Министерство образования и науки РФ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
Кафедра ЭСиЭЭС

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Коваленко И.В.
подпись
«_3_» _июня_ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.04

ПРОЕКТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ТЭЦ – 660 МВт

Руководитель _____ канд. техн. наук Тихонов А.А.
подпись, дата 02.06.17

Выпускник _____ Британов В.И.
подпись, дата 01.06.17

Красноярск 2017

Министерство образования и науки РФ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
Кафедра ЭСиЭЭС

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Коваленко И.В.
подпись
«15» 10 2016 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

ПРОЕКТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ТЭЦ – 660 МВт

Красноярск 2016

Студенту Бритиков Владислав Игоревич

Группа ФЭ13-03Б, направление (специальность) 13.03.02.04 Электроэнергетика и электротехника, Электрические станции (профиль)

Тема выпускной квалификационной работы «Проект электрической части ТЭЦ–660 МВт »

Утверждена приказом по университету от 16.12.2016 №17238/с

Руководитель ВКР: А.А.Тихонов, доцент кафедры «ЭСиЭЭС» ПИ СФУ

Исходные данные для ВКР: турбогенераторы ТЗВ-220-2, точка присоединения к энергосистеме с отдаленностью от станции 20 км, мощностью 5000 МВА, с напряжением 220 кВ и сопротивлением 0,36 о.е..

Точка присоединения к потребителям, максимальная мощность которых равна 180 МВт, а в минимальном режиме – 120 МВт и коэффициент мощности равен 0,85.

Перечень разделов ВКР:

Аннотация. Введение. Анализ исходных данных. Проектирование структурной схемы ТЭЦ; выбор основного электрического оборудования: генраторов, трансфрматоров; выбор количества линий связи; расчет перетоков мощности в нормальном и аварийных режимах; выбор источников питания системы СН; технико-экономическое сравнение двух ариантов структурной схемы ТЭЦ; выбр структурной схемы электрических соединений РУ; расчет токов короткого замыкания; выбор электрических аппаратов, шинных конструкций, токопроводов и кабелей; выбор измерительных приборов и ТН и ТТ; проектирование молниезащиты и заземляющих устройств; проектирование главной схемы электрических соединений. Заключение. Литература.

Перечень графического или иллюстративного материала с указанием основных чертежей, плакатов, слайдов:

Сравнение вариантов структурных схем; главная схема электрических соединений; план РУ станции; разрез характерных ячеек.

Руководитель ВКР _____ А.А.Тихонов
(подпись)

Задание принял к исполнению _____ В.И. Бритиков
(подпись)

«25» 10 2016 г.

Содержание

Введение 6
1.Выбор структурной СХЕМЫ ТЭЦ 7
1.1.Анализ структурных схем ТЭЦ 8
2.Расчет перетоков мощности и выбор трансформаторов 9
3.Определение потерь энергии в трансформаторах 14
4.Расчёт ТЭП для выбора варианта структурной схемы станции 16
5.Выбор ЛЭП 18
5.1.Выбор ЛЭП, передающих мощность потребителям 220 кВ 18
5.2.Выбор числа ЛЭП, передающих мощность потребителям 110 кВ 18
6.Ориентировочный выбор коммутационной аппаратуры 18
6.1.Расчет нормальных и максимальных токов генератора 18
6.2.Расчет нормальных и максимальных токов трансформатора 110 кВ 19
6.3.Расчет нормальных и максимальных перетоков мощности через автотрансформатор 21
6.4.Расчет нормальных и максимальных токов трансформатора собственных нужд 22
6.5.Расчет нормальных и максимальных токов линии 220 кВ 22
6.6.Расчет нормальных и максимальных токов линии 110 кВ 26
7.Расчет токов короткого замыкания 22
7.1.Расчет действующего значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ 25
7.2.Расчет апериодической составляющей и ударного тока трехфазного КЗ 28
8.Выбор электрических аппаратов, шинных конструкций 29
8.1.Выбор выключателей 29
8.2.Выбор разъединителей 32
9.Выбор токоведущих частей 33
9.1.Выбор токоведущих частей РУ 110 кВ 33
9.2.Выбор сборных шин для ОРУ напряжением 220 кВ 34
9.3.Выбор комплектного экранированного токопровода (КЭТ) 34
9.4.Выбор проводов длинных связей блочных трансформаторов и автотрансформаторов с ОРУ 35
10.Выбор измерительных трансформаторов тока 36
11.Выбор измерительных трансформаторов напряжения 40
12.Выбор схем открытых распределительных устройств 42
13.Молниезащита ОРУ 220 КВ 42

14.Расчѐт заземляющих устройств для ОРУ 220 кВ 45
15 Расчет аппаратов для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений 49
Заключение 51
Список использованных источников 52

Реферат

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект электрической части ТЭЦ – 660 МВт» содержит 52 страниц текстового документа, 10 использованных источников, 3 листа графического материала.

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

Задачи:

- проектирование электрической части ТЭЦ 660 МВт;
- выбор основного электротехнического оборудования;
- выбор линий связи;
- расчѐт 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 ТЭЦ 660 МВт, отвечающая всем необходимым требованиям.

Введение

Целью данной выпускной бакалаврской работы является проектирование схемы выдачи мощности теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). Основными особенностями ТЭЦ являются: удаленность от потребителей электроэнергии и блочный принцип построения электростанции.

Современные ТЭЦ 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 Красноярском крае.

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 220 кВ и обеспечение промышленных потребителей на напряжении 110 кВ.

1. Выбор структурной схемы ТЭЦ

Для выбора варианта структурной схемы будем учитывать показатели надежности, маневренности, экономичность работы и перспективы расширения.

Для проектирования данной станции выбраны генераторы типа: Т3В-220-2.

Таблица 1 – Технические данные генераторов.

Тип турбогенератора	$n_{ном}$ об/мин,	$S_{ном}$, МВА	$P_{ном}$, МВт	$U_{ном}$, кВ	Cosφ	X''_d
Т3В 220 – 2	3000	258,8	220	15,75	0,85	0,1906

Были выделены два варианта структурной схемы ТЭЦ. Каждый вариант содержит три турбоагрегата, с различным расположением по шинам ОРУ 220 и 110 кВ и схемой автотрансформаторной связи между шинами.

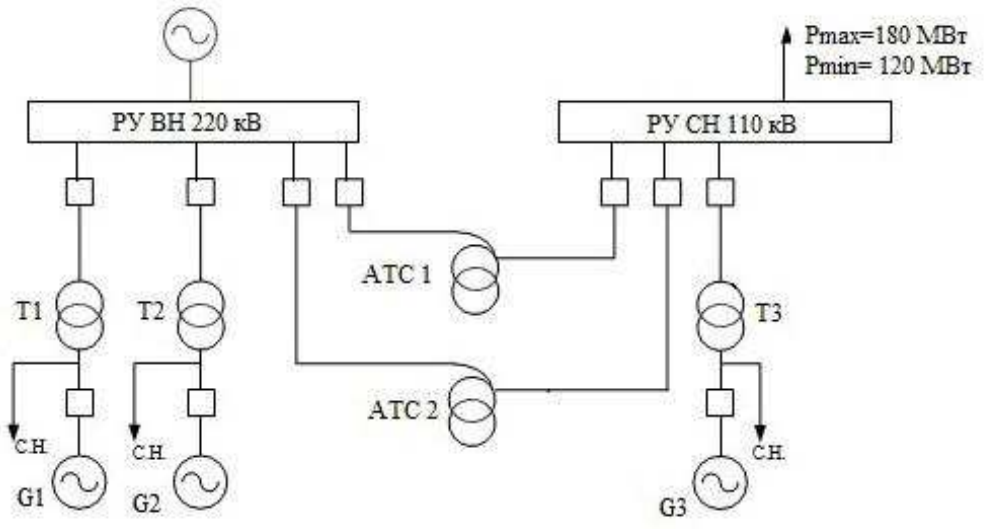


Рисунок 1.1 – Структурная схема вариант № 1

На рисунке 1 изображен первый вариант структурной схемы, которая состоит из двух генераторов, подключенных к распределительному устройству высокого напряжения (РУ ВН) и одного генератора, подключенного к распределительному устройству среднего напряжение (РУ СН). Генераторы подключены через повышающие трансформаторы. Автотрансформатор связи (АТС) осуществляет связь между распределительными устройствами.

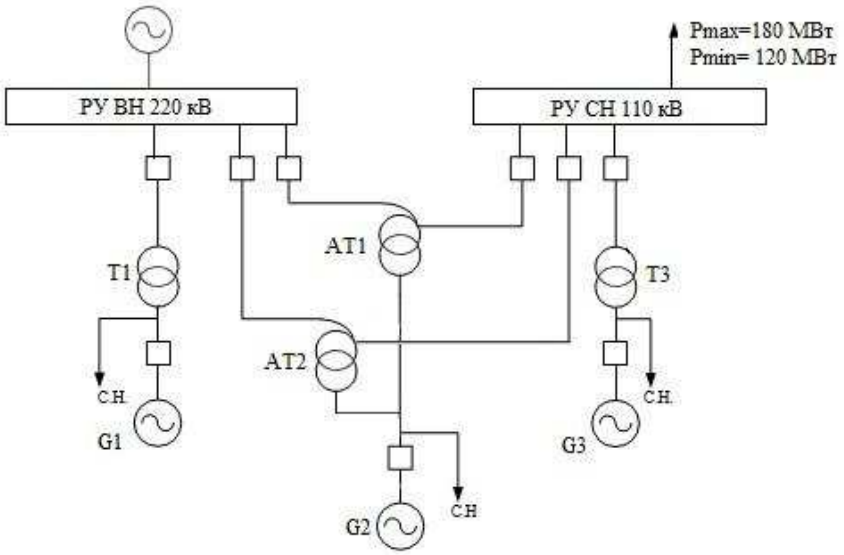


Рисунок 1.2 – Структурная схема вариант № 2

На рисунке 2 изображен второй вариант структурной схемы, которая состоит из одного генератора, подключенного к распределительному устройству высокого напряжения (РУ ВН) и одного генератора, подключенного к распределительному устройству среднего напряжение (РУ СН). Связь между распределительными устройствами осуществляют два автотрансформатора, на обмотку низшего напряжения одного из которых подключен генератор.

1.1. Анализ структурных схем ТЭЦ

Схемы были проанализированы по следующим критериям:
- Перспективность расширения.
- Надежность.
- Приспособленность электроустановки к проведению ремонтов.
- Оперативная гибкость.
- Экономическая целесообразность.

Варианта схемы № 1. Схема и компоновка РУ должна выбираться с учетом возможного увеличения количества присоединений при развитии энергосистемы. Так как в первом варианте на РУ ВН и на РУ СН два и один генератора соответственно, каждый агрегат мощностью 220 МВт, а $P_{MAX} = 180$ (МВт), то перспектива увеличения нагрузки есть. Так же присутствует АТС, которые позволяют передавать большую мощность. Надежность – свойство электроустановки, участка электрической сети или энергосистемы в целом, обеспечивать бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией нормированного качества. Повреждение оборудования в любой части схемы по возможности не должно нарушать электроснабжение, выдачу

электроэнергии в энергосистему (ЭС). Надежность должна соответствовать категории потребителя, получающего питание от этой установки. В случае отключении одного агрегата и вывода другого в ремонт, P_{MAX} может покрыть АТС и энергосистема (ЭС) сможет обеспечить надежность электроснабжение потребителей.

Вариант схемы № 2. Во втором варианте один генератор присоединен к РУ ВН, один к РУ СН и один к автотрансформатору, каждый агрегат может обеспечить P_{MAX}, что позволяет увеличивать нагрузку на ЭС. В данной схеме, при аварии на РУ СН, вся нагрузка будет обеспечиваться автотрансформатором и присоединённым к нему турбогенератором. При этом, надежность схемы обеспечивает второй автотрансформатор, работающий в параллель с блоком.

2. Расчет перетоков мощности и выбор трансформаторов

Рассчитаем перетоки мощности по формулам представленным в учебном пособии [2, с. 45].

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

$$Q_{Н.Г.макс.} = P_{Н.Г.макс.} \cdot tg\,_{\varphi Н.Г.}; \quad (2.1)$$

$$Q_{Н.Г.мин.} = P_{Н.Г.мин.} \cdot tg\,_{\varphi Н.Г.}, \quad (2.2)$$

Где $Q_{Н.Г.макс.}$ - реактивная мощность нагрузки в максимальном режиме, МВар;

$P_{Н.Г.макс.}$ - активная мощность нагрузки в максимальном режиме, МВт;

$tg_{\varphi Н.Г.} = tg(arccos(\varphi_{Н.Г.}))$.

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

$Q_{Н.Г.макс.} = 180 \cdot 0,620 = 111,6$;

$Q_{Н.Г.мин.} = 120 \cdot 0,620 = 74,4$,

Реактивная мощность генераторов определяется по формуле, Мвар:

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

где P_G - мощность турбогенератора, МВт;

$Q_G = Q_{G1} = Q_{G2} = Q_{G3} = 220 \cdot 0,620 = 136,4$.

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

Активная мощность на собственные нужды, МВт:

$$P_{СН} = P_G \cdot \frac{10}{100} = 220 \cdot 0,1 = 22. \quad (2.4)$$

Реактивная мощность на собственные нужды, МВар:

$$Q_{CH} = Q_G \cdot \frac{10}{100} = 136,4 \cdot 0,1 = 13,64 . \quad (2.5)$$

Перетоки мощности через блочные трансформаторы РУ ВН и РУ СН всех схем равны, МВА.

$$S_{T.БЛ.} = \left|P_{T.БЛ.} + Q_{T.БЛ.}\right| = \sqrt{\left(P_G - P_{C.H.}\right)^2 + \left(Q_G - Q_{C.Н.}\right)^2} , \quad (2.6)$$

Где $P_G -$ активная мощность, потребляемая турбогенераторами;

$P_{C.H.}$ – активная мощность, потребляемая собственными нуждами;

$Q_{C.H.}$ – реактивная мощность, потребляемая собственными нуждами;

Q_G – реактивная мощность, вырабатываемая турбогенераторами.

$$S_{T.БЛ.} = \sqrt{\left(220 - 22\right)^2 + \left(136,4 - 13,64\right)^2} = \left|198 + j122,76\right| = 232,96 .$$

Выбираем блочные трансформаторы из условия:

$S_{T.НОМ.} \geq S_{T.БЛ.}$;

$S_{T.НОМ} \geq 232,96$ *МВА.*

Из справочника [3, с 156] выбираем трансформатор на напряжение 220 кВ типа: ТДЦ 250000/220.

Из справочника [3, с 146] выбираем трансформатор на напряжение 110 кВ типа: ТДЦ 250000/110.

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

При минимальной нагрузке на шинах РУ СН:

$$S_1 = \sqrt{\left(n\left(P_G - P_{C.H.}\right) - P_{H.Г.\text{MIN}}\right)^2 + \left(n\left(Q_G - Q_{C.H.}\right) - Q_{H.Г.\text{MIN}}\right)^2} = \left|P_1 + jQ_1\right|; \quad (2.7)$$

где n – количество турбогенераторов подключенных к РУ СН.

$$S_1 = \sqrt{\left(1\left(220 - 22\right) - 120\right)^2 + \left(1\left(136,4 - 13,64\right) - 74,4\right)^2} = \left|78 + j48,36\right| = 91,77.$$

При максимальной нагрузке на шинах РУ СН:

$$S_2 = \sqrt{\left(n\left(P_G - P_{C.H.G.}\right) - P_{H.Г.\text{MIN}}\right)^2 + \left(n\left(Q_G - Q_{C.H.G.}\right) - Q_{H.Г.\text{MIN}}\right)^2} = \left|P_2 + jQ_2\right|; \quad (2.8)$$

$$S_2 = \sqrt{\left(1\left(220-22\right)-180\right)^2 + \left(2\left(136,4-13,64\right)-111,6\right)^2} =$$
$$= \left(18 + j11,16\right) = 21,179.$$

За аварийный режим принимается отключение одного блока на РУ СН, тогда передачу всей мощности должен обеспечить АТС:

$$S_3 = \left|P_3 + jQ_3\right| = \sqrt{P_{Н.Г.МАХ}{}^2 + Q_{Н.Г.МАХ}{}^2};$$

(2.9)

$$S_3 = \sqrt{180^2 + 111,6^2} = \left|180 + j111,6\right| = 211,78.$$

Автотрансформатор связи выбираем из условия:

$$S_{АТ.НОМ.} \geq 0,7\ S_{С.Н.МАКС.};$$

$$S_{С.Н.МАКС.} = S_3 = 211,78 \text{ МВА};$$

$$S_{АТ.НОМ.} \geq 0,7 \cdot 211,78 = 148,25 \text{ МВА}.$$

Из [3, с 156] выбираем автотрансформатор типа АТДЦТН-200000/220/110.

Выберем трансформаторы собственных нужд (ТСН) и резервные трансформатор собственных нужд (РТСН).

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

$$S_{Т.С.Н.} \geq S_{С.Н.} = P_{С.Н.} + j\ Q_{С.Н.};$$

$$S_{Т.С.Н.} \geq \left|22 + j13,64\right| = 25,89.$$

Из [3, с 132] выбираем ТСН марки ТРДНС-32000/35. Устанавливаются 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-32000/35.

Для варианта №2 определим перетоки мощности через обмотки автотрансформаторов, МВА:

При минимальной нагрузке на шинах РУ СН:

$$S_1 = \sqrt{\left(n\left(P_G - P_{С.Н.}\right) - P_{Н.Г.MIN}\right)^2 + \left(n\left(Q_G - Q_{С.Н.}\right) - Q_{Н.Г.MIN}\right)^2} =$$
$$= \left|P_1 + jQ_1\right|; \qquad (2.10)$$

где n – количество турбогенераторов подключенных к РУ СН.

$$S_1 = \sqrt{\left(1\left(220-22\right)-120\right)^2 + \left(1\left(136,4-13,64\right)-74,4\right)^2} =$$
$$= \left|78 + j48,36\right| = 91,77.$$

При максимальной нагрузке на шинах РУ СН:

$$S_2 = \sqrt{\left(n\left(P_G - P_{C.H.G.}\right) - P_{H.\Gamma.\text{MIN}}\right)^2 + \left(n\left(Q_G - Q_{C.H.G.}\right) - Q_{H.\Gamma.\text{MIN}}\right)^2} = \quad (2.11)$$
$$= \left|P_2 + jQ_2\right|;$$
$$S_2 = \sqrt{\left(1\left(220-22\right)-180\right)^2 + \left(2\left(136,4-13,64\right)-111,6\right)^2} =$$
$$= \left(18 + j11,16\right) = 21,179.$$

За аварийный режим принимается отключение одного трансформатора связи, тогда передачу всей мощности должен обеспечить оставшийся:

$$S_3 = \sqrt{P_{H.\Gamma.MAX}{}^2 + Q_{H.\Gamma.MAX}{}^2} = \left|P_{H.\Gamma.MAX} + jQ_{H.\Gamma.MAX}\right|; \quad (2.12)$$
$$S_3 = \sqrt{180^2 + 111,6^2} = \left|180 + j111,6\right| = 211,79.$$

В данном курсовом проекте автотрансформатор установлен с блоком генератора. В этом случае, согласно [2], мощность автотрансформатора выбирается с учетом коэффициента типовой мощности. Обмотка низшего напряжения рассчитывается на типовую мощность автотрансформатора:

$$\mathrm{S_{нн}} = \mathrm{S_{тип}} = K_{\text{тип}} \cdot S_{ном}, \quad (2.13)$$

где $S_{ном}$- номинальная мощность автотрансформатора;

$К_{тип}$- коэффициент типовой мощности.

Так как обмотка низшего напряжения должна быть рассчитана на полную мощность генератора:

$$\mathrm{S_г} \le \mathrm{S_{тип}} = K_{\text{тип}} \cdot S_{ном}, \quad (2.14)$$

откуда

$$S_{ном} \ge \frac{\mathrm{S_г}}{K_{\text{тип}}}. \quad (2.15)$$

Коэффициент $К_{тип}$ зависит от коэффициента трансформации автотрансформатора $n_{ВС}$, который определяется по формуле:

$$n_{BC} = \frac{U_{вн}}{U_{сн}}, \quad (2.16)$$

где $U_{вн}$- напряжение высшей стороны автотрансформатора;

$U_{сн}$- напряжение средней стороны автотрансформатора;

$$n_{BC} = \frac{220}{110} = 2.$$

Определим коэффициент типовой мощности $К_{тип}$ по формуле:

$$K_{тип} = 1 - \frac{1}{n_{BC}} = 1 - \frac{1}{2} = 0,5. \quad (2.17)$$

Определим номинальную мощность автотрансформатора, МВА,

$$S_{ном} \geq \frac{\sqrt{(P_Г - P_{СН})^2 + (Q_Г - Q_{СН})^2}}{K_{тип}} = \frac{\sqrt{(220-22)^2 + (136,4-13,64)^2}}{0,5} = 465,94.$$

Выбираем ДВА автотрансформатора типа АТДЦТН- 250000/220/110.

Согласно [4], мощность обмотки низшего напряжения АТДЦТН - 250000/220/110 составляет $S_{нн1}$=125 МВА, для двух АТ $S_{нн}$=250 МВА, а мощность которая передается генератором через обмотку низшего напряжения составляет согласно формуле (2.6) $S_{бл.}$=232,96 МВА, что удовлетворяет условию [2]:

$$S_{бл.} \leq S_{нн1}. \quad (2.19)$$

Выберем трансформаторы собственных нужд (ТСН) и резервные трансформатор собственных нужд (РТСН).

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

$$S_{Т.С.Н.} \geq S_{С.Н.} = P_{С.Н.} + j\,Q_{С.Н.};$$

$$S_{Т.С.Н.} \geq |22 + j13,64| = 25,89.$$

Из [3, с 132] выбираем ТСН марки ТРДНС-32000/35. Устанавливаются 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-32000/35.

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_{xx}	$P_{кз}$	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТДЦ 250000/220	250	242	15,75	207	660	-	11	-
ТДЦ 250000/110	250	121	15,75	200	640	-	10,5	-
АТДЦТН-200000/220/110	200	230	6,6	105	430	11	32	20
ТРДНС-32000/35	32	36,75	6,3-6,3	30	145	-	11,5	-
АТДЦТН-250000/220/110	250	230	15,75	120	500	11	32	20

3. Определение потерь энергии в трансформаторах

Потери в блочных трансформаторах, кВт·ч:

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

Где P_x – потери холостого хода;

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

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

$S_{Т.НОМ.}$ – номинальная мощность трансформатора;

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

τ- время максимальных потерь.

Для дальнейших расчетов примем:

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

$$\Delta W_{бл.Т1.} = 207 \cdot (8760 - 1176) + 660 \cdot \left(\frac{211,79}{250} \right)^2 \cdot 3800 = 3369829,605;$$

Вычислим потери в блочных трансформаторах на стороне 110 кВ по формуле (4.1)

$$\Delta W_{бл.Т2.} = 200 \cdot (8760 - 1176) + 640 \cdot \left(\frac{211,79}{250} \right)^2 \cdot 3800 = 3262197,92;$$

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

$$\Delta W_{АТ.} = P_x \cdot (8760 - T_{пл.р.}) + P_{кз-ВН} \cdot \left(\frac{S_{ВН.макс.}}{2 \cdot S_{АТ.НОМ.}} \right)^2 \cdot \tau_{ВН} +$$

$$+ P_{кз-СН} \cdot \left(\frac{S_{СН.макс.}}{2 \cdot S_{АТ.НОМ.}} \right)^2 \cdot \tau_{СН}, \quad (3.2)$$

Где $P_{кз-ВН}$ – потери в обмотке ВН, кВт;

$P_{кз-СН}$ – потери в обмотке СН, кВт;

$S_{ВН.макс.}$ – максимальная мощность, протекающая через обмотку ВН;

$S_{СН.макс.}$ – максимальная мощность, протекающая через обмотку СН;

$S_{АТ.НОМ.}$ – номинальная мощность автотрансформатора;

$$W_{АТ1} = 105 \cdot (8760 - 1176) + 430 \cdot \left(\frac{211,79}{2 \cdot 200} \right)^2 \cdot 3800 +$$

$$+ 430 \cdot \left(\frac{211,79}{2 \cdot 200} \right)^2 \cdot 3800 = 1254522,277$$

Суммарные потери электроэнергии в схеме №1,

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

$$\Delta W = 2 \cdot 3369829,605 + 2 \cdot 1254522,277 + 3262197,92 = 14518577,325;$$

Потери для автотрансформаторов связи в схеме №2, кВт · ч:

$$W_{АТ2} = 120 \cdot (8760 - 1176) + 500 \cdot \left(\frac{211,79}{2 \cdot 250} \right)^2 \cdot 3800 +$$

$$+ 500 \cdot \left(\frac{211,79}{2 \cdot 250} \right)^2 \cdot 3800 = 1251067,741$$

Суммарные потери электроэнергии в схеме №2:

$$\triangle W = 1 \cdot \triangle W_{бл.Т1} + 2 \cdot \triangle W_{АТ1} + 1 \cdot \triangle W_{бл.Т2};$$

$$\triangle W = 3369829{,}605 + 2 \cdot 1251067{,}741 + 3262197{,}92 = 9134163{,}006;$$

Стоимость потерь электроэнергии в вариантах схем, руб.:

$$И_{ПОТ} = \beta \cdot \triangle W, \quad (3.4)$$

Где $\beta -$ удельная стоимость потерянной электроэнергии ,

$\beta = 3{,}15 \, {руб}/{кВт \cdot ч}$;

$\triangle W -$ суммарные потери электроэнергии в вариантах схем, $кВт \cdot ч$;

Для схемы №1:

$И_{пот1} = 3{,}15 \cdot 14518577{,}325 = 33733518{,}574;$

Для схемы №2:

$И_{пот2} = 3{,}15 \cdot 9134163{,}006 = 28772613{,}47.$

4. Расчёт ТЭП для выбора варианта структурной схемы станции

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

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

Где $-E_н$ нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений ($E_н$ =0,12 руб.год./руб.);

$И_{пот}$ – суммарные потери схемы;

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

М (У) – математическое ожидание ущерба (исключено из рассмотрения). Сравнение вариантов по приведенными затратами:

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

Капитальные вложения в схему выдачи мощности:

$$K = K_{УД} \cdot k \quad (4.3)$$

Где $K_{УД}$ – коэффициент удорожания, $K_{УД}$ = 2,57;

k – цена ячейки трансформаторного оборудования [4, с. 347].

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 обще подстанционные 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, обще подстанционные 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 2	
	Кол-во	Стоимость тыс.руб.	Кол-во	Стоимость тыс.руб.
ТДЦ 250000/220	2	328900	1	164450
ТДЦ 250000/110	1	184600	1	184600
АТДЦТН-200000/220/110	2	313200	-	-
АТДЦТН-250000/220/110	-	-	2	518400
Итого:		826700		867450

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

Для варианта 1:

$$З_1 = 0,12 \cdot 826700 + 33733,519 = 131437,519 \text{ тыс.руб},$$

Для варианта 2:

$$З_2 = 0,12 \cdot 867450 + 28772,613 = 132866,613 \text{ тыс.руб},$$

Сравнение вариантов схем по приведенным затратам, по формуле (5.2):

$$\Delta З = \frac{З_2 - З_1}{З_2} \cdot 100\% = \frac{132866,613 - 131437,519}{132866,613} \cdot 100\% = 1,08\%;$$

Для дальнейших расчетов выбираем вариант структурной схемы № 1, так как приведенные затраты в эту схему оказались меньше, кроме того, надежность данной схемы выше.

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 160 МВт [3, с.21];

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

$$P_{выд} = (P_G - P_{СН}) \cdot n - P_{min} = (220 - 22) \cdot 3 - 120 = 474 \text{ МВт}$$

По формуле (5.1) рассчитаем число линий:

$$N_w = \frac{474}{160} + 1 = 4$$

Мощность ЭЭС передается по четырем ЛЭП.

5.2 Выбор числа ЛЭП, передающих мощность потребителям

Число линий электропередач, передающих мощность потребителям находим по формуле (5.1), приняв $P_{проп}$= 100 МВт.

$$N_w = \frac{180}{100} + 1 = 3$$

Мощность потребителям передается по пяти ЛЭП.

6. Расчѐт нормальных и максимальных токов

6.1 Расчѐт нормальных и максимальных токов генератора

Номинальный ток генератора определяется по формуле

$$I_{номG} = \frac{S_{Gном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номG} \cdot \cos\varphi_{ном}}, \quad (6.1)$$

где $I_{номG}$ – номинальный ток генератора;

$U_{номG}$ – номинальное напряжение турбогенератора.

$$I_{номG} = \frac{258,8}{\sqrt{3}\cdot 15,75\cdot 0,85\cdot} = 11,16 \text{ кА}.$$

Согласно [6], наибольший ток рабочего режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на 5%.

$$I_{maxG} = \frac{S_{Gном}}{\sqrt{3}\cdot U_{номG}\cdot \cos\varphi_{ном}\cdot 0.95}, \quad (6.2)$$

Где

I_{maxG} - максимальный ток генератора.

$$I_{maxG} = \frac{258,8}{\sqrt{3}\cdot 15,75\cdot 0,85\cdot 0.95} = 11,74 \text{ кА}.$$

6.2 Расчет нормальных и максимальных токов трансформатора 110 кВ.

Номинальный ток трансформатора 110 кВ определяется по формуле:

$$I_{номТ110} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3}\cdot U_{Т110}}, \quad (6.3)$$

где $I_{номТ}$ – номинальный ток трансформатора 110 кВ.

$S_{Т.ном}$ –полная номинальная мощность блочного трансформатора 110 кВ.

$U_{Т110}$ – номинальное напряжение трансформатора 110 кВ.

$$I_{номТ110} = \frac{250}{\sqrt{3}\cdot 121} = 1,19 \text{ кА}$$

Согласно [6] , наибольший ток рабочего режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на 5%.

$$I_{maxТ110} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3}\cdot U_{Т220}\cdot 0,95}, \quad (6.4)$$

где $I_{maxТ110}$ – максимальный ток трансформатора 110 кВ.

$$I_{maxТ110} = \frac{250}{\sqrt{3}\cdot 121\cdot 0,95} = 1,25 \text{ кА}$$

6.3 Расчет нормальных и максимальных токов при перетоке мощности через автотрансформатор.

Номинальный ток на ВН автотрансформатора определяется по формуле:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{\text{АТ}}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (6.5)$$

Где $I_{\text{номВН}}$ – рабочий ток на ВН автотрансформаторе .

$S_{\text{АТ}}$ – полная номинальная мощность автотрансформатора .

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

$$I_{\text{номВН}} = \frac{200}{\sqrt{3}\cdot 230} = 0{,}502 \text{ кА}$$

Согласно [6] , наибольший ток рабочего режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на 5%.

$$I_{\text{ВНmax}} = \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{ВН}}\cdot 0{,}95}, \quad (6.6)$$

Где $I_{\text{ВНmax}}$ – максимальный ток на ВН автотрансформатора.

$$I_{\text{ВНmax}} = \frac{200}{\sqrt{3}\cdot 230\cdot 0{,}95} = 0{,}52 \text{ кА}$$

Номинальный ток при перетоке на СН стороне определяется по формуле:

$$I_{\text{номСН}} = \frac{S_{\text{АТ}}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{СН}}}, \quad (6.7)$$

Где $I_{\text{номСН}}$ – рабочий ток на СН автотрансформаторе .

$U_{\text{СН}}$ – напряжение на стредней обмотке автотрансформатора .

$$I_{\text{номСН}} = \frac{200}{\sqrt{3}\cdot 121} = 0{,}954 \text{ кА}$$

Согласно [6] , наибольший ток рабочего режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на 5%.

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

Где $I_{\text{СНmax}}$ – максимальный ток на СН автотрансформатора.

$$I_{\text{СНmax}} = \frac{200}{\sqrt{3}\cdot 121\cdot 0{,}95} = 1{,}004 \text{ кА}$$

Номинальный ток при перетоке на НН стороне определяется по форму-

ле:

$$I_{\text{номНН}} = \frac{S_{\text{АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \quad (6.9)$$

Где $I_{\text{номНН}}$ – рабочий ток на НН автотрансформаторе .

$U_{\text{НН}}$ – напряжение на низшей обмотке автотрансформатора .

$$I_{\text{номНН}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 6{,}6} = 17{,}49 \text{ кА}$$

Согласно [6] , наибольший ток рабочего режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на 5%.

$$I_{\text{ННmax}} = \frac{S_{\text{АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 0{,}95}, \quad (6.10)$$

Где $I_{\text{ННmax}}$ – максимальный ток на НН автотрансформатора.

$$I_{\text{ННmax}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 6{,}6 \cdot 0{,}95} = 28{,}41 \text{ кА}$$

6.4 Расчет нормальных и максимальных токов трансформатора собственных нужд.

Номинальный ток для ТСН определяется по формуле:

$$I_{\text{номТСН}} = \frac{S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ТСН}}}, \quad (6.11)$$

Где $I_{\text{номТСН}}$ – рабочий трансформатора собственных нужд .

$S_{\text{ТСН}}$ – полная мощность трансформатора собственных нужд.

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

$$I_{\text{номТСН}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0{,}527 \text{ кА}$$

Согласно [6] , наибольший ток рабочего режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на 5%.

$$I_{\text{ТСНmax}} = \frac{S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ТСН}} \cdot 0{,}95}, \quad (6.12)$$

Где $I_{\text{ТСНmax}}$ – максимальный ток трансформатора собственных нужд.

$$I_{\text{ТСНmax}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0{,}95} = 0{,}55 \text{ кА}$$

6.5 Расчет нормальных и максимальных токов линии 220 кВ.

Номинальный ток для трех параллельно работающих линий определяется по формуле:

$$I_{\text{ном.W}} = \frac{S_{\text{НГ}}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (6.13)$$

Где $I_{\text{ном.W}}$ – рабочий ток протекающей линии 220 кВ.

$S_{\text{НГ}}$ – нагрузка на линии 220 кВ.

$U_{\text{ВН}}$ – напряжения на линии 220 кВ.

N – количество линий.

$$I_{\text{ном.W}} = \frac{474}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 0{,}388 \text{ кА}$$

6.6 Расчет нормальных и максимальных токов линии 110 кВ.

Номинальный ток для двух параллельно работающих линий определяется по формуле:

$$I_{\text{ном.W}} = \frac{S_{\text{НГ}}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_{\text{ВН}}}, \text{ где}$$

$I_{\text{ном.W}}$ – рабочий ток протекающей линии 110 кВ.

$S_{\text{НГ}}$ – нагрузка на линии 110 кВ.

$U_{\text{ВН}}$ – напряжения на линии 110 кВ.

N – количество линий.

$$I_{\text{ном.W}} = \frac{180}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 110} = 0{,}189 \text{ кА}$$

7. Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема замещения, составленная на основе структурной схемы (рис.2),представлена на рис 7.1

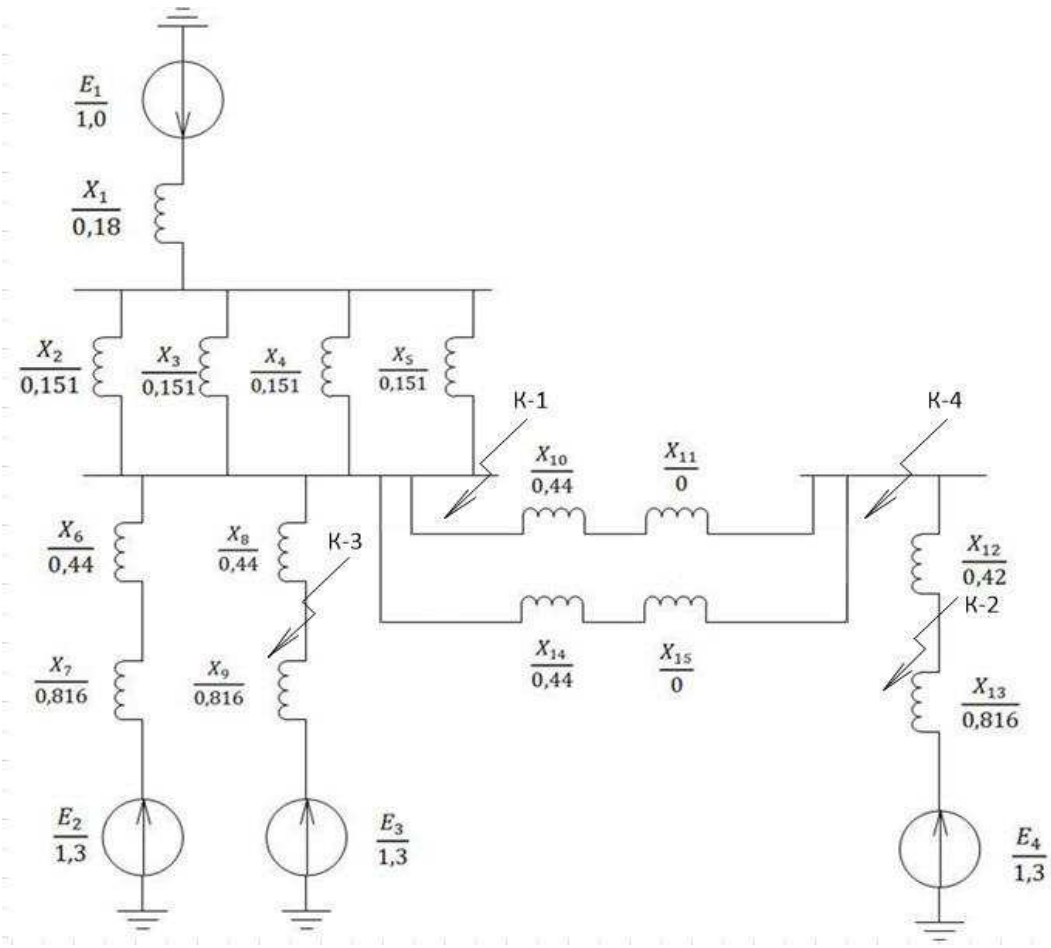


Рис.7.1 Эквивалентная схема замещения для расчетов токов КЗ

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

Рассчитаем базисный ток:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}\cdot U_б}, \quad (7.1)$$

где:

$U_б$ – базисное напряжение;

$U_{б1} = 230$ Кв

$U_{б2} = 121$ кВ

$U_{б3} = 15{,}75$ кВ

Тогда базисные токи равны, кА

$$I_{б1} = \frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 230} = 2{,}51 \text{ кА}$$

$$I_{б2} = \frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 121} = 4{,}77 \text{ кА}$$

$$I_{б3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75} = 35{,}65, кА$$

Поскольку все генераторы одинаковые, то

$$X_G = X_{10} = X_{11} = X_{13} = X''_d \cdot \frac{S_б}{S_н} \quad (7.2)$$

$$X_G = 0{,}19 \cdot \frac{1000}{232{,}96} = 0{,}816$$

Сопротивление блочных трансформаторов определим по формуле:

$$X_T = \frac{U_к}{100} \cdot \frac{S_б}{S_н} \quad (7.3)$$

Для трансформаторов с $U_{ВН} = 220кВ$

$$X_6 = X_8 = \frac{U_к}{100} \cdot \frac{S_б}{S_н} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0{,}44$$

Для трансформатора с $U_{ВН} = 110кВ$

$$X_{12} = \frac{U_к}{100} \cdot \frac{S_б}{S_н} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0{,}42$$

Определим индуктивное сопротивления для систем:

$$X_s = X_1 = X_c \cdot \frac{S_б}{S_C} \quad (7.4)$$

$$X_s = 0.36 \cdot \frac{1000}{5000} = 0{,}18$$

Определим напряжение КЗ для автотрансформаторов, %
По таблице.3.1 для АТ:

$U_{КВН} = 11\ \%$
$U_{КВС} = 32\ \%$
$U_{КСН} = 20\ \%$

$$U_{КВ} = 0{,}5 \cdot \left(U_К^{В-Н} + U_К^{В-С} - U_К^{С-Н}\right) = 0{,}5(11+32-20) = 11{,}5 \quad (7.5)$$

$$U_{КС} = 0{,}5 \cdot \left(U_К^{В-С} + U_К^{С-Н} - U_К^{В-Н}\right) = 0{,}5(32+20-11) = 20{,}5 \quad (7.6)$$

$$U_{КН} = 0{,}5 \cdot \left(U_К^{В-Н} + U_К^{С-Н} - U_К^{В-С}\right) = 0{,}5(11+20-32) = 0 \quad (7.7)$$

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 ВН обмотки:

$$X_{10} = X_{14} = \frac{U^{В}_{КЗ_к}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_н} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44 \quad (7.8)$$

Сопротивление СН обмотки:

$$X_{11} = X_{15} = 0 \quad (7.9)$$

Определим сопротивления линий электропередач по формуле:

$$X_{W*(б)} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U^2_{б1}}, \quad (7.10)$$

где:

l-длина линии, км;

$$X_2 = X_3 = X_4 = X_5 = 0,4 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,151$$

7.1 Расчет действующего значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ.

Преобразуем схему замещения для точки К-1.

Сопротивлениями трансформаторов собственных нужд для данной точки пренебрегаем.

Сопротивление трансформатора и генератора относительно друг друга находятся в последовательном соединении.

$$X_{16} = X_{12} + X_{13} = 0,42 + 0,816 = 1,236$$
$$X_{17} = X_{10} + X_{11} = 0,44 + 0 = 0,44$$

$$X_{18} = X_{14} + X_{15} = 0,44 + 0 = 0,44$$

$$X_{19} = X_{17} || X_{18} = \frac{0,44}{2} = 0,22$$

$$X_{20} = \frac{X_2 \cdot X_3 \cdot X_4 \cdot X_5}{X_2 + X_3 + X_4 + X_5} = \frac{0,151 \cdot 0,151 \cdot 0,151 \cdot 0151}{0,151 + 0,151 + 0,151 + 0,151} = 0,0008$$

$$X_{21} = X_1 + X_{20} = 0,18 + 0,0008 = 0,1808$$

$$X_{22} = X_6 + X_7 = 0{,}44 + 0{,}816 = 1{,}256$$

$$X_{23} = X_{22} = 1{,}256$$

$$X_{24} = X_{23}||X_{22} = \frac{1{,}256}{2} = 0{,}628$$

Эквивалентная ЭДС $E_5 = E_2||E_3 = 1{,}13$

$$X_{25} = X_{16} + X_{19} = 1{,}236 + 0{,}22 = 1{,}456$$

$$X_{26} = X_{24}||X_{25} = \frac{0{,}628 \cdot 1{,}456}{0{,}628 + 1{,}456} = 0{,}44$$

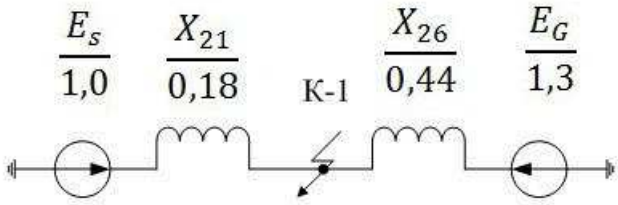


Рис.8.2-Простейший вид схемы замещения для расчетов токов КЗ

Действующие значение в точке КЗ:

$$I_{\text{пt}} = \left(I_{\text{пt}G(*)} + I_{\text{пt}C(*)}\right) \cdot I_{\text{б1}} \quad (7.11)$$

$$I_{\text{п0}} = \left(I_{\text{п0}G(*)} + I_{\text{п0}C(*)}\right) \cdot I_{\text{б1}} \quad (7.12)$$

Для системы принимаем, что действующие значение периодеческой составляющей тока, кА, в месте КЗ будет затухающим и , следовательно , типовые кривые не используем:

$$I_{\text{пt}C(*)} = I_{\text{п0}C} = \frac{E_{\Sigma C}}{X_{\Sigma C}} \quad (7.13)$$

$$I_{\text{пt}C(*)} = I_{\text{п0}C(*)} = \frac{1{,}0}{0{,}18} = 5{,}56 \text{ о. е.}$$

Находим начальное значение периодической составляющей, кА:

$$I_{\text{п0}G(*)} = \frac{E_{\Sigma C}}{X_{\Sigma C}} \quad (7.14)$$

$$I_{\text{п0}G(*)} = \frac{1{,}13}{0{,}44} = 2{,}55 \text{ о. е.}$$

$$I_{\text{п0}} = 5{,}56 + 2{,}55 = 8{,}11 \text{ кА}$$

Далее находим отношение $\frac{I_{п0G}}{I'_{ном}}$, характеризующее электрическую удаленность генераторов от точки короткого замыкания.

$I'_{ном}$ – номинальный ток короткого замыкания приведенный к той ступени напряжения , где произошло короткое замыкание, кА:

$$I'_{ном} = \frac{S_{\sum ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}, \quad (7.15)$$

где:

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

$U_{ср.ном}$ - средненоминальное напряжение той же ступени трансформации, где произошло КЗ.

$$I'_{ном} = \frac{258{,}8 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 1{,}94 кА$$

После этого определяем:

$$\frac{I_{п0G}}{I'_{ном}} = \frac{2{,}55}{1{,}94} = 1{,}314$$

По основным типовым кривым и найденному значению удаленности точки КЗ определяем: $\frac{I_{пtG}}{I_{поG}}$ – это отношение определяет собой долю периодической составляющей тока генератора через заданный промежуток времени t от начального значения периодической составляющей $I_{п0G}$:

$$\frac{I_{пtG}}{I_{поG}} = 0{,}94$$

По найденному отношению $\frac{I_{пtG}}{I_{поG}}$ определяем искомое значение тока от генератора в заданный момент времени t,с:

$$t = t_{рз} + t_{св} \ , \quad (7.16)$$

где:

$t_{рз}$-минимальное время срабатывания релейной защиты (0,01с);

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

$$t = 0{,}01 + 0{,}05 = 0{,}06$$

Тогда периодическая составляющая тока генератора через заданный промежуток времени ,кА:

$$I_{\text{пt}G} = \frac{I_{\text{nt}G}}{I_{\text{по}G}} \cdot I_{\text{по}G(*)} = 0{,}94 \cdot 2{,}55 = 2{,}397 \text{ о. е.} \quad (7.17)$$

Действующее значение тока КЗ в точке К-1 по формуле:

$$I_{\text{пt}} = (5{,}56 + 2{,}397) \cdot 1{,}12 = 7{,}957 \text{ кА}$$

7.2 Расчет апериодической составляющей и ударного тока трехфазного КЗ

При КЗ вблизи генераторов или блоков генератор-трансформатор для каждой из ветвей находят эквивалентные постоянные времени $T_{\text{аэ}G}$ $T_{\text{аэ}C}$ и ударные коэффициенты $K_{\text{уд}G}$ $K_{\text{уд}C}$. Значения величин берем из [5, с 183].

$$T_{\text{аэ}G} = 0{,}32$$
$$T_{\text{аэ}C} = 0{,}06$$
$$K_{\text{уд}G} = 1{,}97$$
$$K_{\text{уд}C} = 1{,}85$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{\text{уд}(*)} = i_{\text{уд}G} + i_{\text{уд}C} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}G(*)} \cdot K_{\text{уд}G} + \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}C(*)} \cdot K_{\text{уд}C} \quad (7.18)$$

$$i_{\text{уд}(*)} = \sqrt{2} \cdot 2{,}55 \cdot 1{,}97 + \sqrt{2} \cdot 5{,}56 \cdot 1{,}85 = 21{,}65 \text{ о. е.}$$

$$i_{\text{уд}} = i_{\text{уд}(*)} \cdot I_{\text{б}1} = 21{,}65 \cdot 1{,}12 = 24{,}24 \text{ кА}$$

Апериодическую составляющую тока КЗ в произвольный момент времени следует определять по формуле, о.е.:

$$i_{at(*)} = i_{atG} + i_{atC} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}G(*)} \cdot exp\left(-\frac{t}{T_{\text{аэ}G}}\right) +$$
$$+\text{P}\sqrt{2} \cdot I_{\text{по}C(*)} \cdot exp\left(-\frac{t}{T_{\text{аэ}C}}\right) \quad (7.19)$$

$$i_{at(*)} = \sqrt{2} \cdot 2{,}55 \cdot exp\left(-\frac{0{,}06}{0{,}32}\right) + \sqrt{2} \cdot 5{,}56 \cdot exp\left(-\frac{0{,}06}{0{,}06}\right) = 5{,}88$$

$$i_{at} = i_{at(*)} \cdot I_{\text{б}1} = 5{,}88 \cdot 1{,}12 = 7{,}056 \text{ кА}$$

Определение интеграла Джоуля:

$$B_k = B_G + B_S \text{ ,} \quad (7.20)$$

где:
B_G- интеграл Джоуля в ветви генератора;
B_S- интеграл Джоуля в ветви системы;

$$B_S = I_{\text{поС}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{aC}), \quad (7.21)$$

Где:
$t_{\text{откл}}$-время отключения

$$B_S = 5{,}56^2 \cdot (0{,}05 + 0{,}06) = 3{,}4$$

$$B_G = I_{\text{поG}}^2 \cdot (B_{G*} \cdot t_{\text{откл}} + T_{aG}\left(1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{\text{откл}}}{T_{aG}}}\right)) \quad (7.22)$$

$$B_G = 2{,}55^2 \cdot \left(0{,}85 \cdot 0{,}05 + 0{,}32\left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 0{,}05}{0{,}32}}\right)\right) = 0{,}836 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_k = 3{,}4 + 0{,}836 = 4{,}236 \text{ кА}^2\text{с}$$

Результаты расчетов остальных точек произведем на ЭВМ и сведем в таблицу 7.2.

Таблица 7.2-Результаты расчетов токов короткого замыкания

Точки КЗ	$I_{\text{п0}}$, кА	$I_{\text{пt}}$, кА	i_{at}, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	B_k, кА^2c
1	8,11	7,957	7,056	24,24	4,236
2	87,371	84,425	125,07	264,48	524,607
3	101,15	109,641	147,02	92,271	97,61
4	11,218	10,704	10,69	32,08	11,118

8. Выбор электрических аппаратов, шинных конструкций, токопроводов и кабелей

8.1 Выбор выключателей

Выбор выключателей проводится по номинальному току и номиналь-

ному напряжению. Необходимо произвести выбор выключателей по следующим параметрам:

1.Проверка по длительному току:

$$I_{ном} \geq I_{раб.max}, \quad (8.1)$$

где:

$I_{ном}$- номинальный ток выключателя;

$I_{раб.max}$- номинальный ток нормального режима.

2. Проверка по напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (8.2)$$

где:

$U_{ном}$- номинальное напряжение выключателя;

$U_{уст}$- номинальное напряжение сети , в которой установлен выключатель.

3.Проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{откл} \geq I_{пt}, \quad (8.3)$$

где:

$I_{откл}$- номинальный ток отключения выключателя.

4. Проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{at} \leq i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2}\cdot\beta_н\cdot I_{откл.ном}}{100}, \quad (8.4)$$

где:

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

$\beta_н$- нормированное процентное содержание апериодической составляющей в токе отключения.

Нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе $\beta_н = 47\%$.

5. По включающей способности проверка производится по условию:

$$I_{по} \leq I_{вкл.ном}, \quad (8.5)$$

где:

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

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

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (8.6)$$

где:

$i_{дин}$- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу.

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

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

где:

B_k-тепловой импульс тока КЗ по расчету;

$I_{тер}$-среднеквадратичное значение тока за время его протекания(ток термической стойкости);

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

Выполним проверку для элегазового выключателя типа ВГБУ. Необходимо произвести выбор выключателей по следующим параметрам:

Расчетные и каталожные данные сведены в таблице 8.1.1

Таблица 8.1.1 – Результаты выбора выключателя ВГБУ-220-40/2000

Условие выбора	Данные выключателя по каталогу	Расчѐтная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	2000 А	1940 А
$U_{ном} \geq U_{уст}$	220 кВ	220 кВ
$I_{отк.ном} \geq I_{п\tau}$	40 кА	7,957 кА
$i_{а.ном} \geq i_{а\tau}$	26,58 кА	7,056 кА
$i_{пр.скв} . \geq i_{уд}$	100 кА	24,24 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$	150 $кА^2 \cdot с$	4,236 $кА^2 \cdot с$

Таблица 8.1.2 – Результаты выбора выключателя ВЭБ-УЭТМ-110

Условие выбора	Данные выключателя по каталогу	Расчѐтная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	2500 А	1190А
$U_{ном} \geq U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
$I_{отк.ном} \geq I_{п\tau}$	40 кА	12,250 кА
$I_{вкл.ном} . \geq I_{ПО}$	102 кА	11,218 кА

Таблица 8.1.3 – Результаты выбора выключателя в составе генераторного распределительного устройства HECS 130XLp

Условие выбора	Данные выключателя по каталогу	Расчѐтная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	18000 А	11160 кА
$U_{ном} \geq U_{уст}$	25,3 кВ	15,75 кВ
$I_{отк.ном} \geq I_{п\tau}$	130,0 кА	84,425 кА
$I_{вкл.ном} . \geq I_{ПО}$	360,0 кА	87,371 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_к$	659,1кА^2·с	524,607 кА^2·с

8.2 Выбор разъединителей

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

Таблица 8.2.1 – Результаты выбора разъединителя РНД -220/2000 У1.

Условие выбора	Данные разъединителя по каталогу	Расчѐтная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	2000 А	1940 А

Продолжение таблицы 8.2.1– Результаты выбора разъединителя РНД - 220/2000 У1.

$U_{ном} \geq U_{уст}$	220 кВ	220 кВ
$i_{пр.скв.} \geq i_{уд}$	100 кА	24,24 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$	40 $кА^2 \cdot с$	4,236 $кА^2 \cdot с$

Таблица 8.2.2 – Результаты выбора разъединителя РНД -110/2000 У1.

Условие выбора	Данные разъединителя по каталогу	Расчѐтная величина
$I_{ном} \geq$	2000 А	1190А
$U_{ном} \geq U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
$i_{пр.скв.} \geq i_{уд}$	100 кА	32,08 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$	15,5 $кА^2 \cdot с$	11,181 $кА^2 \cdot с$

Таблица 8.2.3 – Результаты выбора разъединителя в составе HECS 130XLp.

Условие выбора	Данные разъединителя по каталогу	Расчѐтная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	18000 А	11160 кА
$U_{ном} \geq U_{уст}$	25,3 кВ	15,75 кВ
$i_{пр.скв.} \geq i_{уд}$	360,0 кА	264,485 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$	659,1 $кА^2 \cdot с$	524,607 $кА^2 \cdot с$

9. Выбор токоведущих частей

9.1 Выбор токоведущих частей РУ 110 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:

$I_{max} < I_{доп}$ (9.1)

где I_{max} – максимальный рабочий ток присоединения, I_{max} = 1250 А [пункт 7];

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

Выбираем провод марки 2×АС-300/39, диаметр провода d=24 мм, тогда:

$I_{доп} = 2 \cdot 710 = 1420\ A$;

По условию допустимого нагрева (9.1) получим:

1250 < 1420 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;

11,218 < 20 кА.

Проверка по условиям коронного разряда необходима для гибких проводников напряжением 110 кВ, при сечениях провода ниже АС-300.

Таким образом, провод 2×АС-300/39 проходит по всем требованиям.

9.2 Выбор сборных шин для ОРУ напряжением 220 кВ

Расчет по формуле (9.2):

Максимальный рабочий ток присоединения: I_{max} = 1940 А;

Выбираем провод марки 3×АС-300/66; Диаметр провода d=24,5мм по [3, с.20];

$I_{доп} = 3 \cdot 690 = 2070$. А.

По условию допустимого нагрева: 1940 < 2070 А.

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

$I_{ПО} = 8{,}11 < 20$ кА

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

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

9.3 Выбор комплектного экранированного токопровода (КЭТ)

Произведѐм выбор КЭТ для турбогенераторов ТЗВ-220-2. Выбираем ТЭНЕ-20-12000-300 УХЛ1. Условия выбора занесем в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Выбор генераторного КЭТ

Условие выбора	Параметры КЭТ	Расчѐтная величина
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	12000 А	11160 кА
$U_{ном} \geq U_{уст}$	20 кВ	15,75 кВ
$I_{динам.} \geq i_{уд}$	300 кА	280,53 кА

9.4 Выбор проводов длинных связей блочных трансформаторов и автотрансформаторов с ОРУ

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

$$q_Э = \frac{I_{НОРМ}}{j_{эк}} \quad (9.3)$$

1. Для блочного трансформатора на стороне РУ ВН 220кВ:

$$q_Э = \frac{1940}{1,4} = 1386 мм^2$$

Принимаем провод марки 3×АС 300/48, что удовлетворяет минимальному сечению проводников по условию короны.

Проверяем провод 3×АС 300/48 согласно условию:

$$I_{\max} \leq I_{доп}$$

$$\frac{1940}{3} \leq 690$$

$$647 \leq 690$$

2. Для автотрансформатора на стороне РУ ВН 220кВ:

$$q_Э = \frac{520}{1,4} = 371 мм^2$$

По условию экономической плотности тока принимаем провод марки 2×АС 300/48. Проверяем провод 2×АС 300/48 согласно условию:

$$I_{\max} \leq I_{доп}$$

$$\frac{520}{2} \le 690$$

$$260 \le 690$$

3. Для автотрансформатора на стороне РУ СН 110кВ:

$$q_э = \frac{1004}{1,4} = 711 мм^2$$

По условию экономической плотности тока принимаем провод марки 2×АС 400/22. Проверяем провод 2×АС 400/22 согласно условию:

$$I_{max} \le I_{доп}$$

$$\frac{1004}{2} \le 690$$

$$502 \le 713$$

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

10. 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:

$U_{ном} \ge U_{уст}$. (10.1)

$220 \ge 220$

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

$I_{ном} \ge I_{раб.макс}$. (10.2)

$1500 \ge 1190$

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:

$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \ge B_k$, (10.3)

$(25 \cdot 1,5)^2 \cdot 3 \ge 4,236$;

5. Проверка по вторичной нагрузке. Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока $Z_{2НОМ}$ =75 Ом.

Таблица 10. 1– Вторичная нагрузка трансформатора тока ТВТ220-I-2000/5

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка		
			A	B	C
Амперметр	Э350	1,5	0,5	-	-
Счетчик энергии	Альфа	0,5	3,6	-	-
Ваттметр	Д365	1,5	0,5	-	-
Варметр	Д365	1,5	0,5	-	-
Итого:			5,1		

Определяем сопротивление приборов, Ом,

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_2^2} = \frac{5,1}{1^2} = 5,1; \quad (10.4)$$

$$r_{ПР} = z_{2ном} - r_к - r_{ПРИБ} = 50 - 0,1 - 5,1 = 44,8,$$

где $r_{ПР}$ - сопротивление провода, Ом;

$z_{2НОМ}$ - номинальное сопротивление трансформатора тока, Ом;

$r_К$ - сопротивление контактов, Ом.

Сечение проводов, мм^2,

$$q = \frac{\rho \cdot l_{РАСЧ}}{r_{ПР}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{44,8} = 0,039, \quad (10.5)$$

где ρ -удельное сопротивление материала провода, мм^2;

$l_{РАСЧ}$ -расчётная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, м.

Согласно[1], в качестве соединительных проводов используются многожильные контрольные кабели. По условию механической прочности полученное расчётное сечение не должно быть меньше 2,5 мм^2 для медных жил. Примем контрольный кабель КРВГ сечением q=2,5 мм^2 и пересчитаем сопротивление проводов, Ом:

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

Сопротивление нагрузки трансформатора тока, Ом,

$$z_2 = r'_{ПР} + r_к + r_{ПРИБ} = 0,7 + 0,1 + 5,1 = 5,9 \quad (10.6)$$

$$Z_2 \le Z_{2ном}. \quad (10.7)$$

5,9≤75

Таблица 10.2– Выбор трансформатора тока ТВТ 220-I-2000/5

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчѐтная величина
$U_{ном} \ge U_{уст}$	220 кВ	220 кВ
$I_{ном} \ge I_{раб.макс}$	2000 А	1190 А
$Z_2 \le Z_{2ном}$	15,9Ом	75 Ом
$(k_T \cdot I_{тер}^2) \cdot t_{тер} \ge B_k$	1406,25 кА^{2}с	4,236 кА^{2}с

Условия выбора остальных трансформаторов тока сведѐм в таблицы.

Таблица 10.3– Выбор трансформатора тока ТФЗМ110Б-III

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчѐтная величина
$U_{ном} \ge U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
$I_{ном} \ge I_{раб.макс}$	2000 А	1190 А
$Z_2 \le Z_{2ном}$	16,4 Ом	20 Ом
$(k_T \cdot I_{тер}^2) \cdot t_{тер} \ge B_k$	212 кА^{2}с	14,83 кА^{2}с

Таблица 10.4 – Выбор трансформатора тока ТФЗМ-220Б-II

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

Продолжение таблицы 10.4 – Выбор трансформатора тока ТФЗМ-220Б-II

$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	2000 А	1940 А
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	16,75 Ом	40 Ом
$(k_T \cdot I_{тер}^2) \cdot t_{тер} \geq$	90 $кА^2с$	4,236 $кА^2с$

Таблица 10.5– Выбор трансформатора тока ТВТ110-III-2000/1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчѐтная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	1000 А	481 А
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	13,4 Ом	75 Ом
$(k_T \cdot I_{тер}^2) \cdot t_{тер} \geq B_k$	25 $кА^2с$	14,08 $кА^2с$

Таблица 11.6– Выбор трансформатора тока ТФЗМ-220 БIV-У1

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчѐтная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	220 кВ	220 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	1500 А	954 А
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	6,25 Ом	40 Ом
$(k_T \cdot I_{тер}^2) \cdot t_{тер} \geq B_k$	100 $кА^2с$	75,36 $кА^2с$

Таблица 11.7 – Выбор трансформатора тока ТШВ15

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчѐтная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	15 кВ	15,75 кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$	12000 А	11160 А
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	8,15 Ом	40 Ом
$(k_T \cdot I_{тер}^2) \cdot t_{тер} \geq B_k$	120 $кА^2с$	62,208 $кА^2с$

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

11. Выбор измерительных трансформаторов напряжения

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

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

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

1. По напряжению установки:

$U_{ном} \geq U_{уст}$. (11.1)

$220 \geq 220$

2. По вторичной нагрузке:

$S_{ном} \geq S2_{\sum}$, (11.2)

Где

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

$S2_{\sum}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединѐнных к трансформатору напряжения.

Таблица 11.1 – Вторичная нагрузка НКФ220-58

Прибор	Тип	$S_{ОБМ}$, ВА	Кол-во обмоток	Cosφ, о.е.	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э–377	2	1	1	2	-
Варметр	Д–335	1,5	2	1	3	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	3	-
Счетчик реактивной энергии	СЭТЗ	4	2	1	8	
Счетчик активной энергии	СЭТЗ	2	2	1	4	-
Частотомер	Э–372	3	1	1	3	-
Итого					23	

Определим вторичную нагрузку ТН, ВА,

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{23^2 + 0} = 23$$

Выбор трансформаторов напряжения сведём в таблицу 11.2.

Таблица 11.2 – Выбор трансформатора тока НКФ220-58.

Условия выбора	Данные трансформатора тока по каталогу	Расчётная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	220 кВ	220 кВ
$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$	400 ВА	23 ВА

Таблица 11.3 – Выбор трансформатора тока НКФ-110-83.

Условия выбора	Данные трансформатора напряжения по каталогу	Расчѐтная величина
$U_{ном} \geq U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$	400 ВА	23 ВА

12. Выбор схем открытых распределительных устройств

Схемы РУ должны удовлетворять ряд критериев. Важнейшие из них: надежность, экономичность, удобство эксплуатации, техническая гибкость, экологическая чистота, компактность, унифицированность.

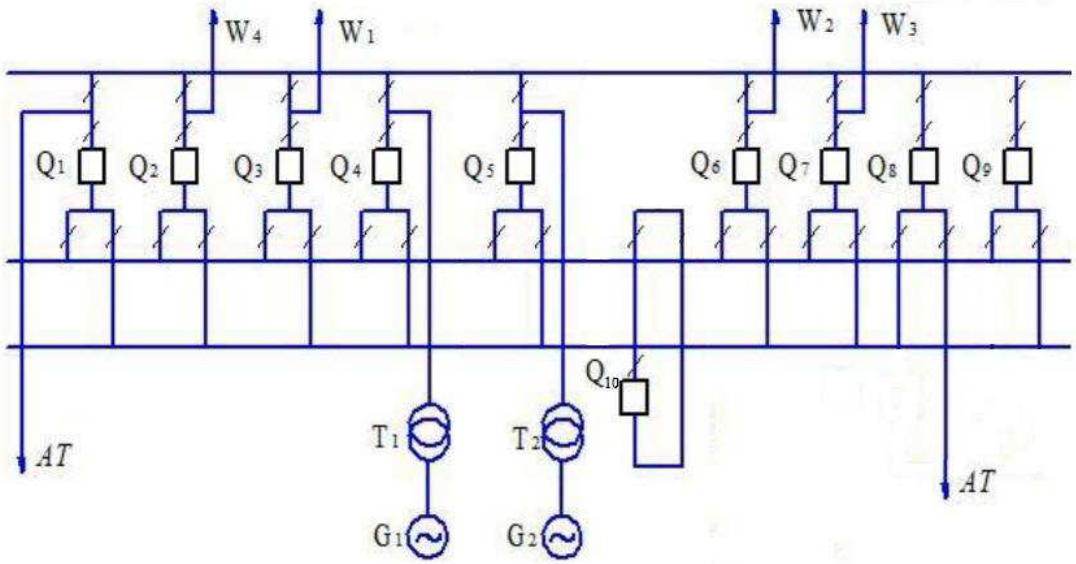


Рисунок 12.1 – две рабочие системы шин с одной обходной ОРУ 220 кВ и 110 кВ

Для ОРУ 110 кВ и ОРУ 220 кВ были выбраны схемы с двумя рабочими системами шин и одной обходной. Достоинства схемы: 1. При КЗ на одной системе шин теряется только половина присоединений в случае распределения нагрузки между 2 СШ. 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 заменяют 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 этой схеме ремонт выключателей производится без перерыва питания с использованием обходных систем шин, возможен поочередный ремонт систем шин без перерыва питания. Схема отвечает необходимой надежностью.

13. Молниезащита ОРУ 220 кВ

Одним из важных условий бесперебойной работы электрических станций и подстанций является обеспечение надежной грозозащиты электрооборудования. 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.

Согласно [5], каждый молниеотвод защищает вокруг себя строго определенное пространство, вероятность прорыва молнии в которое равна 0,005-0,05.

Порядок расчета для защиты ОРУ 220 кВ от прямых ударов молний

следующий:

1.Выявляем наиболее возвышающиеся на ОРУ объекты, требующие защиты от прямых ударов молний. Это гибкие шины на высоте hx=16,5 м.

2. Ориентировочно выбирают места установки молниеотводов на порталах.

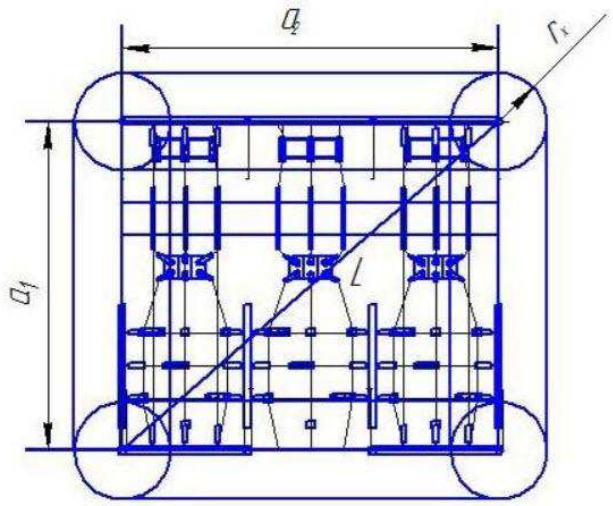


Рисунок 13.1 – План рассчитываемого участка ОРУ

3. Определяем диагональ L:

$$L = \sqrt{a_1^2 + a_2^2}, \quad (13.1)$$

Где:

a_1 - ширина между молниеотводами, м;

a_2 - длина между молниеотводами, м.

$$L = \sqrt{40,5^2 + 46,2^2} = 61,44 м^2.$$

4. По [6] расстояние между стержневыми молниеотводами:

$$L_c = \left[2,25 - 0,0107 \cdot (h - 30)\right] \cdot h; \quad (13.2)$$

где h – высота стержневого молниеотвода, принята равной h=36 [5].

$$L_c = \left[2,25 - 0,0107 \cdot (36 - 30)\right] \cdot 36 = 78,68.$$

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

$$L \le L_c, \quad (13.3)$$

$$61,44 \le 78,68..$$

Данное условие соблюдается.

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

$$h_0 = 0,72 \cdot h, \quad (13.4)$$
$$h_0 = 0,72 \cdot 36 = 25,92.$$

6. Находим радиус конуса:

$$r_0 = (0,7 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot h - 30) \cdot h, \quad (13.5)$$
$$r_0 = (0,7 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot 36 - 30) \cdot 36 = 24,89 \text{ м}.$$

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

$$r_X = \frac{r_0 (h_0 - h_X)}{h_0}, \quad (13.6)$$
$$r_X = \frac{24,89(25,92 - 16,5)}{25,92} = 9,05.$$

8. Определим половину ширины горизонтального сечения в центре расстояния между молниеотводами на высоте $h_x \le h_c$. Граница зоны защиты не имеет провеса, т. е. $h_c = h_0$.

$$r_{CX} = \frac{r_0 (h_C - h_X)}{h_C}, \quad (13.7)$$

$$r_X = \frac{24,89(25,92 - 16,5)}{25,92} = 9,05.$$

9. Вычерчиваем зону защиты на разрезах ОРУ

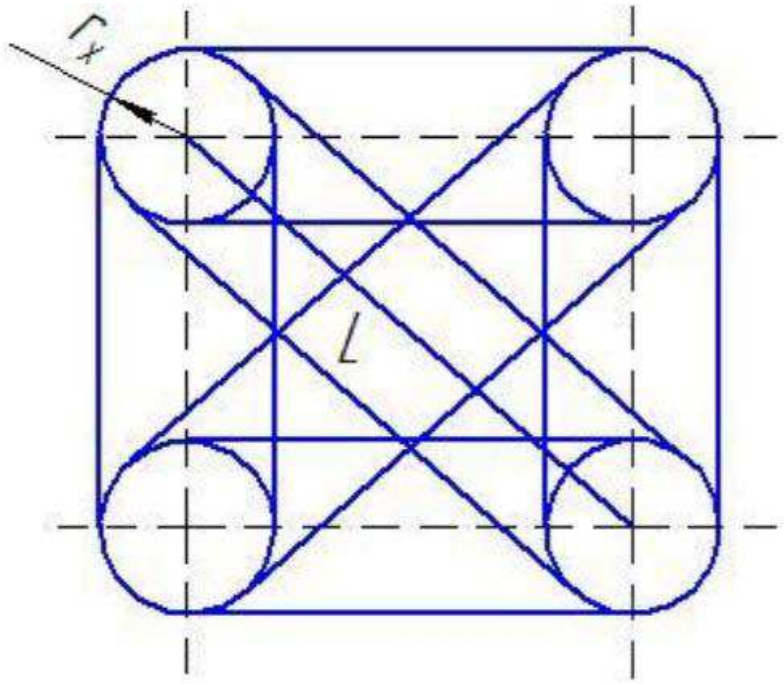


Рисунок 13.2 – Зона защиты ОРУ 220 кВ

14. Расчет заземляющих устройств ОРУ 220 кВ

Заземляющее устройство для установок 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей, соединительных полос, полос, проложенных вдоль рядов оборудования, и выравнивающих полос, проложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом.

Критерием расчѐта заземляющих устройств служит величина наибольшего допустимого напряжения прикосновения, определяющегося в зависимости от времени $t_{откл}$ = 0,035 с. Величина наибольшего допустимого напряжения для этого времени отключения по [6,с. 596] равна $U_{пр.доп} \leq 500$ В.

Многослойный грунт на территории размещения ОРУ 220 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 220 кВ.

$$S = a \cdot b, \tag{14.1}$$

Где:

a- длина ОРУ 220 кВ;

b-ширина ОРУ 220 кВ.

$$S = 130,9 \cdot 85 = 11126,5 м^2.$$

Разбиваем данную площадь горизонтальными полосами на квадраты со сторонами а=7,7 м.

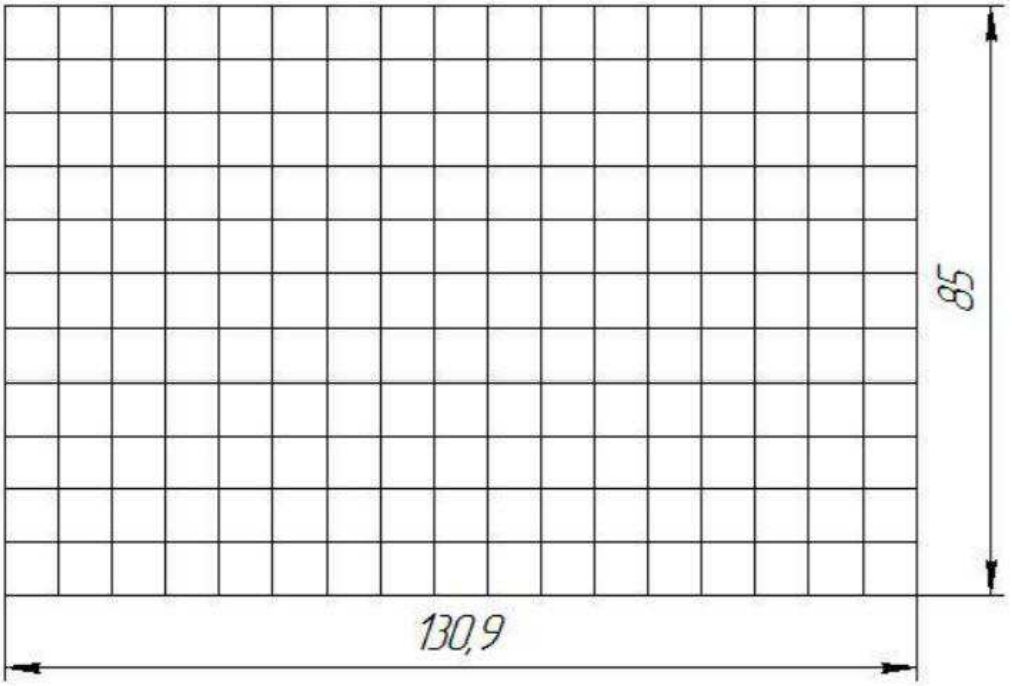


Рисунок 14.1 – Заземляющее устройство ОРУ 220 кВ

Находим длину горизонтальных заземлителей:

$$L_Г = n \cdot b + m \cdot a; \quad (14.2)$$

Где:
n- число вертикальных полос сетки;
m- число горизонтальных полос сетки.

$$L_Г = 18 \cdot 85 + 12 \cdot 130,9 = 3100,8.$$

Определяем коэффициент β:

$$\beta = \frac{R_ч}{R_ч + R_c}; \quad (14.2)$$

Где:
$R_ч$- сопротивление тела человека;
R_c- сопротивление растекание тока от ступней человека.

Примем:
$R_ч = 1000$ Ом;
$R_c = 1,5 \cdot \rho_1$.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 500} \approx 0,571. \quad (14.3)$$

Коэффициент напряжения прикосновения для сложных заземлителей:

$$K_{П} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{В} \cdot L_{Г}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}; \quad (14.4)$$

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.

Примем:
M=0,806;
$l_в$= 4м;
$L_Г$= 3100,8м;
a = 7,7м.

$$K_{П} = \frac{0,806 \cdot 0,571}{\left(\frac{4 \cdot 3100,8}{7,7 \cdot \sqrt{11126,5}}\right)^{0,45}} = 0,134. \quad (14.4)$$

Зная наибольшее допустимое напряжение прикосновения, определим напряжение на заземлителе:

$$U_{з} = \frac{U_{ПР.ДОП}}{K_{П}}; \quad (14.5)$$

$$U_{з} = \frac{500}{0,134} = 3731,3B.$$

Определим ток, стекающий с заземлителя при однофазном коротком замыкании:

$$I_{з} = (0,4 \div 0,6) \cdot I_{ПО}^{(1)}; \quad (14.6)$$

$$I_{з} = 0,4 \cdot 11200 = 4480A.$$

Определим допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{з.доп} = \frac{U_{з}}{I_{з}}; \quad (14.7)$$

$$R_{з.доп} = \frac{3731,3}{4480} = 0,832 Ом.$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчѐтную квадратную модель.

$$\sqrt{S} = \sqrt{10982} \approx 105.$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_Г}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \qquad (14.8)$$

$$m = \frac{3100,8}{2 \cdot 105} - 1 = 13,76 шт.$$

Примем m=14шт.

Определим длину полос в расчѐтной модели:

$$L'_Г = 2 \cdot \sqrt{S} + (m+1); \qquad (14.9)$$

$$L'_Г = 2 \cdot 105 + (14+1) = 3150 м.$$

Определим длина стороны ячейки квадрата:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \qquad (14.10)$$

$$b = \frac{4 \cdot 105}{14} = 7,5 м.$$

Определим число вертикальных электродов по периметру:

$$n_в = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \qquad (14.11)$$

где а – расстояние между вертикальными заземлителями.

$$n_в = \frac{4 \cdot 105}{7,7} = 54,54 шт.$$

Примем $n_в$= 55шт.

Найдем общую длину вертикальных электродов:

$$L_в = l_в \cdot n_в; \qquad (14.12)$$

$$L_в = 4 \cdot 150 = 220 м.$$

Найдем относительную глубину:

$$\frac{l_в + t}{\sqrt{S}}; \qquad (14.13)$$

Где:
t - глубина укладки заземлителя.
Примем t=0,7.

$$\frac{l_в + t}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,7}{105} = 0,044 < 0,1.$$

Исходя из относительной глубины найдѐм коэффициент А:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_в + t}{\sqrt{S}}; \qquad (14.14)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{4 + 0,4}{105} = 0,407.$$

По таблице, приведенной в [6,с.600] определяем относительное эквивалентное удельное сопротивление для сеток с вертикальным заземлителем $\rho_э/\rho_2$=1,8, тогда:

$$\rho_э = 1,8 \cdot \rho_2; \qquad (14.15)$$

$\rho_э$=1,8· 60=108 Ом·м.

Определим общее сопротивление заземляющего устройства в квадратной модели:

$$R_з = A \cdot \frac{\rho_э}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_э}{L'_Г + L_B}; \qquad (14.16)$$

Где:
$\rho_э$ - удельное сопротивление грунта;

$$R_з = 0,407 \cdot \frac{108}{105} + \frac{108}{3150 + 220} = 0,451 Ом.$$

Найдем напряжение прикосновения:

$$U_{ПР} = K_П \cdot I_з \cdot R_з; \qquad (14.17)$$

$$U_{ПР} = 0,134 \cdot 4480 \cdot 0,451 = 270,74 В.$$

Проверим заземляющее устройство по условиям:

$$R_з < R_{з.доп};$$ (14.18)

$$0,451 < 0,832.$$

$$U_{ПР} < U_{ПР.ДОП};$$ (14.19)

$$270,74 < 500.$$

Таким образом, оба условия выполняются.

15. Расчет аппаратов для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений

В РУ, к которым присоединены воздушные ЛЭП, для защиты от волн, набегающих с линий электропередачи, должны быть установлены ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН).

Выбор ОПН производят:

1. По наибольшему длительному допустимому рабочему напряжению [10].

Условие выбора следующее:

$$U_{нро} \geq (1,02 - 1,05) \cdot U_{нс};$$ (15.1)

Где:

$U_{нс}$– наибольшее рабочее напряжение сети, значения приведены в таблице 12.1;

$U_{нро}$– наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя.

Таблица 15.1- Номинальные и наибольшие рабочие напряжения сетей высокого напряжения

$U_{ном}$, кВ	$U_{наиб.раб}$, кВ	$U_{нс}$, кВ
20,0	12,14	21,0
110,0	70,01	115,5
220,0	140,03	231,0

2. По номинальному разрядному току грозового импульса: не менее 5-10 кА для ОПН 110 кВ и выше.

3. По условию обеспечения взрывобезопасности:

$I_{вб} \geq 1,15\ I_{кз}$, кА: (15.2)

Проверим выполнение условия для ОРУ 220 кВ:

$65 \geq 1,15 \cdot 24,24$

$65 \geq 27,88$

4. По энергоемкости: не ниже второго класса (ток коммутационного импульса большой длительности не ниже 550 А).

Места установки ОПН определяют функциональным назначением соответствующего ограничителя и рекомендациями ПУЭ и приведены на главной схеме.

Для РУ высокого напряжения (220 кВ) принимаем ОПН от производителя АО «Феникс – 88» г. Новосибирска. Маркировка данного ограничителя имеет вид:

ОПН-220/146-10/900(III) 4 УХЛ1

Для РУ среднего напряжения (110 кВ) принимаем ОПН от производителя АО «Феникс – 88» г. Новосибирска. Маркировка данного ограничителя имеет вид:

ОПН-М-110/73-20/1600(IV) 2 УХЛ1

Для цепей генераторного напряжения (20 кВ) принимаем ОПН от производителя АО «Феникс – 88» г. Новосибирска. Маркировка данного ограничителя имеет вид:

ОПН – 20/24/10/1000 (I) УХЛ1

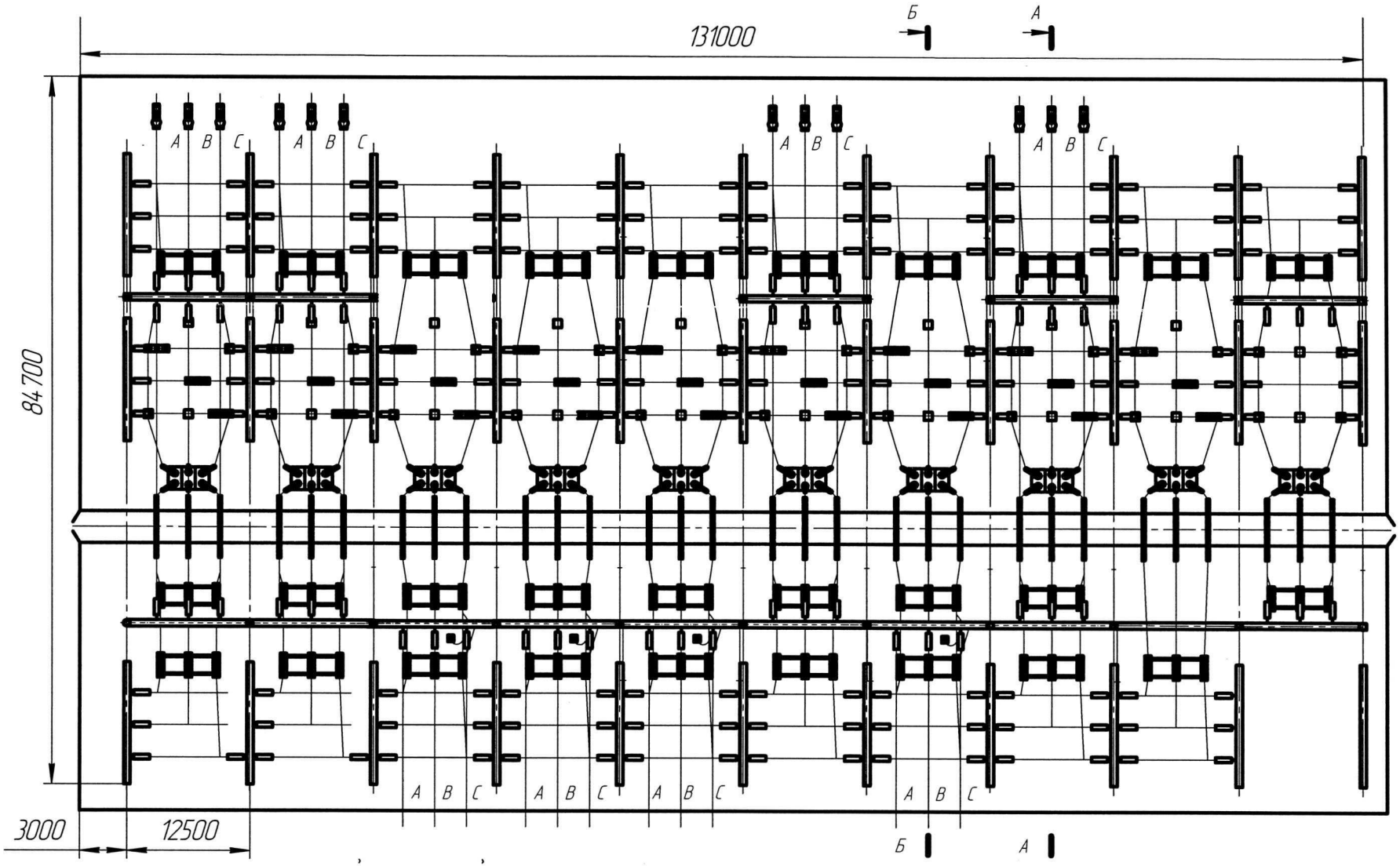
Заключение

При выполнении бакалаврской работы была спроектирована электрическая часть ТЭЦ – 660 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 автотрансформаторами связи процесс электроснабжения является практически непрерывным.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 7, 2001 - 2004 г.г.
2. Проектирование главной схемы электрических соединений. Учеб.пособие по курсовому и дипломному проектированию/ В.П.Возовик, В.А.Тремясов. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. 131 с.
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. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с.:ил.
5. Проектирование электрических станций. Рекомендовано Редакционно-издательским советом университета в качестве учебного пособия/ В.А. Тремясов.- Красноярск: ИПК СФУ, 2009.-280 с
6. 6Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов.- 3-е изд.,перераб. и доп.-М. РожковаЛ.Д., Козулин В.С.:Энергоатомиздат,1987.-648с.:ил.
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. 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.

ПИ СФУ ВКР 13.03.02.04-071312360



					ПИ СФУ ВКР 13.03.02.04-071312360	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		
Разраб.		Бритиков В.И.		02.06.17	План ОРУ 220 кВ	Лит. / Масса / Масштаб: 1:500
Пров.		Тихонов А.А.		02.06.17		
Т.контр.						Лист / Листов 1
Н.контр.					ТЭЦ-660 МВт	ЭСиЭЭС
Утв.						

Копировал

Формат А3

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

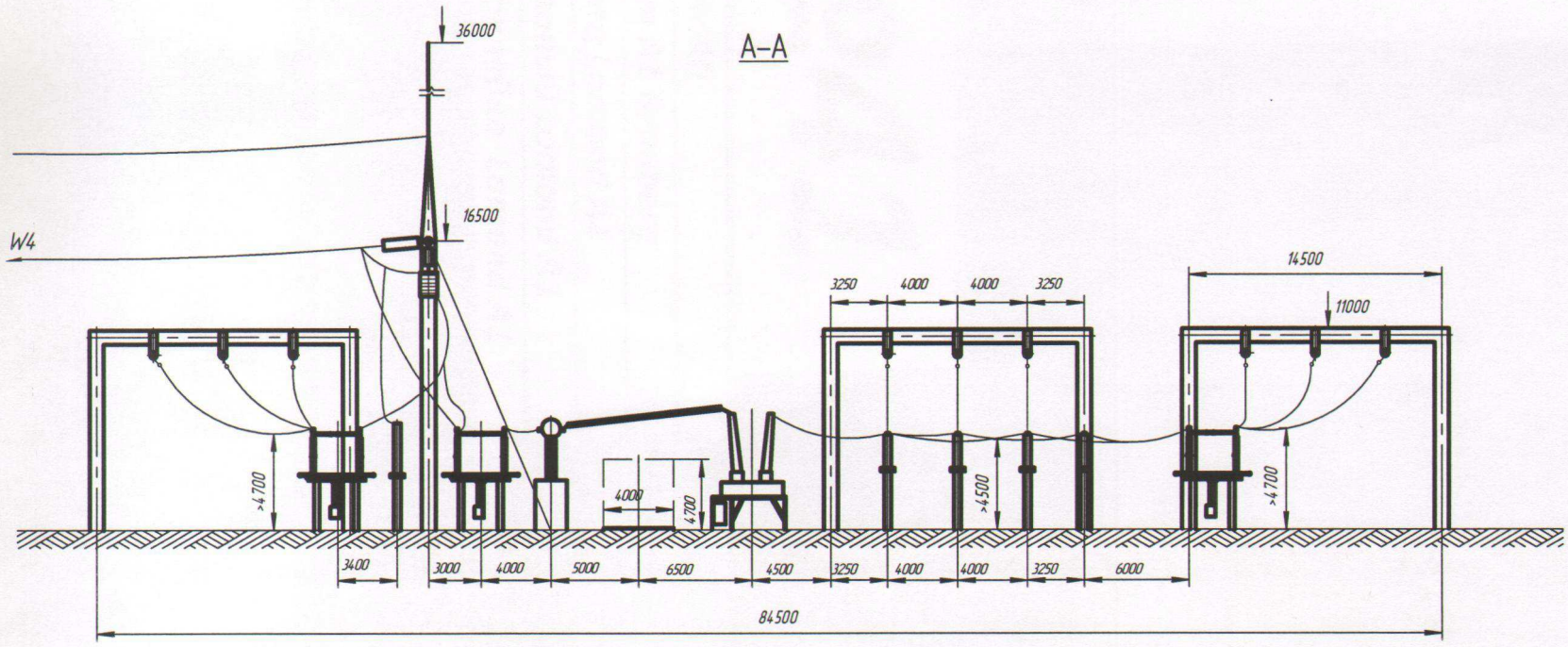
Взам. инв. №

Подп. и дата

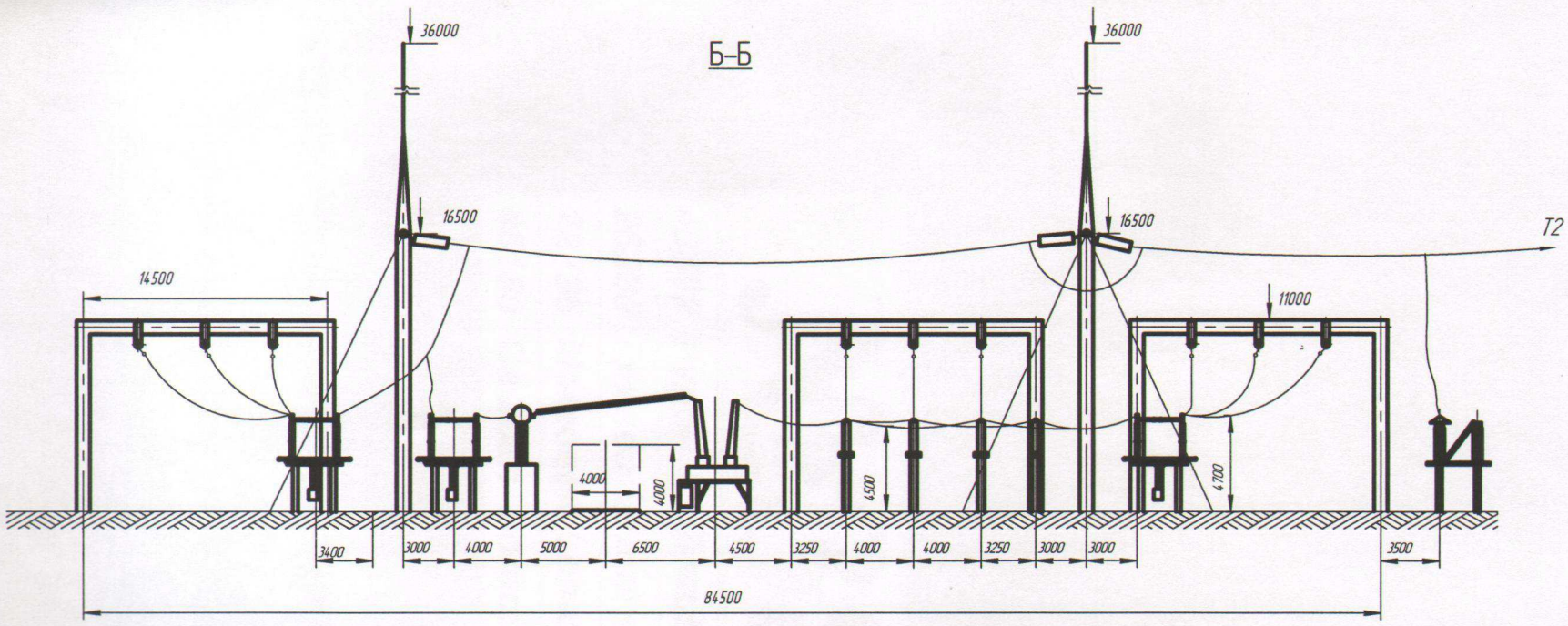
Инв. № подл.

ПИ СФУ ВКР 13.03.02.04-071312360

А–А



Б–Б



Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

					ПИ СФУ ВКР 13.03.02.04-071312360		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Разрез ячеек ОРУ 220 кВ	Лит.	Масса / Масштаб
Разраб.		Бритиков В.И.		2.06.17			1:500
Пров.		Тихонов А.А.		2.06.17		Лист	Листов 1
Т.контр.					ТЭЦ-660 МВт	ЭСиЭЭС	
Н.контр.							
Утв.							

Копировал

Формат А3

КП-13.03.02.03

220кВ

110кВ

3х АС-300/48

2х АС-300/48

2х АС-400/22

2х АС-400/22

НКФ-220-58

РНД-220/2000/У1

ТВТ 220-I-2000/5

ТДЦ 250000/220

ВГБУ-220-40/2000

ТЗВ-220-2

ТШВ15

АТДЦТН-200000/220/110

НКФ-110-83

ВЭБ-УЭТМ-110

ТФЗМ-110-БIII

ТДЦ 250000/110

РНД-110/2000/У1

ТВТ110-III-2000/1

ТЗВ-220-2

ТЭНЕ-20-12000-300УХЛ1

					СФУ ПИ БР 13.03.02.04-071312360		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Однолинейная схема электрических соединений	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Бритиков В.И.						б/м
Пров.		Тиханов А.Д.				Лист	Листов 1
Т.контр.					ТЭЦ-660 МВт	СФУ ПИ ЭС и ЭЭС	
Н.контр.							
Утв.							

Инв.№ подл. | Подп. и дата | Взам. инв.№ | Инв.№ дубл. | Подп. и дата | Подп. и дата

Министерство образования и науки РФ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
Кафедра ЭСиЭЭС

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Коваленко И.В.
подпись
«_3_» _июня_ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.04

ПРОЕКТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ТЭЦ – 660 МВт

Руководитель _____ канд. техн. наук Тихонов А.А.
подпись, дата 02.06.17

Выпускник _____ 01.06.17 Бритиков В.И.
подпись, дата

Красноярск 2017