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

Политехнический институт

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Коваленко И. В.
подпись
« ____» _____ 2016г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.04

ПРОЕКТ КЭС – 1100 МВт

Руководитель _____ канд.техн.наук Тихонов А.А.
подпись, дата

Выпускник _____ Юкляевская А.А.
подпись, дата

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.
подпись
« ___ » _____ 2015г

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
В ФОРМАТЕ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студенту Юкляевской Анастасии Алексеевне

Группа ФЭ12-03Б Направление (специальность) 13.03.02.04

Электроэнергетика и электротехника, (профиль) Электрические станции.

Тема выпускной квалификационной работы:

«Проектирование КЭС – 1100 МВт».

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

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

Исходные данные для ВКР: 1) Турбогенераторы ТЗВ-220-2; 2) Точка присоединения к энергосистеме с отдаленностью от станции 320 км, мощностью 8000 МВА, с напряжением 500 кВ и сопротивлением 0,4 о.е.; 3) Точка присоединения к потребителям на напряжении 220 кВ, максимальная мощность которых равна 250 МВт, а в минимальном режиме – 200 МВт и коэффициент мощности равен 0,85.

Перечень разделов ВКР: Выбор структурной схемы КЭС; выбор основного оборудования; выбор линий связи; расчет токов короткого замыкания; выбор электрических аппаратов, шинных конструкций, токопроводов и кабелей; проектирование молнезащиты и заземляющий устройств; проектирование главной схемы электрических соединений.

Перечень графического материала: 1) Главная схема электрических соединений; план ОРУ-500; разрез характерных ячеек ОРУ-500.

Руководитель ВКР _____ Тихонов А.А.
подпись

Задание принял к исполнению _____ Юкляевская А.А.
подпись

«___» _____ 2015г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект КЭС – 1100 МВт» содержит 65 страниц текстового документа, 12 использованных источников, 5 листов графического материала.

СТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ, ОБОРУДОВАНИЕ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ЭЛЕКТРИЧЕСТВО, ЗАЩИТА, НАДЕЖНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ.

Задачи:

- проектирование электрической части КЭС 1100 МВт;
- выбор основного электротехнического оборудования;
- выбор линий связи;
- расчёт токов короткого замыкания;
- выбор электрических аппаратов;
- выбор шинных конструкций, токопроводов и кабелей;;
- проектирование молниезащиты;
- проектирование заземляющих устройств;
- проектирование главной схемы электрических соединений;

В итоге была спроектирована КЭС 1100 МВт, отвечающая всем необходимым требованиям.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 7
1 Выбор структурной схемы КЭС 8
2 Расчет перетоков мощности и выбор трансформаторов 11
3 Определение потерь энергии в трансформаторах 17
4 Расчёт ТЭП для выбора варианта структурной схемы станции 19
5 Выбор ЛЭП 21
5.1 Выбор числа ЛЭП, передающих мощность в ЭЭС 21
5.2 Выбор числа ЛЭП, передающих мощность потребителям 21
6 Расчёт нормальных и максимальных токов 22
6.1 Расчёт нормальных и максимальных токов генератора 22
6.2 Расчёт нормальных и максимальных токов трансформатора 500 кВ 22
6.3 Расчёт нормальных и максимальных токов трансформатора 220 кВ 23
6.4 Расчёт нормальных и максимальных токов при перетоке мощности через автотрансформатор. 24
6.5 Расчёт нормальных и максимальных токов трансформатора собственных нужд 25
6.6 Расчёт нормальных и максимальных токов линии 500 кВ 26
6.7 Расчёт нормальных и максимальных токов линии 220 кВ 26
7 Расчёт токов короткого замыкания 28
7.1 Расчёт действующего значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ 31
8 Выбор выключателей 39
9 Выбор разъединителей 42
10 Выбор токоведущих частей 43
10.1 Выбор токоведущих частей РУ 220 кВ 43
10.2 Выбор сборных шин для ОРУ напряжением 500 кВ 44
10.3 Выбор комплектного экранированного токопровода (КЭТ) 44
10.4 Выбор проводов длинных связей блочных трансформаторов и автотрансформаторов с ОРУ 45

11 Выбор измерительных трансформаторов тока 47
12 Выбор измерительных трансформаторов напряжения 51
13 Выбор схем открытых распределительных устройств..... 52
14 Молниезащита ОРУ 500кВ 55
15 Расчёт заземляющих устройств для ОРУ 500 кВ 58
Заключение 63
Список использованных источников 64

Введение

Целью данного курсового проекта является проектирование схемы выдачи мощности конденсационной электрической станции (КЭС). Основными особенностями КЭС являются: удаленность от потребителей электроэнергии и блочный принцип построения электростанции.

В России на долю КЭС приходится до 60% выработки электроэнергии.

Большие потери тепла в пароводяном контуре в основном определяют КПД электростанции, который составляет 40-45%.

Современные КЭС весьма активно воздействуют на окружающую среду: на атмосферу (выброс продуктов сгорания), гидросферу (сброс теплого конденсата и промышленные стоки) и литосферу (захоронение больших масс золы и шлаков, отчуждение земель).

Схема выдачи мощности проектируется для станции которую планируется разместить в Саратовской области.

В настоящее время большинство энергетических предприятий России выработали свой ресурс полностью или более чем на 50%. Поэтому необходимо проектировать и строить новые мощные электростанции, оснащенные современным оборудованием, средствами измерения и автоматического управления теплоэнергетическим процессом.

Станция предназначена для выдачи мощности в энергосистему на напряжение 500 кВ и обеспечение промышленных потребителей на напряжении 220 кВ.

1 Выбор структурной схемы КЭС

Для выбора варианта структурной схемы будем учитывать показатели надежности, манёвренности и экономичность работы выбранной схемы.

Во время проектирования схемы выдачи электрической мощности КЭС были выделены три варианта структурной схемы, в соответствии с указаниями [1, с. 40]. Каждый вариант содержит пять турбоагрегатов, с различным расположением по шинам ОРУ 500 и 220 кВ и схемой автотрансформаторной связи между шинами.

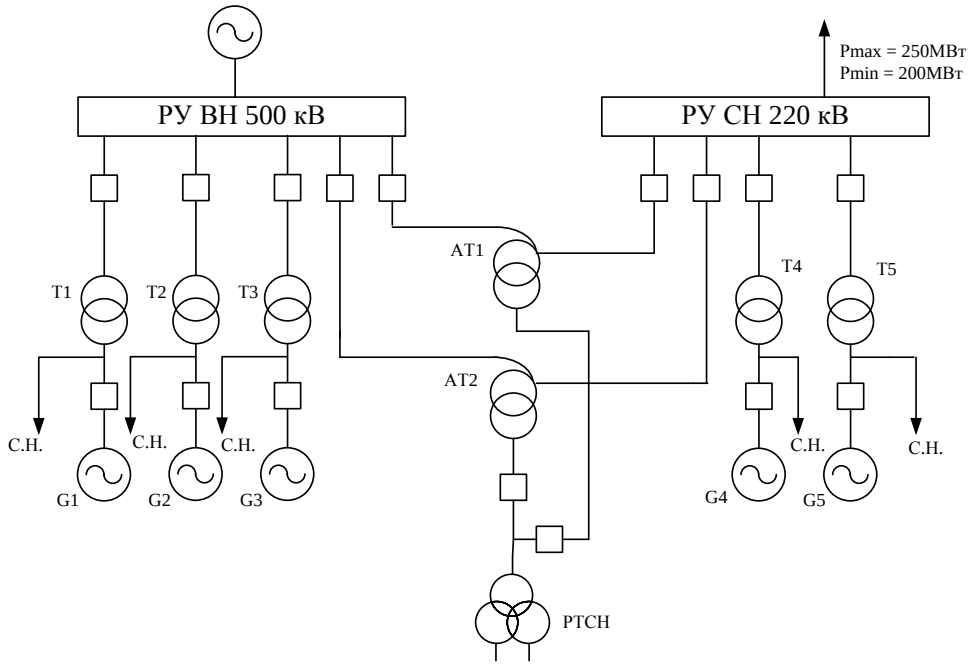

Рисунок 1.1 – Структурная схема вариант № 1

На рисунке 1 изображен первый вариант структурной схемы, которая состоит из трех генераторов, подключенных к распределительному устройству высокого напряжения (РУ ВН) и двух генераторов, подключенных к распределительному устройству среднего напряжение (РУ СН). Все генераторы подключены через повышающие трансформаторы. Автотрансформаторы (АТ) осуществляют связь между распределительными устройствами, а так же к их низшей обмотке подключен резервный трансформатор собственных нужд.

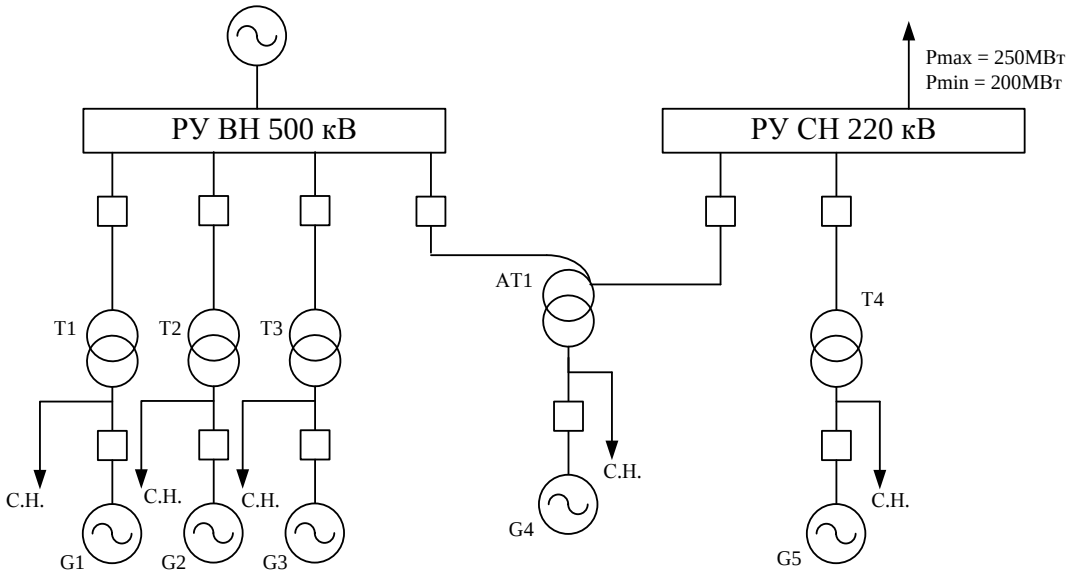

Рисунок 1.2 – Структурная схема вариант № 2

На рисунке 2 изображен второй вариант структурной схемы, которая состоит из трех генераторов, подключенных к РУ ВН и одного генератора, подключенного к РУ СН. Все генераторы подключены через повышающие трансформаторы. Связь между РУ осуществляется одним автотрансформатором к обмотке низшего напряжения, которого подключен один генератор.

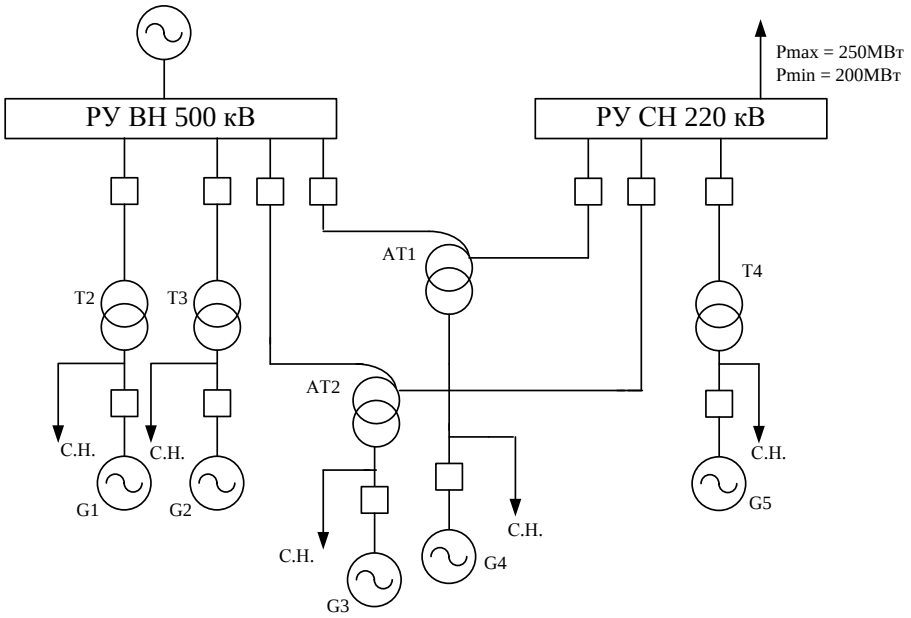

Рисунок 1.3 – Структурная схема вариант № 3

На рисунке 3 изображен третий вариант структурной схемы, которая состоит из двух генераторов, подключенных к РУ ВН и одного генератора, подключенного к РУ СН. Все генераторы подключены через повышающие трансформаторы. Связь между РУ осуществляется двумя автотрансформаторами, к обмотке низшего напряжения каждого подключен один генератор.

Проанализировав надежность трех схем, видно, что при повреждении автотрансформатора в схеме № 2, теряется связь между РУ, а генератор, подключенный к РУ СН, не может покрыть максимальную нагрузку. Для подключения резервной фазы необходимо время, а по заданию мы не может оставить потребителей без питания, поэтому исключаем этот вариант из дальнейшего рассмотрения. Оставшиеся схемы сравним по приведенным затратам.

2 Расчет перетоков мощности и выбор трансформаторов

Рассчитаем перетоки мощности по формулам представленным в учебном пособии [1, с. 45].

Определим реактивную мощность нагрузки в максимальном и минимальном режиме, МВар:

$$Q_{НГмакс} = P_{НГмакс} \cdot \mathrm{tg}\,\varphi_{НГ}; \quad (2.1)$$

$$Q_{НГмин} = P_{НГмин} \cdot \mathrm{tg}\,\varphi_{НГ}, \quad (2.2)$$

где $Q_{НГ.max}$- реактивная мощность нагрузки в максимальном режиме, МВар;

$P_{НГ.max}$- активная мощность нагрузки в максимальном режиме, МВт;

$\mathrm{tg}\,\varphi$ нг= 0,619 по формуле $\mathrm{tg}\,\varphi_{НГ} = \mathrm{tg}(\arccos(\varphi_{НГ}))$.

Произведем расчет по формулам (3.1) и (3.2):

$$Q_{НГмакс} = 250 \cdot 0{,}619 = 154{,}75;$$

$$Q_{НГмин} = 200 \cdot 0{,}619 = 123{,}8.$$

Реактивная мощность генераторов определяется по формуле, Мвар:

$$Q_{G1} = Q_{G2} = Q_{G3} = Q_{G4} = Q_{G5} = P_G \cdot \mathrm{tg}\,\varphi_G, \quad (2.3)$$

где P_G – мощность турбогенератора, МВт;

$$Q_G = Q_{G1} = Q_{G2} = Q_{G3} = Q_{G4} = Q_{G5} = 220 \cdot 0{,}619 = 136{,}4.$$

Мощность, потребляемую на собственные нужды станции принимаем равной 7% от установленной.

Активная мощность на собственные нужды, МВт:

$$P_{СН} = P_{СНG1} = P_{СНG2} = P_{СНG3} = P_{СНG4} = P_{СНG5} = P_G \cdot \frac{7}{100}; \quad (2.4)$$

$$Q_{СН} = Q_{СНG1} = Q_{СНG2} = Q_{СНG3} = Q_{СНG4} = Q_{СНG5} = Q_G \cdot \frac{7}{100}. \quad (2.5)$$

Подставив значения в формулы (3.4) и (3.5), получим:

$$P_{\text{СН}} = P_{\text{СН}G1} = P_{\text{СН}G2} = P_{\text{СН}G3} = P_{\text{СН}G4} = P_{\text{СН}G5} = 220 \cdot \frac{7}{100} = 15{,}4;$$

$$Q_{\text{СН}} = Q_{\text{СН}G1} = Q_{\text{СН}G2} = Q_{\text{СН}G3} = Q_{\text{СН}G4} = Q_{\text{СН}G5} = 136{,}4 \cdot \frac{7}{100} = 9{,}55.$$

Перетоки мощности через блочные трансформаторы для всех схем равны, МВА:

$$S_{\text{Тбл}} = |P_{\text{Тбл}} + jQ_{\text{Тбл}}| = \sqrt{[P_G - P_{\text{СН}G}]^2 + [Q_G - Q_{\text{СН}G}]^2}, \qquad (2.6)$$

где P_G – активная мощность, вырабатываемая турбогенераторами;

$P_{\text{СН}G}$ – активная мощность, потребляемая собственными нуждами;

$Q_{\text{СН}G}$ – реактивная мощность, потребляемая собственными нуждами;

Q_G – реактивная мощность, вырабатываемая турбогенераторами.

$$S_{\text{Тбл}} = \sqrt{[220 - 15{,}4]^2 + [136{,}4 - 9{,}55]^2} = |204{,}6 + j126{,}85| = 240{,}73.$$

Выбираем блочные трансформаторы из условия:

$S_{\text{Т.НОМ}} \geq S_{\text{Т.бл}}$

$S_{\text{Т.НОМ}} \geq 240{,}73$ МВА.

Из справочника [2, с. 254] выбираем трансформатор на напряжение 500 кВ типа: ТДЦ 250000/500.

Из справочника [2, с. 249] выбираем трансформатор на напряжение 220 кВ типа: ТДЦ 250000/220.

Для варианта №1 определим перетоки мощности через обмотки автотрансформаторов, МВА:

При минимальной нагрузке на шинах РУ СН:

$$S_1 = \sqrt{[n \cdot (P_G - P_{\text{СН}G}) - P_{\text{НГмин}}]^2 + [n \cdot (Q_G - Q_{\text{СН}G}) - Q_{\text{НГмин}}]^2} = \\ = |P_1 + jQ_1|; \qquad (2.7)$$

где n – количество турбогенераторов подключенных к РУ СН.

$$S_1 = \sqrt{[2 \cdot (220 - 15{,}4) - 200]^2 + [2 \cdot (136{,}4 - 9{,}55) - 123{,}6]^2} =$$
$$= |209{,}2 + j130{,}1| = 246{,}14.$$

При максимальной нагрузке на шинах РУ СН:

$$S_2 = \sqrt{[n \cdot (P_G - P_{\text{СН}G}) - P_{\text{НГмакс}}]^2 + [n \cdot (Q_G - Q_{\text{СН}G}) - Q_{\text{НГмакс}}]^2} =$$
$$= |P_2 + jQ_2|; \quad (2.8)$$

$$S_2 = \sqrt{[2 \cdot (220 - 15{,}4) - 250]^2 + [2 \cdot (136{,}4 - 9{,}55) - 154{,}75]^2} =$$
$$= |159{,}2 - j98{,}95| = 187{,}31.$$

За аварийный режим принимается отключение одного блока на РУ СН:

$$S_3 = \sqrt{[n \cdot (P_G - P_{\text{СН}G}) - P_{\text{НГмакс}}]^2 + [n \cdot (Q_G - Q_{\text{СН}G}) - Q_{\text{НГмакс}}]^2} =$$
$$= |P_3 + jQ_3|; \quad (2.9)$$

$$S_3 = \sqrt{[1 \cdot (220 - 15{,}4) - 250]^2 + [1 \cdot (136{,}4 - 9{,}55) - 154{,}75]^2} =$$
$$= |45{,}4 - j27{,}9| = 53{,}42.$$

Автотрансформатор связи выбираем из условия:

$S_{\text{АТ.НОМ}} \geq 0{,}7 \cdot S_{\text{СН}max}$;
$S_{\text{СН}max} = S_1 = 246{,}14$ МВА;
$S_{\text{АТ.НОМ}} \geq 0{,}7 \cdot 246{,}14 = 172{,}3$ МВА.

Из [2, с. 256] выбираем автотрансформатор типа АТДЦТН-500000/500/220. На данные напряжения и мощность промышленностью освоен только данный АТ.

Выберем трансформаторы собственных нужд (ТСН) и резервные ТСН.

Мощность трансформаторов собственных нужд 15,75/6 кВ определяется по мощности $S_{\text{СН}}$ и выбирается стандартная ближайшая большая либо равная:

$$S_{\text{ТСН}} \geq S_{\text{СН}} = |P_{\text{СН}} + jQ_{\text{СН}}|$$

$$S_{\text{ТСН}} \geq |15{,}4 + j9{,}55| = 18{,}12.$$

Из [3, с.130] выбираем ТСН марки ТРДНС-25000/35. Их мы установим на каждый блок. РТСН выбирается равным по мощности ТСН, его подключаем к обмотке НН АТ равной 15,75 кВ. В качестве резерва так же устанавливаем трансформатор ТРДНС-25000/35.

Для варианта №3 определим перетоки мощности через обмотки автотрансформаторов, МВА:

При минимальной нагрузке на шинах РУ СН:

$$S_1 = \sqrt{[1 \cdot (220 - 15{,}4) - 200]^2 + [1 \cdot (136{,}4 - 9{,}55) - 123{,}6]^2} =$$
$$= |4{,}6 + j3{,}25| = 5{,}41.$$

При максимальной нагрузке на шинах РУ СН:

$$S_2 = \sqrt{[1 \cdot (220 - 15{,}4) - 250]^2 + [1 \cdot (136{,}4 - 9{,}55) - 154{,}75]^2} =$$
$$= |45{,}4 - j27{,}9| = 53{,}42.$$

При аварийном режиме (отключение одного блока, подключенного к шинам РУ СН) вся мощность необходимая для покрытия нагрузки передается через АТ связи:

$$S_3 = |P_3 + jQ_3| = \sqrt{{P_{\text{НГ}max}}^2 + {Q_{\text{НГ}max}}^2}; \quad (2.10)$$

$$S_3 = \sqrt{250^2 + 154{,}75^2} = |250 + 154{,}75| = 294{,}15.$$

На стороне НН автотрансформатора связи подключен генератор, поэтому необходимо учесть и его мощность, МВА:

$$S_4 = \sqrt{[p \cdot (P_G - P_{\text{СН}G})]^2 + [p \cdot (Q_G - Q_{\text{СН}G})]^2} = |P_4 + jQ_4|, \quad (2.11)$$

где p–количество блочных автотрансформаторов связи.

$$S_4 = \sqrt{[2 \cdot (220 - 15{,}4)]^2 + [2 \cdot (136{,}4 - 9{,}55)]^2} = |409{,}2 + j253{,}7| = 481{,}46.$$

Определим перетоки мощности через обмотки ВН автотрансформаторов связи в различных режимах, МВА:

При минимальной нагрузке на шинах РУ ВН:

$$S_5 = \sqrt{[P_4 + P_1]^2 + [Q_4 + Q_1]^2} = |P_5 + jQ_5|, \quad (2.12)$$

$$S_5 = \sqrt{[409{,}2 + 4{,}6]^2 + [253{,}7 + 2{,}85]^2} = |413{,}8 + j256{,}55| = 486{,}87.$$

При максимальной нагрузке на шинах РУ ВН:

$$S_6 = \sqrt{[P_4 + P_2]^2 + [Q_4 + Q_2]^2 = |P_6 + jQ_6|}; \quad (2.13)$$

$$S_6 = \sqrt{[409{,}2 - 45{,}4]^2 + [253{,}7 - 28{,}15]^2} = |363{,}8 + j225{,}55| = 428{,}04.$$

В аварийном режиме (отключение одного блока, подключенного к шинам РУ СН):

$$\mathrm{S}_7 = \sqrt{[P_4 + P_3]^2 + [Q_4 + Q_3]^2 = |P_7 + jQ_7|}; \quad (2.14)$$

$$\mathrm{S}_7 = \sqrt{[250 - 409{,}2]^2 + [154{,}75 - 253{,}7]^2} = |159{,}2 + \mathrm{j}98{,}95| = 187{,}31.$$

Выбираем автотрансформатор исходя из условия, что

$$S_{\text{АТ.НОМ}} \geq 1{,}0 \cdot S_{\text{СН(ВН)макс}}; \quad (2.13)$$

$$S_{\text{СН(ВН)макс}} = 243{,}43 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{АТ.НОМ}} \geq 243{,}43 \text{ МВА};$$

Из [2, с. 256] выбираем две группы однофазных автотрансформаторов связи типа АОДЦТН-167000/500/220.

Трансформаторы собственных нужд ТРДНС-25000/35. Устанавливаем два резервных трансформатора ТРДН-32000/220 на шины РУ СН.

Характеристики трансформаторов приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1-Характристика трансформаторов.

Тип	$S_{ном}$, МВА	Напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания $U_к$, %		
		ВН	НН	$P_{хх}$	$P_{кз}$	ВН - СН	ВН - НН	СН - НН
ТДЦ-250000/500	250	525	15,75	250	600	-	13	-
ТДЦ-250000/220	250	242	15,75	240	650	-	11	-
АТДЦТН-500000/500/220	500	515	15,75	230	1050	-	12	-
АОДЦТН-167000/500/220	167	500	15,75	125	325	11	35	21
ТРДНС-25000/35	25	15,75	6,3-6,3	25	115	-	10,5	-
ТРДН-32000/220	32	230	6,3-6,3	45	150	-	11,5	28

3 Определение потерь энергии в трансформаторах

Потери в блочных трансформаторах, кВт · ч:

$$\Delta W_{\text{бл.Т}} = P_{\text{х}} \cdot \left(8760 - T_{\text{пл.р}}\right) + P_{\text{кв-н}} \cdot \left(\frac{S_{\text{Т.бл.макс}}}{S_{\text{ТНОМ}}}\right)^2 \cdot \tau, \quad (3.1)$$

где $P_{\text{х}}$ – потери холостого хода;

$P_{\text{кв-н}}$ – потери короткого замыкания;

$T_{\text{пл.р}}$ – время планового ремонта блока, определяется временем ремонта турбины;

$S_{\text{ТНОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$S_{\text{Т.бл.макс}}$ – максимальная мощность протекающая через трансформатор;

τ – время максимальных потерь [1, с. 37].

Вычислим потери в блочных трансформаторах на стороне 500 кВ по формуле (4.1)

$$\Delta W_{\text{бл.Т1}} = 250 \cdot (8760 - 720) + 600 \cdot \left(\frac{240{,}73}{250}\right)^2 \cdot 2400 = 3345189;$$

Вычислим потери в блочных трансформаторах на стороне 220 кВ по формуле (4.1):

$$\Delta W_{\text{бл.Т2}} = 240 \cdot (8760 - 600) + 650 \cdot \left(\frac{240{,}73}{250}\right)^2 \cdot 450 = 4670503;$$

Потери для автотрансформаторов связи в схеме №1, кВт · ч:

$$\Delta W_{\text{АТ}} = P_{\text{х}} \cdot \left(8760 - T_{\text{пл.р}}\right) + P_{\text{кз вн}} \cdot \left(\frac{S_{\text{ВНмакс}}}{2 \cdot S_{\text{АТном}}}\right)^2 \cdot \tau_{\text{вн}} + P_{\text{кз сн}} \cdot \left(\frac{S_{\text{СНмакс}}}{2 \cdot S_{\text{АТном}}}\right)^2 \cdot \tau_{\text{сн}}, \quad (3.2)$$

где $P_{\text{кз вн}}$ – потери в обмотке ВН, кВт;

$P_{\text{кз сн}}$ – потери в обмотке СН, кВт;

$S_{\text{ВНмакс}}$ – максимальная мощность, протекающая через обмотку ВН;

$S_{\text{СНмакс}}$ – максимальная мощность, протекающая через обмотку СН;

$S_{\text{АТном}}$ – номинальная мощность автотрансформатора;

$$\Delta W_{\text{АТ1}} = 230 \cdot (8760 - 670) + \frac{1050}{2} \cdot \left(\frac{246{,}14}{2 \cdot 500}\right)^2 \cdot 2800 + \frac{1050}{2} \cdot \left(\frac{246{,}14}{2 \cdot 500}\right)^2 \cdot$$
$$\cdot 2800 = 2038818$$

Суммарные потери электроэнергии в схеме №1, кВт · ч:

$$\Delta W = 3 \cdot \Delta W_{\text{бл.Т1}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{АТ1}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{бл.Т2}}; \quad (3.3)$$

$$\Delta W = 3 \cdot 3345189 + 2 \cdot 2038818 + 2 \cdot 4670503 = 23454209;$$

Потери для группы автотрансформаторов в схеме №3 посчитаем по формуле (4.2):

$$\Delta W_{\text{АТ2}} = 125 \cdot (8760 - 670) + \frac{325}{2} \cdot \left(\frac{486{,}87}{2 \cdot 167}\right)^2 \cdot 2500 + \frac{325}{2} \cdot \left(\frac{294}{2 \cdot 167}\right)^2 \cdot$$
$$\cdot 2500 = 2189250$$

Суммарные потери электроэнергии в схеме №3, кВт · ч:

$$\Delta W = 2 \cdot \Delta W_{\text{бл.Т1}} + 6 \cdot \Delta W_{\text{АТ2}} + \Delta W_{\text{бл.Т2}}; \quad (3.4)$$

$$\Delta W = 2 \cdot 3345189 + 6 \cdot 2189250 + 4670503 = 24496383;$$

Стоимость потерь энергии в вариантах схем, руб.:

$$\text{И}_{\text{пот}} = \beta \cdot \Delta W, \quad (3.5)$$

где $\beta -$ удельная стоимость потерянной электроэнергии,
$\beta = 3{,}04\ {}^{\text{руб}}/_{\text{кВт} \cdot \text{ч}};$

$\Delta W -$ суммарные потери электроэнергии в вариантах схем, кВт · ч;

Для схемы №1:

$$\text{И}_{\text{пот1}} = 3{,}04 \cdot 23454209 = 71300795;$$

Для схемы №3:

$$\text{И}_{\text{пот1}} = 3{,}04 \cdot 24496383 = 74469003;$$

4 Расчёт ТЭП для выбора варианта структурной схемы станции

Экономическая целесообразность схемы определяется минимальными приведенными затратами, тыс. руб./год [4]:

$$З = E_н \cdot K + И_{пот} + М(У), \quad (4.1)$$

где $E_Н$ – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений ($E_Н$=0,12 руб.год./руб.);

$И_{пот}$ – суммарные потери схемы;

К – капитальные вложения в схему выдачи мощности (учитываем только стоимость трансформаторов);

М(У) – математическое ожидание ущерба (исключено из рассмотрения).

Сравнение вариантов по приведенными затратами:

$$\Delta З = \frac{З_2 - З_1}{З_1} \cdot 100\%; \quad (4.2)$$

Капитальные вложения в схему выдачи мощности:

$$K = K_{уд} \cdot k \quad (4.3)$$

где Куд – коэффициент удорожания, Куд = 7,74;

k – цена ячейки трансформаторного оборудования [4].

Для получения полной стоимости, к цене трансформатора добавляют следующие затраты:

2% - благоустройство, временные здания и сооружения;

11% - проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

8% - затраты на общеподстанционные устройства: автоматизация, управление и связь, собственные нужды и система оперативного постоянного тока;

15% - затраты на подготовку территории, строительство зданий, ограждения и инженерных сетей: срезка растительного слоя, подсыпка и выравнивание площадки, водоснабжение и пожаротушение, канализация, маслоуловители, ограждение, общеподстанционные здания и сооружения.

2% - содержание дирекции строительства;

5% - прочие работы и затраты.

Для удобства сравнения, занесем данные в таблицу 4.1 с учетом количества трансформаторов в каждом варианте.

Таблица 4.1– Расчет капитальных затрат.

Наименование	Вариант 1		Вариант 3	
	кол-во	стоимость тыс.руб.[4]	кол-во	стоимость тыс.руб.[4]
ТДЦ–250000/500	3	605431	2	605431
ТДЦ–250000/220	2	539021	1	539021
АОДЦТН–167000/500/220	-	-	6	351969
АТДЦТН–500000/500/220	2	1099072	-	-
Итого:		5092479		3861697

По формуле (4.1) подсчитаем приведенные затраты для двух схем.

Для варианта 1:

$З_1 = 0{,}12 \cdot 5092479 + 71300{,}795 = 682398{,}27$ тыс.руб

Для варианта 3:

$З_3 = 0{,}12 \cdot 3861697 + 74469{,}003 = 537872{,}64$ тыс.руб

Сравнение вариантов схем по приведенными затратами, по формуле (4.2):

$$\Delta З = \frac{682398{,}27 - 537872{,}64}{682398{,}27} \cdot 100\% = 21{,}18\%$$

Для дальнейших расчетов выбираем вариант структурной схемы № 3, так как приведенные затраты в эту схему оказались меньше.

5 Выбор ЛЭП

5.1 Выбор числа ЛЭП, передающих мощность в ЭЭС

Число линий электропередач:

$$N_w = \frac{P_{выд}}{P_{проп}} + 1 , \quad (5.1)$$

где пропускную способность воздушных линий $P_{проп}$ принимаем за 500 МВт [2, с.93];

$P_{выд}$ - максимальная активная мощность нагрузки.

$$P_{выд} = (P_G - P_{СН}) \cdot n - P_{min} = (220 - 15{,}4) \cdot 5 - 200 = 823 МВт.$$

По формуле (5.1) рассчитаем число линий:

$$N_w = \frac{823}{700} + 1 = 2$$

Мощность ЭЭС передается по двум ЛЭП.

5.2 Выбор числа ЛЭП, передающих мощность потребителям

Число линий электропередач, передающих мощность потребителям находим по формуле (6.1), приняв $P_{проп} = 90$ МВт.

$$N_w = \frac{P_{выд}}{P_{проп}} = \frac{250}{90} + 1 = 4$$

Мощность потребителям передается по четырем ЛЭП.

6 Расчёт нормальных и максимальных токов

6.1 Расчёт нормальных и максимальных токов генератора

Номинальный ток генератора определяется по формуле

$$\mathrm{I}_{\text{номG}} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}G}}, \tag{6.1}$$

где $\mathrm{I}_{\text{ном}}$ – номинальный ток генератора;

$\mathrm{U}_{\text{номG}}$ – номинальное напряжение турбогенератора.

$$I_{\text{ном}} = \frac{258{,}8}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75} = 9{,}486 \text{ кА}.$$

Согласно [5], наибольший ток рабочего режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на 5%.

$$\mathrm{I}_{\max\ \mathrm{G}} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}G} \cdot 0{,}95}, \tag{6.2}$$

где $\mathrm{I}_{\max\ \mathrm{G}}$ - максимальный ток генератора.

$$\mathrm{I}_{\max \mathrm{G}} = \frac{258{,}8}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75 \cdot 0{,}95} = 9{,}986 \text{ кА}.$$

6.2 Расчёт нормальных и максимальных токов трансформатора 500 кВ

Номинальный ток трансформатора 500 кВ определяется по формуле

$$\mathrm{I}_{\text{номТ500}} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номТ500}}}, \tag{6.3}$$

где $\mathrm{I}_{\text{номТ500}}$- номинальный ток трансформатора 500кВ;

$S_{\text{т.ном}}$ - полная номинальная мощность блочного трансформатора 500 кВ;

$U_{\text{номТ500}}$- номинальное напряжение трансформатора 500 кВ;

$$I_{\text{ном}T500} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 500} = 0{,}289 \text{ кА}.$$

Согласно [5], наибольший ток рабочего режима определяется при снижении напряжения на 5%.

$$I_{\max T500} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}95 \cdot U_{\text{ном}T500}}, \quad (6.4)$$

где $I_{\max T500}$ – максимальный ток трансформатора 500 кВ;

$$I_{\max T500} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0{,}95} = 0{,}304 \text{ кА}.$$

6.3 Расчёт нормальных и максимальных токов трансформатора 220 кВ

Номинальный ток трансформатора 220 кВ определяется по формуле

$$I_{\text{ном}T220} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}T220}}, \quad (6.5)$$

где $I_{\text{ном}T220}$ – номинальный ток трансформатора 220 кВ;
$S_{\text{т.ном}}$ – полная номинальная мощность блочного трансформатора 220 кВ;
$U_{\text{ном}T220}$ – номинальное напряжение трансформатора 220 кВ.

$$I_{\text{ном}T220} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0{,}656 \text{ кА}.$$

Согласно [5], наибольший ток рабочего режима определяется при снижении напряжения на 5%.

$$I_{\max T220} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}95 \cdot U_{\text{ном}T220}}, \quad (6.6)$$

где $I_{\max T220}$ – максимальный ток трансформатора 220 кВ.

$$I_{\max T220} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0{,}95} = 0{,}691 \text{ кА}.$$

6.4 Расчёт нормальных и максимальных токов при перетоке мощности через автотрансформатор.

Номинальный ток при перетоке на ВН стороне определяется по формуле:

$$I_{номВН} = \frac{S_{АТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}, \quad (6.7)$$

где $I_{номВН}$– рабочий ток на ВН автотрансформатора;

$S_{АТ}$ – полная номинальная мощность автотрансформаторов;

$U_{ВН}$ – напряжение на высшей обмотке автотрансформатора.

$$I_{ном.ВН} = \frac{167}{\sqrt{3} \cdot 500} = 0{,}193 \text{ кА} \ .$$

Согласно [5], наибольший ток рабочего режима определяется при снижении напряжения на 5%.

$$I_{ВНmax} = \frac{S_{АТ}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}95 \cdot U_{ВН}}, \quad (6.8)$$

где $I_{ВНmax}$ – максимальный ток на ВН автотрансформатора.

$$I_{ВНmax} = \frac{167}{\sqrt{3} \cdot 0{,}95 \cdot 500} = 0{,}203 \text{ кА}.$$

Номинальный ток при перетоке на СН стороне определяется по формуле:

$$I_{номСН} = \frac{S_{АТ}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}95 \cdot U_{СН}}, \quad (6.9)$$

где $I_{номСН}$ – рабочий ток на СН автотрансформатора;

$U_{сн}$ – напряжение на средней обмотке автотрансформатора.

$$I_{номСН} = \frac{167}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0{,}419 \text{ кА}.$$

Согласно [5], наибольший ток рабочего режима определяется при снижении напряжения на 5%.

$$I_{CHmax} = \frac{S_{AT}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}95 \cdot U_{CH}}, \quad (6.10)$$

где I_{CHmax} – максимальный ток на СН автотрансформатора.

$$I_{CHmax} = \frac{167}{\sqrt{3} \cdot 0{,}95 \cdot 230} = 0{,}441 \text{ кА}.$$

Номинальный ток при перетоке на НН стороне определяется по формуле:

$$I_{номНН} = \frac{S_{AT}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}95 \cdot U_{HH}}, \quad (6.11)$$

где $I_{номНН}$ – рабочий ток на НН автотрансформатора;

U_{HH} – напряжение на низшей обмотке автотрансформатора.

$$I_{номНН} = \frac{167}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75} = 6{,}122 \text{ кА}.$$

Согласно [5], наибольший ток рабочего режима определяется при снижении напряжения на 5%.

$$I_{HHmax} = \frac{S_{AT}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}95 \cdot U_{HH}}, \quad (6.12)$$

где I_{HHmax} – максимальный ток на НН автотрансформатора.

$$I_{HHmax} = \frac{167}{\sqrt{3} \cdot 0{,}95 \cdot 15{,}75} = 6{,}444 \text{ кА}.$$

6.5 Расчёт нормальных и максимальных токов трансформатора собственных нужд

Номинальный ток ТСН определяется по формуле:

$$I_{номТСН} = \frac{S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ТСН}}, \quad (6.13)$$

где $I_{номТСН}$ – рабочий ток трансформатора собственных нужд;

$S_{ТСН}$ – полная мощность трансформатора собственных нужд;

$U_{ТСН}$ – напряжение трансформатора собственных нужд.

$$I_{номТСН} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75} = 0{,}916 \text{ кА}.$$

Согласно [5], наибольший ток рабочего режима определяется при снижении напряжения на 5%.

$$I_{ТСНmax} = \frac{S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}95 \cdot U_{ТСН}}, \quad (6.14)$$

где $I_{ТСНmax}$ – максимальный ток трансформатора собственных нужд.

$$I_{ТСН.max} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 0{,}95 \cdot 15{,}75} = 0{,}965 \text{ кА}.$$

6.6 Расчёт нормальных и максимальных токов линии 500 кВ

Номинальный ток для двух параллельно работающих линий определяется по формуле:

$$I_{ном.w} = \frac{S_{НГ}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{ВН}}, \quad (6.15)$$

где $I_{ном.w}$ – рабочий ток протекающий линии 500 кВ;

$S_{НГ}$ – нагрузка на линии 500 кВ;

$U_{ВН}$ – напряжение на линии 500 кВ.

$$I_{ном.w} = \frac{823}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 500} = 0{,}475 \text{ кА}.$$

6.7 Расчёт нормальных и максимальных токов линии 220 кВ

Номинальный ток для четырех параллельно работающих линий определяется по формуле:

$$I_{ном.w} = \frac{S_{НГ}}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot U_{ВН}}, \quad (6.16)$$

где $I_{ном.w}$ – рабочий ток протекающий линии 220кВ;

$S_{НГ}$ – нагрузка на линии 220кВ;

$U_{ВН}$ – напряжение на линии 220кВ.

$$I_{раб.w} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 0{,}164 \text{ кА}$$

7 Расчёт токов короткого замыкания

Исходная схема замещения, составленная на основе структурной схемы №3 представлена на рисунке 7.1.:

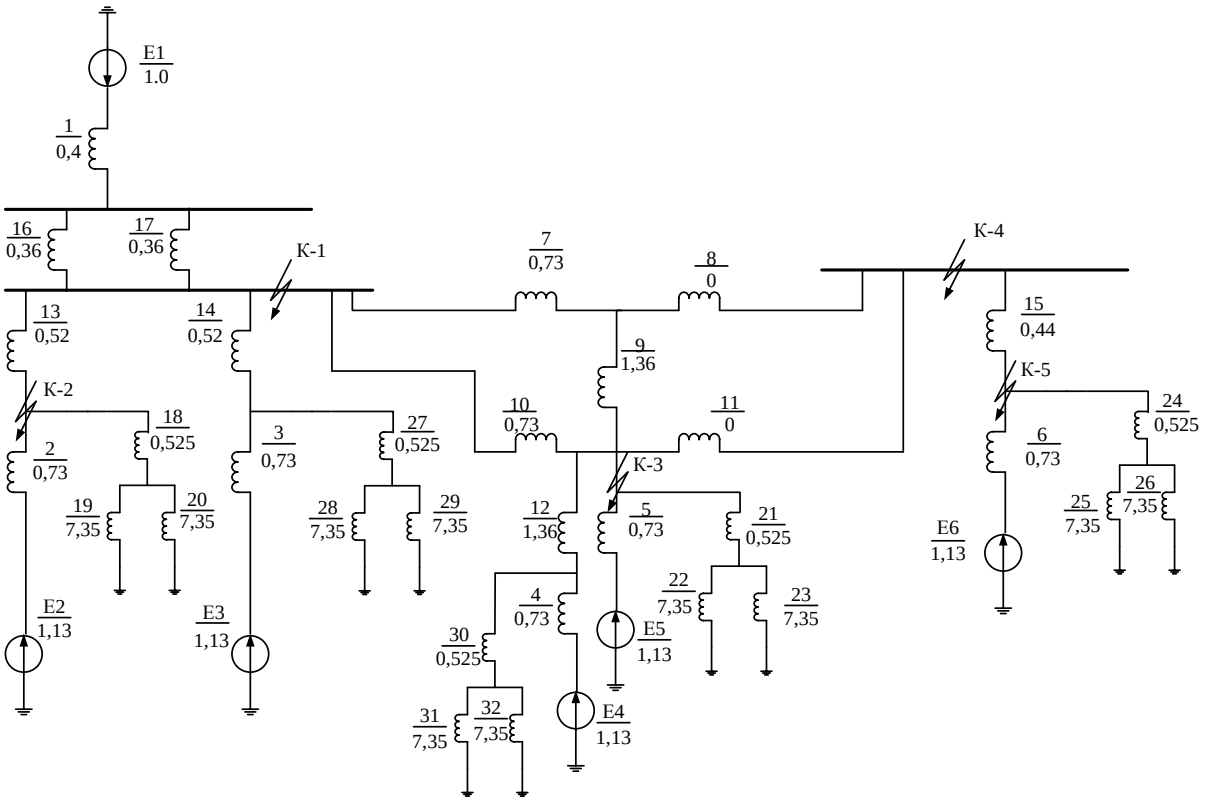

Рисунок 7.1 – Схема замещения для расчетов токов КЗ

Произведем расчет токов КЗ по учебнику [6, с. 108].

Найдём параметры схемы замещения при Sб =1000 МВА, применив расчетные выражения для определения приведенных значений сопротивлений элементов системы.

Рассчитаем базисный ток:

$$I_б = \frac{Sб}{\sqrt{3} \cdot Uб}, \qquad (7.1)$$

где $U_б$ – базисное напряжение,

$U_{б1}$ = 515 кВ,

$U_{б2}$ = 230 кВ,

$U_{б3}$ = 15,75 кВ;

Тогда базисные токи равны, кА:

$$I_{б1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1{,}12;$$

$$I_{б2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2{,}51;$$

$$I_{б3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75} = 36{,}66.$$

ЭДС для генераторов, о.е.: так как все три генератора одинаковые, то $E_2 = E_3 = E_4 = E_5 = E_6 = 1{,}13$.

ЭДС системы, о.е.: $E_{1=}$ 1,0;

Сопротивление системы примем $X_1 = 0{,}4$.

Сопротивление генератора в схеме замещения определяется по формуле:

$$X_G = x''_d \cdot \frac{Sб}{Sн}. \qquad (7.2)$$

Поскольку все генераторы одинаковые, то

$$X_2 = X_3 = X_4 = X_5 = X_6 = 0{,}19 \cdot \frac{1000}{258{,}8} = 0{,}730.$$

Определим напряжение КЗ для автотрансформатора, %:

По таблице 3.1 для АТ:

$U_{квн}$ = 35%;

$U_{квс}$ = 11%;

$U_{ксн}$ = 21,5%;

$$U_{кв} = \frac{1}{2} \cdot (U_{квн} + U_{квс} - U_{ксн}) = \frac{1}{2}(35 + 11 - 21{,}5) = 12{,}25; \qquad (7.3)$$

$$U_{кс} = \frac{1}{2} \cdot (U_{квс} + U_{ксн} - U_{квн}) = \frac{1}{2}(11 + 21{,}5 - 35) = 0; \qquad (7.4)$$

$$U_{кн}=\frac{1}{2}\cdot(U_{квн}+U_{ксн}-U_{квс})=\frac{1}{2}(21{,}5+35-11)=22{,}75, \quad (7.5)$$

где $U_{квн}$ – напряжение короткого замыкания между обмотками высшего и низшего напряжения автотрансформатора;

$U_{квс}$ – напряжение короткого замыкания между обмотками высшего и среднего напряжения автотрансформатора;

$U_{ксн}$ – напряжение короткого замыкания между обмотками среднего и низшего напряжения автотрансформатора.

Сопротивление высокой обмотки:

$$X_7 = X_{10} = \frac{U_{кв}}{100}\cdot\frac{Sб}{Sн} = \frac{12{,}5}{100}\cdot\frac{1000}{167} = 0{,}734; \quad (7.6)$$

Сопротивление средней обмотки равно нулю;

Сопротивление низкой обмотки:

$$X_9 = X_{12} = \frac{U_{кн}}{100}\cdot\frac{Sб}{Sн} = \frac{22{,}755}{100}\cdot\frac{1000}{167} = 1{,}362; \quad (7.7)$$

Сопротивление блочных трансформаторов определим по формуле:

$$X_Т = \frac{Uк}{100}\cdot\frac{Sб}{Sн}; \quad (7.8)$$

Подставляя параметры из таблицы 2.1:

Для трансформаторов $U_{вн}$ 500 кВ:

$$X_{13} = X_{14} = \frac{13}{100}\cdot\frac{1000}{250} = 0{,}52;$$

Для трансформаторов $U_{вн}$ 220 кВ:

$$X_{15} = \frac{11}{100}\cdot\frac{1000}{250} = 0{,}44;$$

Определяем сопротивления линий электропередач по формуле:

$$X_{w*(б)} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{б1}^2}, \tag{7.9}$$

где l – длина линии, км;

$$X_{16} = X_{17} = 0{,}3 \cdot 320 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0{,}360.$$

Определим сопротивление трансформаторов собственных нужд:

$$X_{18} = X_{21} = X_{24} = X_{27} = X_{30} = \frac{0{,}125 \cdot u_{к\,в-н}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_н} = \frac{0{,}125 \cdot 10{,}5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0{,}525. \tag{7.10}$$

$$X_{19} = X_{20} = X_{22} = X_{23} = X_{25} = X_{26} = X_{28} = X_{29} = X_{31} = X_{32} = \\ = \frac{1{,}75 \cdot u_{к\,в-н}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_н} = \frac{1{,}75 \cdot 10{,}5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7{,}35 \tag{7.11}$$

Обобщенная нагрузка моделируется самой большой величиной сопротивления и имеет наименьшие значения ЭДС. Это указывает на то, что ток подпитки от такой обобщенной нагрузки будет незначительным, поэтому им пренебрегаем, т.е. исключаем из рассмотрения ветви с обобщенной нагрузкой.

7.1 Расчёт действующего значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ

Преобразуем схему замещения для точки К-1:

Сопротивлениями трансформаторов собственных нужд для данной точки пренебрегаем.

$$x_{18} = x_{13} + x_2 = 0{,}520 + 0{,}730 = 1{,}250; \tag{7.12}$$

$$x_{19} = x_{14} + x_3 = 0{,}520 + 0{,}730 = 1{,}250; \tag{7.13}$$

$$x_{20} = x_{12} + x_4 = 1{,}360 + 0{,}730 = 2{,}090; \tag{7.14}$$

$$x_{21} = x_9 + x_5 = 1{,}360 + 0{,}730 = 2{,}090; \quad (7.15)$$

$$x_{22} = x_{15} + x_6 = 0{,}440 + 0{,}730 = 1{,}170; \quad (7.16)$$

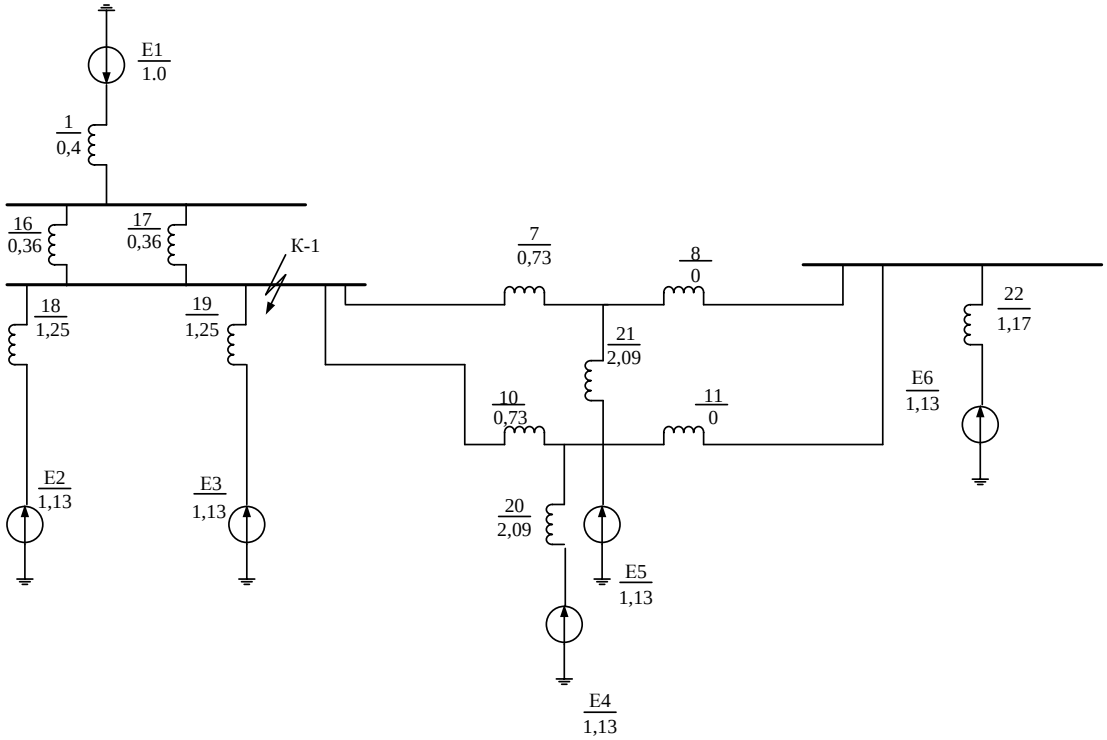

Рисунок 7.2 – Упрощенная схема замещения для расчетов токов КЗ

$$x_{23} = x_8 || x_{11} = 0; \quad (7.17)$$

$$x_{24} = x_{20} || x_{21} = \frac{2{,}09}{2} = 1{,}045; \quad (7.18)$$

$$x_{25} = x_7 || x_{10} = \frac{0{,}73}{2} = 0{,}365; \quad (7.19)$$

$$x_{26} = x_{22} + x_{23} = 1{,}170 + 0 = 1{,}170; \quad (7.20)$$

$$x_{27} = x_{26} || x_{24} = \frac{x_{26} \cdot x_{24}}{x_{26} + x_{24}} = \frac{1{,}170 \cdot 1{,}045}{1{,}170 + 1{,}045} = 0{,}552\ ; \quad (7.21)$$

$$x_{28} = x_{27} + x_{25} = 0{,}552 + 0{,}365 = 0{,}917\ ; \quad (7.22)$$

$$x_{29} = x_{18} || x_{19} = \frac{1{,}250}{2} = 0{,}625\ ; \quad (7.23)$$

$$x_{30} = x_{16} || x_{17} = \frac{0{,}36}{2} = 0{,}180; \quad (7.24)$$

$$x_{31} = x_{30} + x_1 = 0{,}180 + 0{,}4 = 0{,}580\ ; \quad (7.25)$$

$$x_{32} = x_{29}||x_{28} = \frac{x_{29} \cdot x_{28}}{x_{29} + x_{28}} = \frac{0{,}625 \cdot 0{,}917}{0{,}625 + 0{,}917} = 0{,}372\,. \quad (7.26)$$

Получим схему для определения начального значения периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания.

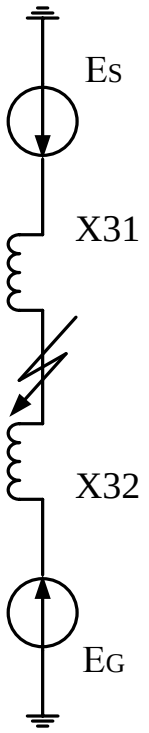

Рисунок 8.3 – Конечная расчетная схема замещения

$$E_{\sum S} = E_1 = 1{,}0, \quad (7.27)$$

где $E_{\sum S}$ – ЭДС системы.

$$x_{\sum S} = x_{31} = 0{,}58\,, \quad (7.28)$$

где $x_{\sum S}$ – суммарное индуктивное сопротивление ветви системы.

$$E_{\sum G} = E_2 = E_3 = E_4 = E_5 = E_6 = 1{,}13, \quad (7.29)$$

где $E_{\sum G}$ – суммарное ЭДС генераторов.

$$x_{\sum G} = x_{32} = 0{,}372\,, \quad (7.30)$$

где $x_{\sum G}$ – суммарное индуктивное сопротивление ветви генератора.

Определим начальное значение периодического тока трёхфазного короткого замыкания.

$$I_{П0S(*)} = \frac{E_{\sum S}}{x_{\sum S}}, \quad (7.31)$$

где $E_{\sum S}$ – то же, что и в формуле (7.27);

$I_{П0S(*)}$– периодический ток трёхфазного короткого замыкания ветви системы;

$x_{\sum S}$ – то же, что и в формуле (7.28).

$$I_{П0S(*)} = \frac{1,0}{0,580} = 1,724 \text{ о.е.}$$

$$I_{П0G(*)} = \frac{E_{\sum G}}{x_{\sum G}}, \quad (7.32)$$

где $I_{П0G(*)}$ – периодический ток трёхфазного короткого замыкания ветви генератора.

$$I_{П0G(*)} = \frac{1,13}{0,372} = 3,038 \text{ о.е.}$$

$$I_{П0(*)} = I_{П0S(*)} + I_{П0G(*)}, \quad (7.33)$$

где $I_{П0(*)}$– периодический ток трёхфазного короткого замыкания.

$$I_{П0(*)} = 1,724 + 3,038 = 4,762 \text{ о.е.}$$

$$I_{П0} = I_{П0(*)} \cdot I_{б1} = 4,762 \cdot 1,12 = 5,33 \text{ кА.} \quad (7.34)$$

Определим величину ударного тока по следующей формуле:

$$i_У = \sqrt{2} \cdot K_{УG} \cdot I_{ПОG} + \sqrt{2} \cdot K_{УS} \cdot I_{ПОS}, \quad (7.35)$$

где $K_{УG}$ - ударный коэффициент ветви генераторов;

$K_{УS}$- ударный коэффициент ветви систем.

$K_У$ показывает, во сколько раз ударный ток будет превышать максимальное значение периодической составляющей тока КЗ

Для каждой из ветвей находят эквивалентные постоянные времени $T_{аэG}$, $T_{аэC}$ и ударные коэффициенты $К_{уG}$, $К_{уS}$. Значения величин берем из [5, с. 161]:

$K_{УG} = 1{,}967$

$K_{УS} = 1{,}85$

$T_{aG} = 0{,}27$

$T_{aS} = 0{,}06$

Определим ударный ток трехфазного короткого замыкания по формуле (7.35):

$$i_{У(*)} = \sqrt{2} \cdot 1{,}967 \cdot 3{,}038 + \sqrt{2} \cdot 1{,}85 \cdot 1{,}724 = 12{,}960 \ о.е.$$

$$i_У = i_{У(*)} \cdot I_{б1}, \qquad (7.36)$$

$$i_У = 12{,}960 \ \cdot 1{,}12 = 14{,}515 \text{ кА}.$$

Определим апериодический ток в любой момент времени по формуле:

$$I_{at(*)} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = i_{atS} + i_{atG}, \qquad (7.37)$$

где i_{at} – апериодический ток;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ;

$$t = t_{РЗ} + t_{СВ}, \qquad (7.38)$$

где $t_{РЗ}$ – время срабатывания релейной защиты;

$t_{СВ}$ – время срабатывания аппарата.

$$t = 0{,}01 + 0{,}04 = 0{,}05.$$

$$i_{atS} = \sqrt{2} \cdot I_{П0S} \cdot e^{-\frac{t}{T_{aS}}}, \qquad (7.39)$$

$$i_{atS} = \sqrt{2} \cdot 1{,}724 \cdot e^{-\frac{0{,}05}{0{,}06}} = 1{,}059 \text{ о.е.}$$

$$i_{atG} = \sqrt{2} \cdot I_{П0G} \cdot e^{-\frac{t}{T_{aG}}}, \quad (7.40)$$

$$i_{atG} = \sqrt{2} \cdot 3{,}038 \cdot e^{-\frac{0{,}05}{0{,}27}} = 3{,}570 \text{ о.е.}$$

$$I_{at(*)} = i_{atS} + i_{atG}, \quad (7.41)$$

где i_{atS} – апериодический ток в ветви системы;

i_{atG} – апериодический ток в ветви генератора.

$$I_{at(*)} = 1{,}059 + 3{,}570 = 4{,}629 \text{ о.е.}$$

$$I_{at} = I_{at(*)} \cdot I_{б2}, \quad (7.42)$$

где $I_{at(*)}$ – апериодический ток, в о.е.

$$I_{at} = 4{,}629 \cdot 1{,}12 = 5{,}184 \text{ кА.}$$

Определим периодический ток в любой момент времени по формуле:

$$I_{nt(*)} = I_{ntG(*)} + I_{ntS(*)}, \quad (7.43)$$

где $I_{ntS(*)}$ – действующее значение периодический составляющей ток в ветви системы;

$I_{ntG(*)}$ – действующее значение периодический составляющей ток в ветви генератора.

$$I_{ntS(*)} = I_{П0S} = 1{,}724 \text{ о.е.} \quad (7.44)$$

Определим номинальный ток генератора, приведенный к ступени короткого замыкания:

$$I'_{ном} = \frac{S_{\sum G} \cdot n}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}, \quad (7.45)$$

где $S_{ном\sum}$ – суммарная мощность всех генераторов;

$U_{ср.ном}$ – средне номинальное напряжение третей ступени.

$$I'_{ном} = \frac{220 \cdot 5}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1{,}230 \text{ кА}.$$

Определим удалённость точки короткого замыкания

$$\frac{I_{n0G}}{I'_{ном}} = \frac{3{,}038}{1{,}23} = 2{,}466\ .$$

По номеру кривой находим значение γ_t

$$\gamma_t = \frac{I_{ntG}}{I_{n0G}} = 0{,}92\ .$$

Определим периодическую составляющую тока короткого замыкания

$$I_{ntG(*)} = \gamma_t \cdot I_{n0G(*)} = 0{,}92 \cdot 3{,}038 = 2{,}794 \text{ о.е.} \quad (7.46)$$

Определим периодическую составляющую тока короткого замыкания, в о.е.

$$I_{nt(*)} = 2{,}794 + 1{,}724 = 4{,}519\ о.е.$$

$$I_{nt} = I_{nt(*)} \cdot I_{б1}, \quad (7.47)$$

$$I_{nt} = 4{,}519 \cdot 1{,}12 = 5{,}061 \text{ кА}.$$

Определение интеграла Джоуля

$$B_K = B_G + \text{В}_S, \quad (7.48)$$

где B_G – интеграл джоуля в ветви генератора;

В_S – интеграл джоуля в ветви системы.

$$B_\text{S} = I_{\text{П}0S}^2 \cdot (t_\text{откл} + T_{aS}), \quad (7.49)$$

где $t_\text{откл}$ – время отключения.

$$B_\text{S} = (1{,}724 \cdot 1{,}12)^2 \cdot (0{,}04 + 0{,}06) = 0{,}373 \text{ кА}^2\text{·с}.$$

$$B_G = I_{\text{П}0G}^2 \cdot (\text{В}_{G*} \cdot t_\text{откл} + T_{aG}(1 - e^{-\frac{2 \cdot t_\text{откл}}{T_{aG}}})), \quad (7.50)$$

$$B_G = (3{,}038 \cdot 1{,}12)^2 \cdot \left(0{,}85 \cdot 0{,}04 + 0{,}27\left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 0{,}04}{0{,}27}}\right)\right) = 1{,}195 \text{ кА}^2\text{·с}.$$

$$B_K = 0{,}373 + 1{,}195 = 1{,}568 \text{ кА}^2\text{·с}.$$

Расчёт токов короткого замыкания для остальных точек рассчитаем на ЭВМ и сведем результаты в таблицу.

Таблица 7.1 – Результаты расчетов токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{по}^{(3)}$, *кА*	$I_{пτ}$, *кА*	$I_{aτ}$, *кА*	$i_{уд}$, *кА*	B_k, *кА*^{2}·*с*
1	5,33	5,061	5,184	14,515	1,568
2	105,913	104,78	102,024	287,28	586,5
3	80,197	79,04	83,99	219,6	394,9
4	9,143	9,120	4,644	23,06	3,776
5	103,940	102,7	84,43	273,23	523,62

8 Выбор выключателей

Выбор выключателей проводится по номинальному току и номинальному напряжению. Необходимо произвести выбор выключателей по следующим параметрам:

1. Проверка по длительному току:

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч}, \tag{8.1}$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток выключателя;

$I_{норм.расч}$ – номинальный ток нормального режима.

2. Проверка по напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{с.ном}, \tag{8.2}$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение выключателя;

$U_{с.ном}$ – номинальное напряжение сети, в которой устанавливается выключатель.

3. Проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{отк.ном} \geq I_{пτ}, \tag{8.3}$$

где $I_{отк.ном}$ - номинальный ток отключения выключателя.

4. Проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} \geq i_{at}, \tag{8.4}$$

где $i_{а.ном.}$ - номинальное значение апериодической составляющей тока отключения;

$\beta_{норм}$- нормированное процентное содержание апериодической составляющей в токе отключения.

Нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе $\beta_{норм} = 47\%$,

5. По включающей способности проверка производится по условию:

$$I_{вкл.ном} \geq I_{ПО}, \quad (8.5)$$

где $I_{вкл.ном}$ - начальное действующее значение периодической составляющей номинального тока включения.

6. Проверка на электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}, \quad (8.6)$$

где $i_{пр.скв}$ – наибольшее мгновенное значение предельного сквозного тока.

7. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \quad (8.7)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости;

$t_{тер}$ - длительность протекания тока термической стойкости;

B_k – интеграл Джоуля с пределами интегрирования.

Результаты выбора выключателей занесены в таблицы ниже.

Таблица 8.1 – Результаты выбора выключателя HPL 550

Условие выбора	Данные выключателя по каталогу	Расчётная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	5000 А	950 А
$U_{ном} \geq U_{уст}$	500 кВ	500 кВ
$I_{отк.ном} \geq I_{п\tau}$	50 кА	5,061 кА

Окончание таблицы 8.1

Условие выбора	Данные выключателя по каталогу	Расчётная величина
$i_{а.ном} \geq i_{а\tau}$	42,42 кА	5,184 кА
$I_{вкл.ном.} \geq I_{ПО}$	50 кА	5,330 кА
$i_{пр.скв.} \geq i_{уд}$	125 кА	14,515 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$	102,53 кА^2·с	1,568 кА^2·с

Таблица 8.2 – Результаты выбора выключателя HPL 245

Условие выбора	Данные выключателя по каталогу	Расчётная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	5000 А	772А
$U_{ном} \geq U_{уст}$	220 кВ	220 кВ
$I_{отк.ном} \geq I_{п\tau}$	50 кА	9,120 кА
$i_{а.ном} \geq i_{а\tau}$	26,58 кА	4,644 кА
$i_{пр.скв.} \geq i_{уд}$	125 кА	23,06 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$	40 кА^2·с	3,766 кА^2·с

Таблица 8.3 – Результаты выбора выключателя в составе генераторного распределительного устройства HECS 130XLp

Условие выбора	Данные выключателя по каталогу	Расчётная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	18000 А	9986 А
$U_{ном} \geq U_{уст}$	25,3 кВ	15,75 кВ
$I_{отк.ном} \geq I_{п\tau}$	130,0 кА	104,78 кА
$I_{вкл.ном.} \geq I_{ПО}$	360,0 кА	105,913 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$	659,1 кА^2·с	586,5 кА^2·с

9 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей произведем по тем же параметрам сети, что и при выборе выключателей. Результаты выбора разъединителей представлены в таблицах ниже.

Таблица 9.1 – Результаты выбора разъединителя РПД -500/3150 У1.

Условие выбора	Данные разъединителя по каталогу	Расчётная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	3150 А	950 А
$U_{ном} \geq U_{уст}$	500 кВ	500 кВ
$i_{пр.скв.} \geq i_{уд}$	40 кА	14,515 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл}^* \geq B_k$	856 кА^2·с	1,568 кА^2·с

Таблица 9.2 – Результаты выбора разъединителя РПД -220/2500 У1.

Условие выбора	Данные разъединителя по каталогу	Расчётная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	2500 А	772 А
$U_{ном} \geq U_{уст}$	220 кВ	220 кВ
$i_{пр.скв.} \geq i_{уд}$	64 кА	23,06 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл}^* \geq B_k$	12,5 кА^2·с	3,766 кА^2·с

Таблица 9.3 – Результаты выбора разъединителя в составе HECS 130XLp.

Условие выбора	Данные разъединителя по каталогу	Расчётная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	18000 А	9486 А
$U_{ном} \geq U_{уст}$	25,3 кВ	15,75 кВ
$i_{пр.скв.} \geq i_{уд}$	360,0 кА	287,28 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл}^* \geq B_k$	659,1 кА^2·с	586,5 кА^2·с

10 Выбор токоведущих частей

10.1 Выбор токоведущих частей РУ 220 кВ

Основное электрическое оборудование электростанций соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

В распределительных устройствах 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС.

Выбор сечения шин производится по нагреву:

$$I_{\max} \le I_{доп}, \qquad (10.1)$$

где I_{max} – максимальный рабочий ток присоединения, I_{max} = 965 А [пункт 7];

$I_{доп}$ – допустимый ток провода по условию нагрева.

Выбираем по два провода в фазе марки АС-240/39, диаметр провода d=21,6 мм, тогда:

$$I_{доп} = 2 \cdot 610 = 1220\ A;$$

По условию допустимого нагрева (10.1) получим:

965 < 1220 А;

Неизолированные провода, расположенные на открытом воздухе, не подлежат проверке на термическую стойкость.

Проверку на электродинамическое действие токов КЗ также опускаем, т.к. выполняется условие:

$I_{ПО}$ < 20 кА;
9,143 < 20 кА.

Проверка по условиям коронного разряда необходима для гибких проводников напряжением 220 кВ, при сечениях провода ниже АС-240.

Таким образом, провод 2*АС-240/39 проходит по всем требованиям.

10.2 Выбор сборных шин для ОРУ напряжением 500 кВ

Расчет по формуле 10.1:

Максимальный рабочий ток присоединения:

I_{max} = 304 А;

Выбираем по три провода в фазе марки АС-300/66;

Диаметр провода d=25,5мм по [2, с.84];

$$I_{доп} = 3 \cdot 690 = 2880. \text{А}.$$

По условию допустимого нагрева:

304 < 2880 А.

Проверка на электродинамическое действие токов КЗ не нужна, т.к. выполняется условие:

$I_{ПО}$=5,33 < 20 кА

Проверка по условиям коронного разряда необходима для гибких проводников напряжением 500 кВ, при сечениях провода ниже АС-300.

Таким образом, провод 3*АС-300/66 проходит по всем требованиям.

10.3 Выбор комплектного экранированного токопровода (КЭТ)

Произведём выбор КЭТ для турбогенераторов ТЗВ-220-2. Выбираем ТЭНЕ-20-10000-300 УХЛ1. Условия выбора занесем в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 – Выбор генераторного КЭТ

Условие выбора	Параметры КЭТ	Расчётная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	10000 А	9986 А
$U_{ном} \geq U_{уст}$	20кВ	15,75 кВ
$I_{динам.} \geq i_{уд}$	300,0 кА	287,28 кА

10.4 Выбор проводов длинных связей блочных трансформаторов и автотрансформаторов с ОРУ

Провода длинных связей блочных трансформаторов и автотрансформаторов с ОРУ выбирают по экономической плотности тока:

$$q_Э = \frac{I_{норм}}{j_Э}. \quad (10.15)$$

1. Для блочного трансформатора на стороне РУ ВН 500 кВ:

$$q_Э = \frac{304}{1,4} = 217,142 \text{ мм}^2.$$

По условию короны принимаем два провода в фазе марки АС 300/48 [2, с. 94].

Проверяем провод 2×АС 300/48 согласно условию:

$$I_{max.} \leq I_{доп.}, \quad (10.16)$$

$$\frac{304}{2} \leq 690,$$

$$152 \text{ А} \leq 690 \text{ А}.$$

2. Для блочного трансформатора на стороне РУ СН 220кВ:

$$q_Э = \frac{691}{1,4} = 152 \text{ мм}^2,$$

Принимаем два провода в фазе марки АС 300/48, что удовлетворяет минимальному сечению проводников по условию короны.

Проверяем провод 2×АС 300/48 согласно условию:

$$I_{max.} \leq I_{доп.}, \quad (10.17)$$

$$\frac{691}{2} \leq 690,$$

$$345,5 \text{ А} \leq 690 \text{ А}.$$

3. Для автотрансформатора на стороне РУ ВН 500кВ:

$$q_э = \frac{203}{1,4} = 145 \text{ мм}^2$$

По условию короны принимаем провод марки АС 300/48.

Проверяем провод АС 300/48 согласно условию:

$$I_{max.} \leq I_{доп.}, \quad (10.18)$$

$203 \text{ А} \leq 690 \text{ А}$.

4. Для автотрансформатора на стороне РУ СН 220кВ:

$$q_э = \frac{441}{1,4} = 315 \text{ мм}^2$$

По условию короны принимаем провод марки АС 300/48.

Проверяем провод АС 300/48 согласно условию:

$$I_{max.} \leq I_{доп.}, \quad (10.19)$$

$441 \text{ А} \leq 680 \text{ А}$.

Согласно [7], гибкие неизолированные провода имеют большую поверхность охлаждения, поэтому проверка на термическую стойкость не производится.

11 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частоты 50Гц.

Условия выбора трансформаторов:

1. Номинальное напряжение установки меньше номинального:

$$U_{ном} \geq U_{уст}. \quad (11.1)$$

2. Рабочий максимальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки:

$$I_{ном} \geq I_{раб.макс}. \quad (11.2)$$

3. Проверка на электродинамическую стойкость.

Электродинамическая стойкость трансформаторов тока определяется устойчивостью самих устройств, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются.

4. Проверка на термическую стойкость:

$$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_k,$$
(12.3)

5. Проверка по вторичной нагрузке. Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока $Z_{2НОМ}$ =40 Ом.

$$Z_2 \leq Z_{2ном}. \quad (11.4)$$

Условия выбора трансформаторов тока сведём в таблицы.

Таблица 11.1– Выбор трансформатора тока ТФРМ-500Б-У1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	500 кВ	500 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	1500 А	950 А

Окончание таблицы 11.1

$Z_2 \le Z_{2ном}$	16,75Ом	40 Ом
$(k_T \cdot I_{1ном}^2) \cdot t_{тер} \ge B_k$	2209 кА^{2}с	1,568 кА^{2}с

Таблица 11.2– Выбор трансформатора тока ТФЗМ-220 БIV-У1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{ном} \ge U_{уст}$	220 кВ	220 кВ
$I_{ном} \ge I_{раб.макс}$	1000 А	772 А
$Z_2 \le Z_{2ном}$	16,4Ом	30 Ом
$(k_T \cdot I_{1ном}^2) \cdot t_{тер} \ge B_k$	96,04 кА^{2}с	3,776 кА^{2}с

Таблица 11.3 – Выбор трансформатора тока ТВТ 220-I-1500/1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{ном} \ge U_{уст}$	220 кВ	220 кВ
$I_{ном} \ge I_{раб.макс}$	1000 А	772 А
$Z_2 \le Z_{2ном}$	9,3Ом	50 Ом
$(k_T \cdot I_{1ном}^2) \cdot t_{тер} \ge B_k$	1055 кА^{2}с	3,776 кА^{2}с

Таблица 11.4– Выбор трансформатора тока ТВТ 500-I-750/1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{ном} \ge U_{уст}$	500 кВ	500 кВ
$I_{ном} \ge I_{раб.макс}$	750 А	203 А
$Z_2 \le Z_{2ном}$	6,25Ом	60 Ом
$(k_T \cdot I_{1ном}^2) \cdot t_{тер} \ge B_k$	116,64 кА^{2}с	1,568 кА^{2}с

Таблица 11.5– Выбор трансформатора тока ТВТ220-I-1500/1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	220 кВ	220 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	1500 А	441 А
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	9,3Ом	50 Ом
$(k_T \cdot I_{1ном}^2) \cdot t_{тер} \geq B_k$	1055 кА^{2}с	3,766 кА^{2}с

Таблица 11.6– Выбор трансформатора тока ТФРМ-500Б-У1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	500 кВ	500 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	1500 А	950 А
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	6,25Ом	40 Ом
$(k_T \cdot I_{1ном}^2) \cdot t_{тер} \geq B_k$	2209 кА^{2}с	1,568 кА^{2}с

Таблица 11.7– Выбор трансформатора тока ТФЗМ-220 БIV-У1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	220 кВ	220 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	1500 А	656 А
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	6,25Ом	40 Ом
$(k_T \cdot I_{1ном}^2) \cdot t_{тер} \geq B_k$	2593 кА^{2}с	3,766 кА^{2}с

Таблица 11.8 – Выбор трансформатора тока ТШВ24

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	24 кВ	15,75 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	24000 А	9986 А
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	6,25Ом	40 Ом
$(k_T \cdot I_{1ном}^2) \cdot t_{тер} \geq B_k$	62208,0 кА^{2}с	586,5 кА^{2}с

Таблица 11.9 – Выбор трансформатора тока ТШВ15

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	15,75 кВ	15,75 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	6000 А	965 А
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	9,3Ом	50 Ом
$(k_T \cdot I_{1ном}^2) \cdot t_{тер} \geq B_k$	43200 кА^{2}с	586,5 кА^{2}с

Выбор трансформатора тока в цепи генератор-трансформатор не делаем, так как установлено ЭГРУ, следовательно трансформатор тока установлен заводом изготовителем.

12 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Контроль над режимом работы основного и вспомогательного оборудования осуществляется с помощью контрольно-измерительной аппаратуры, подключенной к трансформаторам напряжения.

Так как установлено ГРУ, то конструкция выполнена модульно, следовательно, трансформатор напряжения установлен заводом изготовителем.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

1. По напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{уст}. \quad (12.1)$$

2. По вторичной нагрузке:

$$S_{ном} \geq S_{2\sum}, \quad (12.2)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\sum}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения.

Выбор трансформаторов напряжения сведём в таблицы.

Таблица 12.1 – Выбор трансформатора тока НДЕ-500.

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	500 кВ	500 кВ
$S_{ном} \geq S_{2\sum}$	300 ВА	23 ВА

Таблица 12.2 – Выбор трансформатора тока НКФ-220-58.

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	220 кВ	220 кВ

13 Выбор схем открытых распределительных устройств

Схемы РУ должны удовлетворять ряд критериев. Важнейшие из них: надежность, экономичность, удобство эксплуатации, техническая гибкость, экологическая чистота, компактность, унифицированность. Удобство эксплуатации, техническую гибкость и экологическую чистоту следует также рассматривать в контексте соответствующих нормативов безопасности персонала и предельно допустимых параметров воздействия электроустановки на окружающую среду. Техническое решение должно обеспечивать требуемое качество электроэнергии [11].

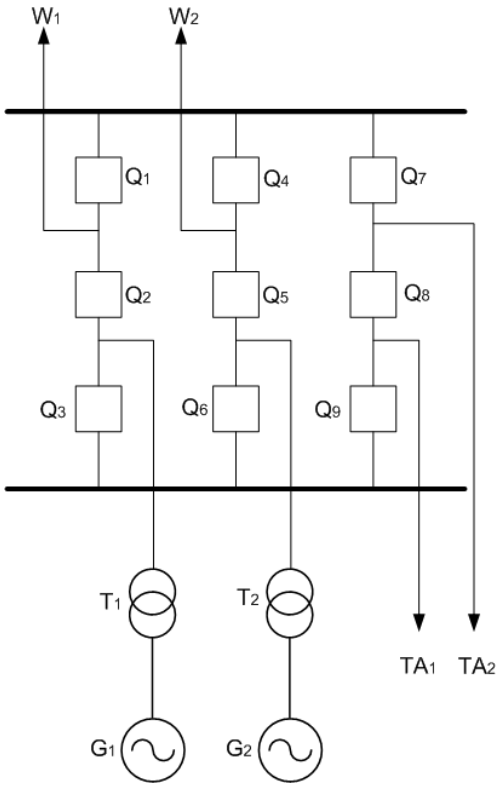

Рисунок 13.1 – Полуторная схема ОРУ 500 кВ

Для РУ 500 кВ выбрали полуторную схему.

Достоинства:

1. При КЗ на одной СШ отключаются выключатели 1-го или 3-го ряда, а все присоединения остаются в работе.

2. При выводе в ремонт I или II СШ не требуются сложные переключения. Необходимо отключить выключатели 1-ог или 3-го ряда.

3. При КЗ на линии отключаются 2 её выключателя и в случае отказа одного из них либо гасится система шин без присоединений, либо теряется одна линия или один генератор.

4. При ремонте одной из СШ и КЗ на другой потери питания присоединений не происходит. Однако блоки выделяются каждый на свою линию.

Данная схема применяется в РУ мощных узловых ПС 220-750 кВ, т.к. сохранение в работе ВЛ указанных напряжений во много раз превышает экономию на стоимость ячеек РУ. Схема применяется при числе присоединений 6 и более при повышенных требованиях к надежности подключения потребителей.

Полуторная схема является очень надежной при КЗ и ремонте, ремонт любого выключателя производится без перерыва питания и без сложных переключений.

Данная схема отвечает необходимой надежностью с учетом возможных режимов работы РУ, повреждений оборудования, отказов коммутационной аппаратуры и устройств релейной защиты. Так же данную схему на ОРУ 500кВ рекомендует НТП.

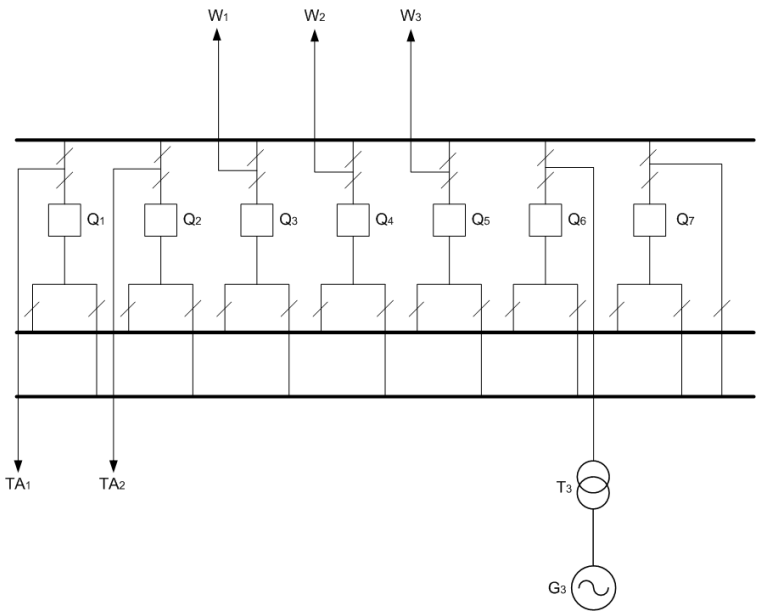

Рисунок 13.2 – Две рабочие системы шин с одной обходной на ОРУ 220кВ

Для РУ 220 кВ была выбрана схема с двумя рабочими системами шин и одной обходной.

Достоинства схемы:

1. В рабочем режиме при КЗ на одной системе шин теряется только половина присоединений.
2. При выводе в ремонт одной системы шин питание присоединений переводится на вторую без перерыва питания.
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 систем шин, возможен поочередный ремонт систем шин без перерыва питания.

14 Молниезащита ОРУ 500кВ

Защита выполняется отдельно-стоящими стержневыми молниеотводами, либо устанавливаемыми на линейных или трансформаторных порталах для защиты наиболее возвышающихся объектов ОРУ. Ориентировочно выбираем установку молниеотводов на порталах ОРУ.

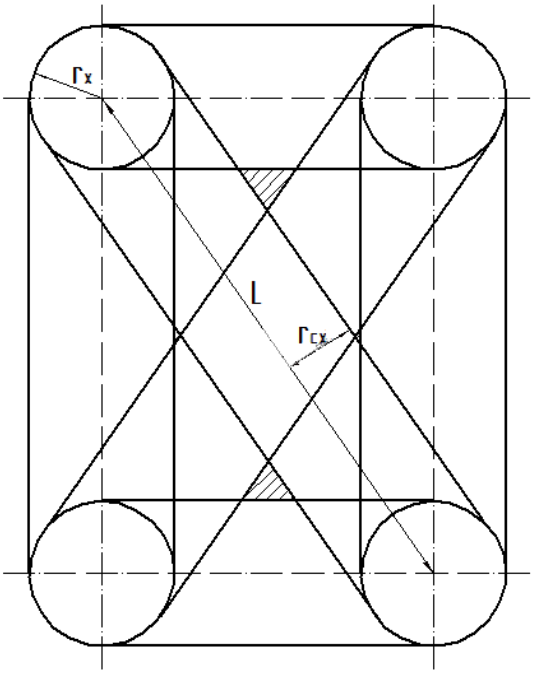

Рисунок 14 – Зона защиты ОРУ 500 кВ

Согласно [12], Электрические станции и подстанции относятся к специальным объектам и вероятность защиты этих объектов должна быть не менее 0.995.

1. Выявляем наиболее возвышающиеся на ОРУ объекты, требующие защиты от прямых ударов молний. Это гибкие шины на высоте h_x =30,5 м.

2. Ориентировочно выбирают места установки молниеотводов на порталах.

3. Определяем диагональ L

$$L = \sqrt{a_1^2 + a_2^2}, \quad (14.1)$$

где a_1 - ширина между молниеотводами, м;

a_2 - длина между молниеотводами, м.

$$L = \sqrt{28^2 + 33{,}75^2} = 43 \text{ м}.$$

4. По [3] расстояние между стержневыми молниеотводами

$$L_c = \left[2{,}25 - 0{,}0107 \cdot (h - 30)\right] \cdot h, \quad (14.2)$$

где h- высота стержневого молниеотвода.

$$L_c = [2{,}25 - 0{,}0107 \cdot (56 - 30)] \cdot 56 = 110{,}4.$$

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

$$L \leq L_c, \quad (14.3)$$

$$43 \leq 110{,}4.$$

Данное условие соблюдается.

5. Принимая высоту молниеотвода $h = h_n$ по [12] определяют параметры конуса защиты одиночного стержневого молниеотвода.

Находим высоту конуса

$$h_0 = 0{,}72 \cdot h, \quad (14.4)$$

$$h_0 = 0{,}72 \cdot 56 = 40{,}32 \text{ м}.$$

Находим радиус конуса

$$r_0 = (0{,}7 - 1{,}43 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 30)) \cdot h, \quad (15.5)$$

$$r_0 = \left(0{,}7 - 1{,}43 \cdot 10^{-3} \cdot (56 - 30)\right) \cdot 56 = 37{,}12 \text{ м}.$$

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

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (14.6)$$

$$r_x = \frac{37{,}12(40{,}32 - 30{,}5)}{40{,}32} = 9{,}2 \text{ м.}$$

7. Вычерчиваем зону защиты на разрезах ОРУ (Рис.15)

Сечение зоны защиты четырех молниеотводов имеет незначительные провалы (заштрихованные области на рисунке 14). В данных областях отсутствует ошиновка и электрооборудование и защита не требуется.

15 Расчёт заземляющих устройств для ОРУ 500 кВ

Критерием расчёта заземляющих устройств служит величина наибольшего допустимого напряжения прикосновения, определяющегося в зависимости от времени $t_{откл} = 0{,}016$ с. Величина наибольшего допустимого напряжения для этого времени отключения по [12] равна $U_{пр.доп} \leq 500$ В.

Многослойный грунт на территории размещения ОРУ 500 кВ условно представляется двухслойным. Удельное сопротивление верхнего слоя ρ_1=500 Ом · м, удельное сопротивление нижнего слоя (суглинок) ρ_2=60 Ом·м.

Площадь заземляющего устройства принимаем равной площади, занимаемой ОРУ 500 кВ.

$$S = a \cdot b, \tag{15.1}$$

где a - длина ОРУ 500 кВ;
b - ширина ОРУ 500 кВ.

$$S = 181 \cdot 168 = 30450 \text{ м}^2.$$

Разбиваем данную площадь горизонтальными полосами на квадраты со сторонами a=25 м.

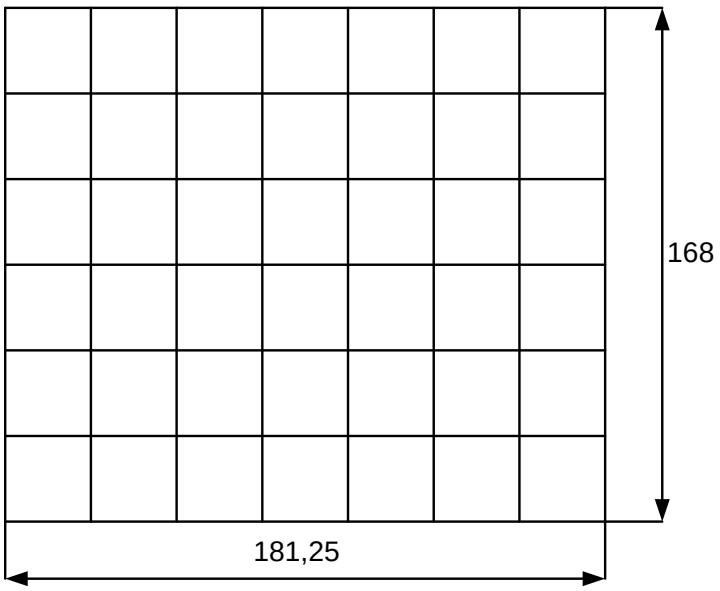

Рисунок 15 - Заземляющее устройство ОРУ 500 кВ

Определяем коэффициент β:

$$\beta = \frac{R_Ч}{R_Ч + R_C}, \qquad (15.2)$$

где $R_Ч$ – сопротивление тела человека;

R_C – сопротивление растекания тока от ступней человека.

Принимаем:

$R_Ч$ = 1000 Ом;

$$R_C = 1{,}5 \cdot \rho_1. \qquad (15.3)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1{,}5 \cdot 500} \approx 0{,}571.$$

Коэффициент напряжения прикосновения для сложных заземлителей:

$$К_П = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_в \cdot L_Г}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \qquad (15.4)$$

где M - параметр, зависящий от отношения ρ_1/ρ_2;

$l_в$ - длина вертикального заземлителя;

$L_Г$- суммарная длина горизонтальных заземлителей;

a - расстояние между вертикальными заземлителями;

S- площадь заземляющего устройства.

Принимаем:

M = 0,806;

$l_в$ = 5м;

$L_Г$ = 2615м;

a = 25м.

$$К_П = \frac{0{,}806 \cdot 0{,}571}{\left(\frac{5 \cdot 2615}{25 \cdot \sqrt{30450}}\right)^{0,45}} = 0{,}281.$$

Определим ток, стекающий с заземлителя при однофазном коротком замыкании:

$$I_з = (0{,}4 \div 0{,}6) \cdot I_{ПО}^{(1)}, \quad (15.5)$$

$$I_з = 0{,}5 \cdot 5300 = 2650 \text{ А}.$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчётную квадратную модель.

$$\sqrt{S} = \sqrt{30450} = 174{,}5.$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_Г}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (15.6)$$

$$m = \frac{2615}{2 \cdot 174{,}5} - 1 = 6{,}49 \text{ шт.}$$

Принимаем m = 7 шт.

Определим длину полос в расчётной модели:

$$L'_Г = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1); \quad (15.7)$$

$$L'_Г = 2 \cdot 174{,}5 \cdot (7+1) = 2792 \text{ м}.$$

Определим длина стороны ячейки квадрата:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (15.8)$$

$$b = \frac{174{,}5}{7} = 24{,}9 \text{ м}.$$

Определим число вертикальных электродов по периметру:

$$n_в = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (15.9)$$

где a – расстояние между вертикальными заземлителями.

$$n_В = \frac{4 \cdot 174,5}{25} = 28,08 \text{ шт.}$$

Принимаем $n_в$ = 28 шт.

Найдем общую длину вертикальных электродов:

$$L_в = l_в \cdot n_в; \quad (15.10)$$

$$L_В = 5 \cdot 28 = 140 \text{ м.}$$

Найдем относительную глубину:

$$\frac{l_в + t}{\sqrt{S}}; \quad (15.11)$$

где t - глубина укладки заземлителя.

Примем:

t=0,7

$$\frac{l_В + t}{\sqrt{S}} = \frac{5+0,7}{174,5} = 0,032 < 0,1.$$

Исходя из относительной глубины найдём коэффициент А:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_в + t}{\sqrt{S}}; \quad (15.12)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5+0,7}{174,5} = 0,441.$$

Определим общее сопротивление заземляющего устройства в квадратной модели.

$$R_З = A \cdot \frac{\rho_Э}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_Э}{L'_Г + L_в}, \quad (15.13)$$

где $\rho_Э$ - удельное сопротивление грунта;

$\rho_Э = 1,4 \cdot \rho_2$, Ом · м;

$$R_З = 0{,}414 \cdot \frac{1{,}4 \cdot 60}{174{,}5} + \frac{1{,}4 \cdot 60}{2792+140} = 0{,}241 \text{ Ом}.$$

Определим напряжение на заземлителе при протекании тока $I_З$:

$$U_З = \frac{U_{ПР.ДОП}}{К_П}; \tag{15.14}$$

$$U_З = \frac{500}{0{,}281} = 1779{,}35 \text{ В}.$$

Определим допустимое сопротивление заземляющего устройства.

$$R_{З.ДОП} = \frac{U_З}{I_З}; \tag{15.15}$$

$$R_{З.ДОП} = \frac{1779{,}35}{2650} = 0{,}671 \text{ Ом}.$$

Найдем напряжение прикосновения.

$$U_{ПР} = К_П \cdot I_З \cdot R_З; \tag{15.16}$$

$$U_{ПР} = 0{,}281 \cdot 2650 \cdot 0{,}671 = 473 \text{ В}.$$

Проверяем заземляющее устройство по условиям:

$$R_З = 0{,}241 < R_{З.ДОП} = 0{,}425, \tag{15.17}$$

$$U_{ПР} = 473 \text{ В} < U_{ПР.ДОП} = 500 \text{ В}. \tag{15.18}$$

Условия выполняются.

Заключение

При выполнении курсовой работы была спроектирована электрическая часть КЭС – 1100 МВт, которая имеет современное оборудование. В процессе проектирования была заложена возможность модернизации электрической части и расширения станции. Благодаря соединению РУ ВН и РУ СН двумя трансформаторами связи взаимному, процесс электроснабжения является практически непрерывным.

Список использованных источников

1. Проектирование главной схемы электрических соединений. Учеб.пособие по курсовому и дипломному проектированию/ В.П.Возовик, В.А.Тремясов. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. 131 с.

2. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с.:ил.

3. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы ля курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов- 4-е из.,перераб. и доп.- М. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П.: Энергоатомиздат,1989.-608 с.:ил.

4. СТО 56947007-29.240.014-2008. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ. ОАО «ФСК ЕЭС», 2008.-12 с.

5. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов.- 3-е изд.,перераб. и доп.-М. РожковаЛ.Д., Козулин В.С.:Энерго-атомиздат,1987.-648с.:ил.

6. Проектирование электрических станций. Рекомендовано Редакционно-издательским советом университета в качестве учебного пособия/ В.А. Тремясов.- Красноярск: ИПК СФУ, 2009.-280 с

7. Нормы технологического проектирования тепловых электростанций. Утверждены. Протокол научно-технического Совета Минэнерго СССР от 17 августа 1981 г

8. СТО 4.2–07–2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности. – Введен взамен СТО 4.2–07–2012 ; дата введ. 9. 01. 2014. – Красноярск: БИК СФУ, 2014. – 60 с.

9. Электронный каталог компаний ABB. URL: http://www.abb.ru

10. Электронный каталог ОАО «Запорожтрансформатор». URL: http://www.ztr.ua

11. СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.-128 с.

12. Молниезащита ОРУ и главного корпуса электрической станции. Методические указания по дипломному проектированию для студентов направления подготовки дипломированных специалистов 650900 – «Электроэнергетика» (спец.100100, 100200, 100400) / Сост. Л. С. Синенко, С. А. Тимофеев, Ю. В. Хейтсон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. 20 с.