится без перерыва питания с использованием обходной системы шин, возможен поочередный ремонт систем шин без перерыва питания. Схема отвечает требованиям необходимой надежности.

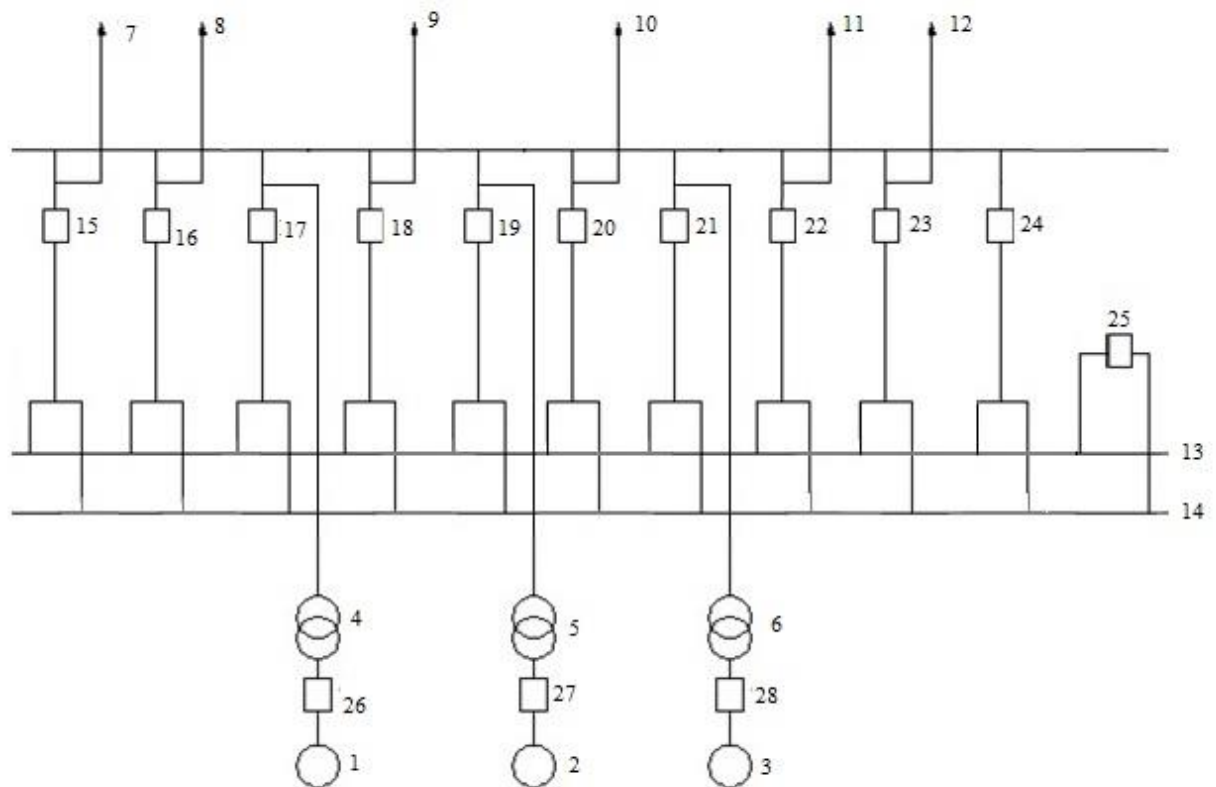


Рисунок 7 – Схема ОРУ 220кВ с двумя рабочими и одной обходной системами шин

3.0 Молниезащита ОРУ 220 кВ

Защита оборудования ОРУ от прямых ударов молнии обеспечивается стержневыми молниеотводами, установленными на линейных и трансформаторных порталах. Молниеотводы выполняются в виде металлических стержней молниеприемников, возвышающихся над защищаемыми объектами, соединенных с заземлителем.

Согласно [1], Электрические станции и подстанции относятся к специальным объектам и вероятность защиты этих объектов должна быть не менее 0,995.

1. Из вычерченного плана ОРУ 220 кВ с разрезами по основным ячейкам выявляем наиболее возвышающиеся на ОРУ объекты, требующие защиты от прямых ударов молнии. Это гибкие шины на высоте $h_x=16,5$ м.

2. Ориентировочно выбираем места установки молниеотводов на порталах.

3. Рассчитаем диагональ прямоугольника, м

$$L = \sqrt{a_1^2 + a_2^2}, \quad (73)$$

где a_1 - длина между молниеотводами, м;
 a_2 - ширина между молниеотводами, м.

$$L = \sqrt{40,5^2 + 15,4^2} = 43,32 \quad (74)$$

4. По [1] расстояние между стержневыми молниеотводами

$$L_c = 2,25 \cdot h \quad (75)$$

где h - высота стержневого молниеотвода.

$$L_c = 2,25 \cdot 30 = 67,5 \text{ м.}$$

Для того, что бы зона защиты не имела провала, необходимо выполнение условия:

$$L \leq L_c \quad (76)$$

$$43,32 \text{ м} \leq 67,5 \text{ м}$$

Данное условие соблюдается.

5. Принимая высоту молниеотвода $h = h_n$ по [1] определяют параметры конуса защиты стержневого молниеотвода.

Находим высоту конуса

$$h_0 = 0,72 \cdot h, \quad (77)$$

$$h_0 = 0,72 \cdot 30 = 21,6 \text{ м.}$$

Находим радиус конуса

$$r_0 = 0,7 \cdot h, \quad (78)$$

$$r_0 = 0,7 \cdot 30 = 21 \text{ м.}$$

6. Радиус зоны защиты r_x на высоте защищаемого объекта h_x определяется по формуле:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (79)$$

$$r_x = \frac{21 \cdot (21,6 - 16,5)}{21,6} = 4,96 \text{ м.}$$

7. Строим сечение зоны защиты на высоте h_x для рассчитанных стержневых молниеотводов 1, 2, 5, 6.

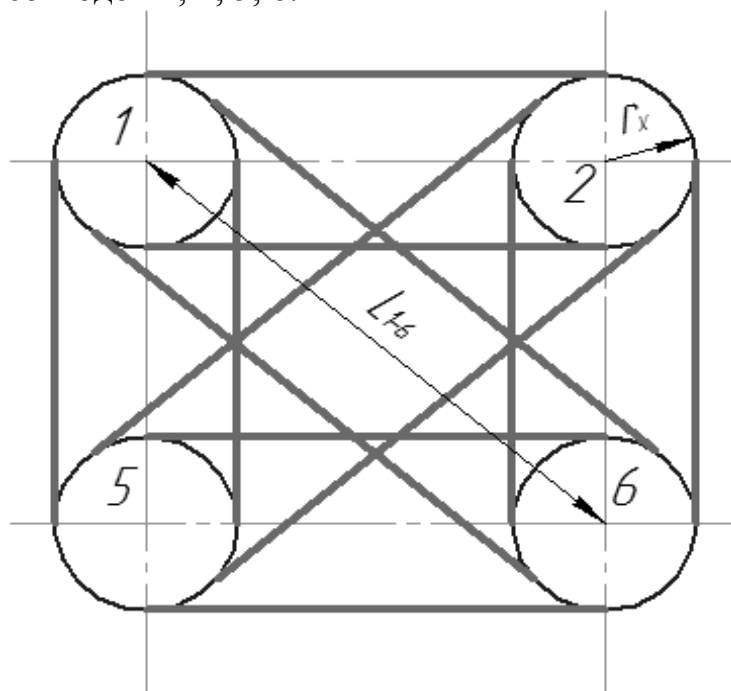


Рисунок 8 – Зона защиты четырех стержневых молниеотводов

Из рисунка 8 видно, что зона защиты четырех молниеотводов не имеет провалов на высоте h_x .

4.0 Расчёт заземляющих устройств для ОРУ 220 кВ

Расчетная длительность воздействия, с

$$\tau = \tau_{pz} + \tau_{ov}, \quad (80)$$

где τ_{pz} – время действия релейной защиты, $\tau_{pz} = 0,12$ с [1];

τ_{ov} – общее время отключения выключателя, $\tau_{ov} = 0,035$ с [6].

$$\tau = 0,12 + 0,035 = 0,145.$$

С учетом длительности воздействия по [10] находим наибольшее допустимое напряжение прикосновения $U_{пр.доп} = 400$ В.

В реальных условиях удельное сопротивление грунта неодинаково по глубине. В расчетах многослойный грунт представляется двухслойным: удельное сопротивление верхнего слоя (песок) $\rho_1 = 500$ Ом·м [10], удельное сопротивление нижнего слоя (суглинок) $\rho_2 = 60$ Ом·м [10].

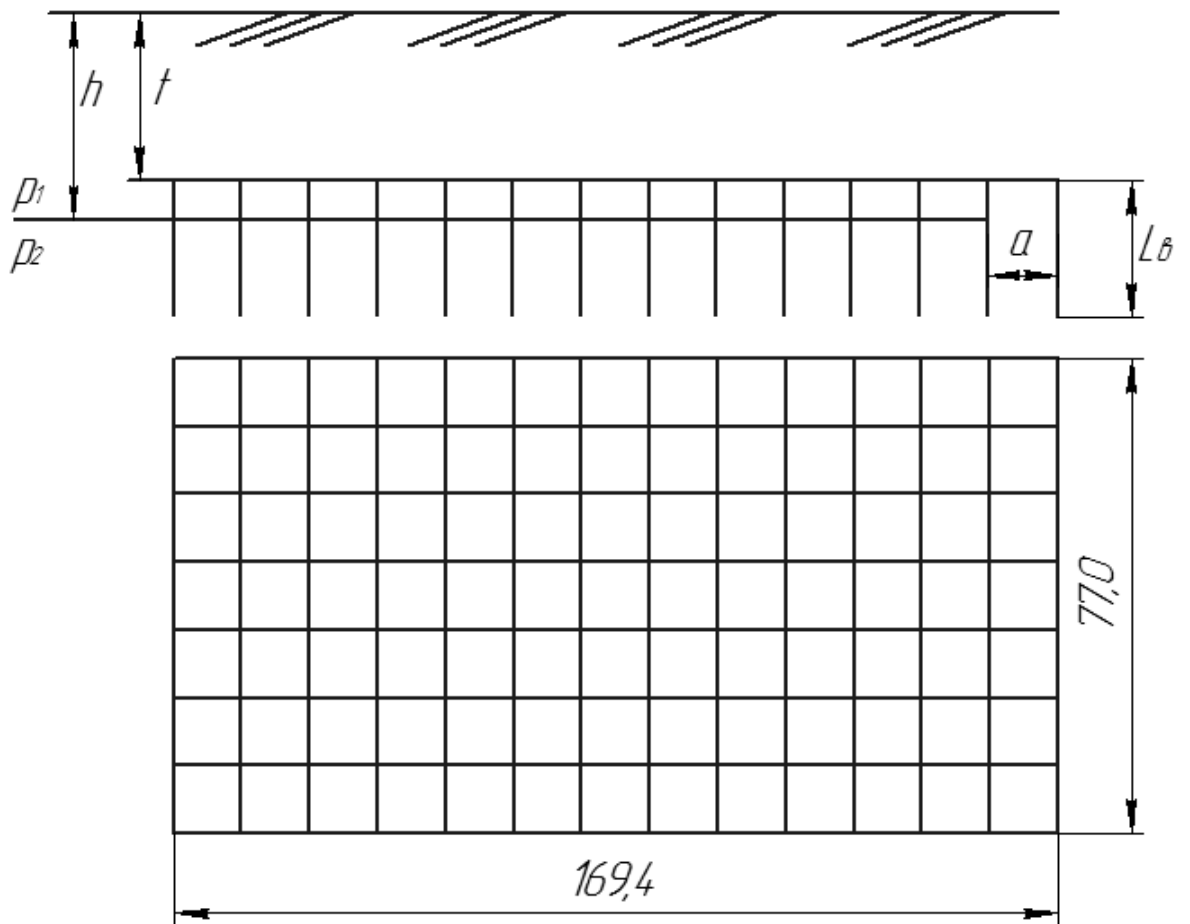


Рисунок 9 – Заземляющее устройство ОРУ 220 кВ

Коэффициент прикосновения

$$K_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{L_B \cdot L_T}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (81)$$

где M – параметр, зависящий от соотношения ρ_1/ρ_2 , $M=0,806$ [10];

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступней;

L_B – длина вертикальных заземлителей, $L_B=5$ м [1];

L_T – суммарная длина всех горизонтальных заземлителей $L_T=1845$ м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, $a=10$ м [1];

S – площадь РУ, занимаемая станцией, $S=13044$ м²;

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c}, \quad (82)$$

где R_q – сопротивление тела человека, $R_q=1000$ Ом [1];

R_c – сопротивление растеканию тока от ступней, $R_c=750$ Ом [1];

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 750} = 0,57.$$

Коэффициент прикосновения по формуле (81)

$$K_{II} = \frac{0,806 \cdot 0,57}{\left(\frac{5 \cdot 1845}{10 \cdot \sqrt{13044}} \right)^{0,45}} = 0,18.$$

Напряжение на заземлителе, В

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_{II}}, \quad (83)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,18} = 2222.$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства, Ом

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3}, \quad (84)$$

где I_3 – ток, стекающий с заземлителя при однофазном КЗ на землю, кА.

$$I_3 = (0,4 - 0,6) \cdot I_{\text{но}}^{(1)}, \quad (85)$$

$$I_3 = 0,4 \cdot 5,23 = 2,092.$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства по формуле (161), Ом

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{2222}{2092} = 1,06.$$

Для дальнейшего расчета реальное заземляющее устройство станции преобразуем в квадратную модель. Замена производится из условия равенства площадей реального заземляющего условия и его модели (рис. 10).

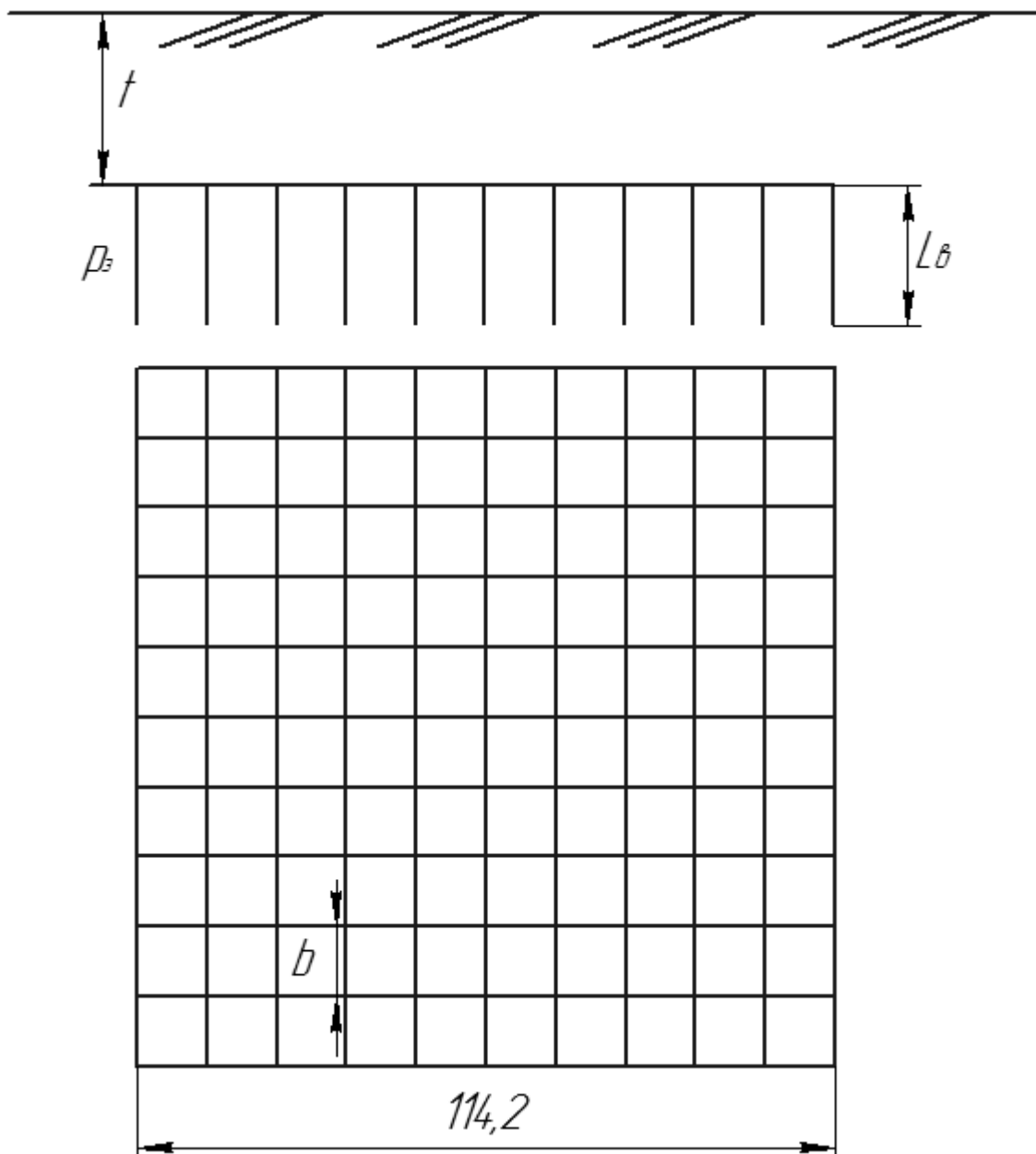


Рисунок 10 – Расчетная модель ЗУ

Число ячеек на стороне квадрата

$$m = \frac{L_r}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (86)$$

$$m = \frac{1845}{2 \cdot \sqrt{13044}} - 1 = 7,07.$$

Принимаем $m=8$.

Длина полос в расчетной модели, м

$$L'_r = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (87)$$

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{13044} \cdot (8 + 1) = 2055,6.$$

Длина сторон ячейки, м

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (88)$$

$$b = \frac{\sqrt{13044}}{8} = 14,28$$

Число вертикальных заземлителей, установленных по периметру контура

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{L_g} \cdot L_g}, \quad (89)$$

$$n_g = \frac{\sqrt{13044} \cdot 4}{\frac{10}{5} \cdot 5} = 45,68.$$

Принимаем $n=46$.

Общая длина вертикальных заземлителей, м

$$L_B = L_B \cdot n_B, \quad (90)$$

$$L_B = 5 \cdot 46 = 230.$$

Относительная глубина при $t=0,7$ м

$$\frac{L_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{13044}} = 0,05,$$

тогда при $0 \leq \frac{L_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1$ находим величину A ,

$$A = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{L_B + t}{\sqrt{S}} \right), \quad (91)$$

$$A = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{13044}} \right) = 0,403.$$

По [10] для условий:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = 8,3; \frac{a}{L_6} = 2; \frac{h-t}{L_6} = 0,26.$$

находим $\frac{\rho_3}{\rho_2} = 1,7$, тогда $\rho_3 = 1,7 \cdot 60 = 102 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Общее сопротивление заземлителя, Ом

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + A \cdot \frac{\rho_3}{L'_Г + L'_Б}, \quad (92)$$

$$R_3 = 0,403 \cdot \frac{102}{\sqrt{13044}} + 0,403 \cdot \frac{102}{2055,6 + 230} = 0,37.$$

Общее сопротивление заземлителя должно быть меньше допустимого

$$R_3 \leq R_{3, \text{доп}}, \quad (93)$$

$$0,37 \text{ Ом} \leq 1,06 \text{ Ом}.$$

Напряжение прикосновения, В

$$U_{np} = K_n I_3 R_3 \quad (94)$$

$$U_{np} = 0,18 \cdot 2092 \cdot 0,37 = 139,3,$$

что меньше допустимого – 400 В.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тремясов, В.А. Проектирование электрических станций [Текст]: учеб. пособие/ В. А. Тремясов. – Красноярск: ИПК СФУ, 2009. – 286 с.
2. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей/ И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро – Москва: ЭНАС, 2009. – 392 с.
3. Больнов, В.В. Основы эксплуатации электрических станций. Система электроснабжения собственных нужд электрических станций [Текст]: учеб. пособие / В.В. Больнов, В.П. Возовик, В.А. Ермаков – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 120 с.
4. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – Москва: Энергоатомиздат, 1986. – 648с.
5. Технические характеристики разъединителей 110-500 кВ наружной установки . URL: <http://leg.co.ua/info/podstancii/tehnicheskie-harakteristiki-razediniteley-110-500-kv-naruzhnoy-ustanovki-2.html>
6. Выключатели элегазовые типа ВГБ
URL: <http://www.uetm.ru>
7. Схемы электрических подстанций
URL: <http://elar.urfu.ru/bitstream/10995/34809/1/978-5-7996-1457-7.pdf>
8. Измерительные трансформаторы напряжения типа НКФ
URL: http://www.kef.ru/t_trans_nami_220.shtml
9. Справочная информация: "Правила устройства электроустановок (ПУЭ)" Дата введения 2003-01-01 . Разработано с учетом требований государственных стандартов, строительных норм и правил, рекомендаций научно-технических советов по рассмотрению проектов глав. Проекты глав рассмотрены рабочими группами Координационного совета по пересмотру ПУЭ. Подготовлено ОАО «ВНИИЭ».
10. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 октября 2010г. –Москва: КНОРУС, 2010. – 488 с.
11. Технические характеристики синхронных генераторов
URL: <http://www.power-m.ru/>
12. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть станции и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
13. СТО 4.2-07-2014. Система менеджмента качества Общие требования к построению и оформлению документов учебной и научной деятельности. Текстовые материалы и иллюстрации; ФГОУ ВПО. – Красноярск, 2014. – 54с.

14. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)

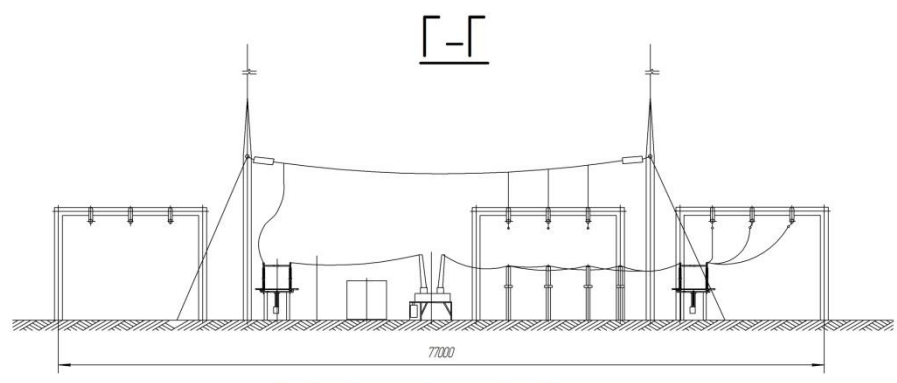
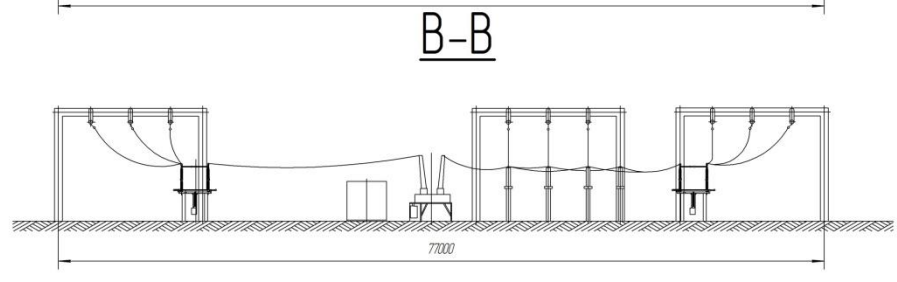
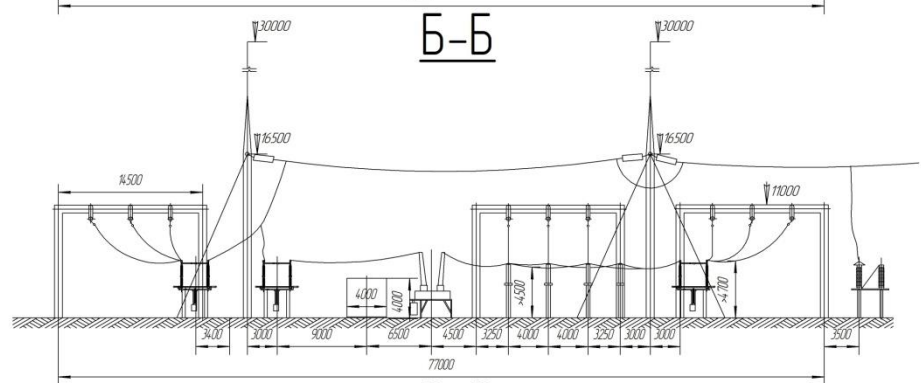
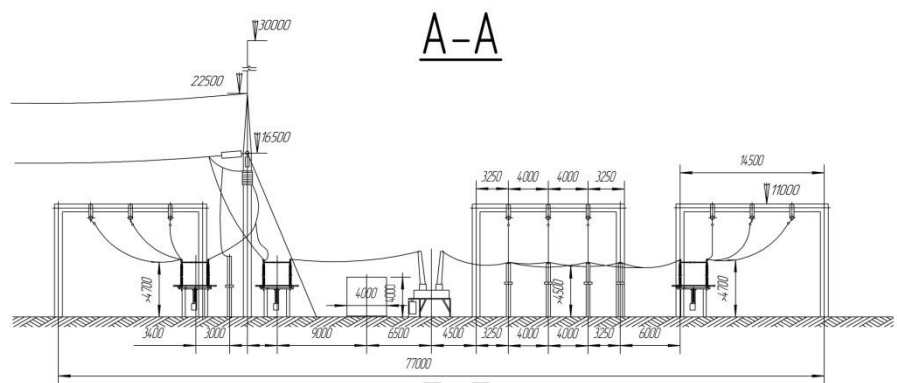
15. НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий (взамен СН 174-75)

16. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ . Типовые решения

17. Выключатели генераторные элегазовые типа ВГГ
URL: <http://www.ea.spb.ru/>

18. Развитие электрических сетей и энергосистем
URL: <http://helpiks.org/5-76854.html>

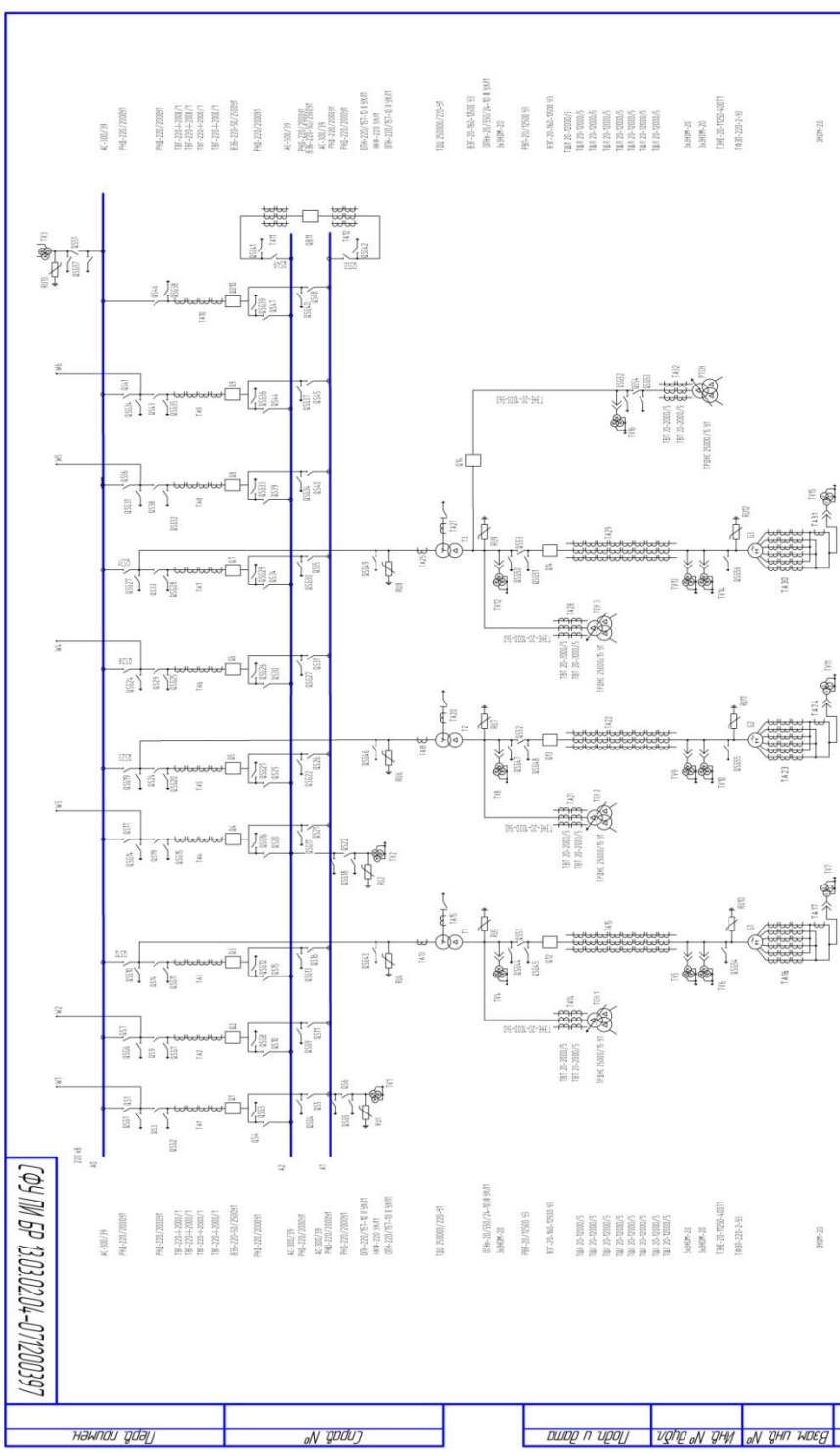
СФУ ПИ БР 13.03.02.04-071200397



Перв. примен.
Справ. №

Инд. № подл.
Лист и дата
Лист и дата
Взам. инд. №
Инд. № подл.
Лист и дата

				СФУ ПИ БР 13.03.02.04-071200397				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Разрез ячеек ОРУ 220 кВ	Лист	Масса	Масштаб
Разработ.	Одинцов М.Е.					4		1:800
Проект.	Егонский А.А.					Лист	Листов	
Т.контр.								
И.контр.	Егонский А.А.				ТЭЦ - 675 МВт			ЭС и ЭЭС
Утв.	Коваленко И.А.				Копировал			Формат А3



СФУ ПИ БР 13.03.02.04-071200397

Лист №	Листов

Вам № д/ва	Лист № д/ва	Листов	Вам № д/ва	Лист № д/ва	Листов

СФУ ПИ БР 13.03.02.04-071200397					
Имя	Лист	№ документа	Листов	Дата	Масса
Результат		Одобрено П.Е. Егорский А.А.			1,250
Глобал		Глобал			Листов 1
Исполн		Егорский А.А.			
Умк		Корочева И.В.			
					ЭСУЗС
					Формат А3

СФУ ПИ БР 13.03.02.04-071200397					
Имя	Лист	№ документа	Листов	Дата	Масса
Результат		Одобрено П.Е. Егорский А.А.			1,250
Глобал		Глобал			Листов 1
Исполн		Егорский А.А.			
Умк		Корочева И.В.			
					ЭСУЗС
					Формат А3

