

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
Направление подготовки 13.03.02 – ЭЛЕКТРОЭНЕРGETИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА
Кафедра ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование КЭС мощностью 400 МВт и релейная защита блока генератор-трансформатор.
УДК – <u>621.313.2:621.316.925.1</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Б	<u>Викулин</u> Михаил Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Филатов Г. П.	к.т.н.		

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	11
1. Глава 1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ СТАНЦИИ.....	14
1.1 Исходные данные.....	14
1.2 Выбор электрической схемы станции.....	15
1.3 Выбор основного оборудования КЭС.....	16
1.3.1 Выбор турбогенераторов.....	17
1.4 Баланс мощностей.....	18
1.5 Описание структурной схемы	20
1.6 Расчет продолжительных режимов	21
1.6.1 Программный расчет продолжительных режимов	22
1.7 Выбор силовых автотрансформаторов	22
1.7.1 Условия выбора.....	22
1.7.2 Основные каталожные параметры	25
1.8 Полное описание варианта и выбранного расчетного присоединения.....	27
1.9 Определение расчетных условий для выбора аппаратуры и токоведущих частей выбранного присоединения.....	28
1.9.1 Расчетные условия по продолжительным режимам работы	28
1.9.2 Расчетные условия режима трехфазных коротких замыканий	29
1.10 Выбор коммутационных аппаратов в цепях расчетного присоединения	31
1.10.1 Выбор выключателей	31
1.10.1 Выбор разъединителей	32
1.11 Выбор гибких шин и токопроводов	33
1.12 Описание формы оперативного управления электрической частью объекта.....	35
1.13 Проектирование измерительной подсистемы.....	37
1.13.1 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока.....	40
Глава 2. ИССЛЕДОВАНИЕ САМОЗАПУСКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД	42
2.1 Выбор электродвигателей для механизмов собственных нужд.....	42
2.2 Типы и параметры электродвигателей собственных нужд.....	45
2.3 Выбор схемы собственных нужд	46
2.4 Расчет установившегося режима.....	48
2.5 Ввод параметров генераторов, регуляторов скоростей, регуляторов возбуждения, возбuditелей, двигателей. ..	57
2.6 Проверка самозапуска двигателей собственных нужд	58
2.6.1 Короткое замыкание K1.....	58
2.6.2 Короткое замыкание K2.....	59

ВВЕДЕНИЕ

Среди многочисленных отраслей народного хозяйства энергетика занимает ведущее положение. Уровень развития энергетики и электрификации в наиболее обобщенном виде отражает достигнутый технико-экономический потенциал любой страны. Энергетика обеспечивает электроэнергией и теплом промышленные предприятия, сельское хозяйство, транспорт, коммунально-бытовые нужды городов, рабочих и сельских поселков. Электрификация оказывает определяющее влияние на развитие всех отраслей народного хозяйства, она является стержнем строительства экономики. Отсюда объективно следует необходимость опережающих темпов развития энергетики и электрификации, непрерывного роста производства энергии и тепла.

В связи с развитием электрических систем, характеризующимся в основном ростом единичных мощностей агрегатов и блоков, повышением напряжения и пропускной способности линий электропередач, а также интенсификацией использования оборудования оказалось необходимым решить ряд проблем.

В нашей стране конденсационные электростанции (КЭС) исторически получили название государственных районных электрических станций (ГРЭС) потому, что каждая из них может обеспечить электроэнергией крупный район страны. К основным особенностям КЭС можно отнести их удаленность от потребителей электроэнергии, что в основном определяет выдачу мощности на высоких и сверхвысоких напряжениях, и блочный принцип построения электростанции. Поэтому на КЭС вся вырабатываемая энергия отдается на повышенных напряжениях 110-750 кВ.

Данные станции низкоманевренны (разворот турбины и набор нагрузки из холодного состояния требует примерно от 3 до 10 часов) и имеют относительно низкий КПД 30÷40%: наибольшие энергетические потери имеют место в основном пароводяном контуре, а именно в конденсаторе, где отработанный пар, содержащий большое количество тепла, отдает его циркуляционной воде. Тепло с циркуляционной водой уносится в водоемы, т.е. теряется.

Современные КЭС оснащаются энергоблоками мощностью $200 \div 800 \text{ МВт}$. Применение столь крупных агрегатов позволяет обеспечить быстрое наращивание мощностей электростанций и приемлемые технико-экономические показатели. На КЭС устанавливаются конденсационные турбины типа «К», не предусматривающие отборы для теплофикации и производства, кроме отборов на внутренние нужды для подогревателей питательной воды, привода турбин, питательных насосов и дутьевых вентиляторов. Основное, или рабочее, питание собственных нужд осуществляется от генераторов станции.

Сложность энергосистемы вызывает вероятность возникновения аварий. В большинстве случаев развитие аварий может быть предотвращено быстрым отключением поврежденного участка электрической установки или сети при помощи специальных автоматических устройств. Основным звеном противоаварийного управления является релейная защита, обеспечивающая быстрое определение и отключение поврежденных элементов.

Основным назначением релейной защиты является выявление места возникновения КЗ и быстрое автоматическое отключение выключателей поврежденного оборудования от остальной неповрежденной части электрической установки, а также предотвращение нарушений устойчивости в энергосистеме.

Кроме повреждений электрического оборудования, могут возникать такие нарушения нормальных режимов работы, как перегрузка, замыкание на землю одной фазы в сети с изолированными нейтралями, выделение газа в результате разложения масла в трансформаторе или понижение масла в его расширителе и др. Поэтому дополнительная задача релейной защиты заключается в выявлении нарушений нормальных режимов работы оборудования и подача сигнализации обслуживающему персоналу или отключение оборудования с выдержкой времени.

Без высокоэффективной и надежной релейной защиты, являющейся первой ступенью противоаварийной автоматики, невозможно обеспечить надежную, бесперебойную работу энергосистемы. Требования к устройствам релейной защиты возрастают по мере увеличения мощности электростанций, установки нового дорогостоящего оборудования и агрегатов. Сказанное обуславливает необходимость

непрерывного совершенствования системы устройств РЗА, применения новейших достижений в области электроники и вычислительной техники.

Целью работы является проектирование конденсационной электростанции установленной мощностью 400 МВт и релейной защиты блока генератор-трансформатор. Выбрать основное силовое оборудование, электрические аппараты, оборудования для электроснабжения собственных нужд и проектирование главной схемы электрической станции.

Объект исследования. Объектом исследования является конденсационная электрическая станция.

Предмет исследования. Выбор оборудования для КЭС, выбор релейной защиты, а также описание расчетного присоединения.

Практическая значимость результатов ВКР. Полученные в работе практические результаты в дальнейшем могут быть использованы для учебных, научных и исследовательских целей.

1. Глава 1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ СТАНЦИИ

1.1 Исходные данные

В качестве исходных данных для проектирования электрической части КЭС были взяты данные, продемонстрированные в таблицах 1.1-1.4.

Таблица 1.1 - Турбогенераторы

	Тип 1	Тип 2
Число турбогенераторов	1	2
Номинальная активная мощность, МВт	200	100
Номинальное напряжение обмотки статора, кВ	15,75	10,50
Коэффициент расхода на собственные нужды в %, К с.н.	8	8
Число часов использования максимальной нагрузки T max, час	7000	7000
Дополнительные сведения: Для всех вариантов значение коэффициента расхода на собственные нужды при отключенном генераторе Кс.н. откл принять равным 4 % от Р ном G.		

Таблица 1.2 - Нагрузка

	Нагрузка 1	Нагрузка 2	Нагрузка 3
1. Напряжение, кВ U нагр	-	110	220
2. Максимальная мощность одной линии P max нагр, МВт	-	50	80
3. Число линий с P max нагр	-	5	2
4. Коэффициент одновременности K одн нагр	-	0,79	0,85
5. Коэффициент мощности Cos F нагр	-	0,82	0,82
Для всех вариантов значение коэффициента снижения максимума нагрузки в минимальном режиме принять равным 0.8.			

Таблица 1.3 – Линии связи энергообъекта с энергосистемой

Напряжение, кВ, - 220	Число линий связи объекта с энергосистемой - 2
Длина одной линии связи, км, - 180	Сечение сталеалюминиевого провода, мм*мм, - 300/39
Количество проводов в фазе - 1	Отношение X0 / X1 для линии связи – 2,12

Таблица 1.4 - Данные по энергосистеме

Напряжение, кВ, - 220	Мощность короткого замыкания энергосистемы, МВ*А, - 2700
Коэффициент ударный о.с. - 1,74	

1.2 Выбор электрической схемы станции

Главная схема электрических соединений электростанции представляет собой совокупность основного оборудования – генераторов, трансформаторов, сборных шин, линий, коммутационных, измерительных, защитных и других аппаратов первичных цепей, определенным образом соединенных между собой.

Схема электрических соединений должна удовлетворять ряду требований, основными из которых являются надежность, экономичность, оперативная гибкость, наглядность и простота, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, возможность расширения. Выбирается оптимальный вариант главной схемы, в наибольшей степени соответствующей этим требованиям.

Схему электрических соединений электростанции представлена на рисунке 1.1.1.

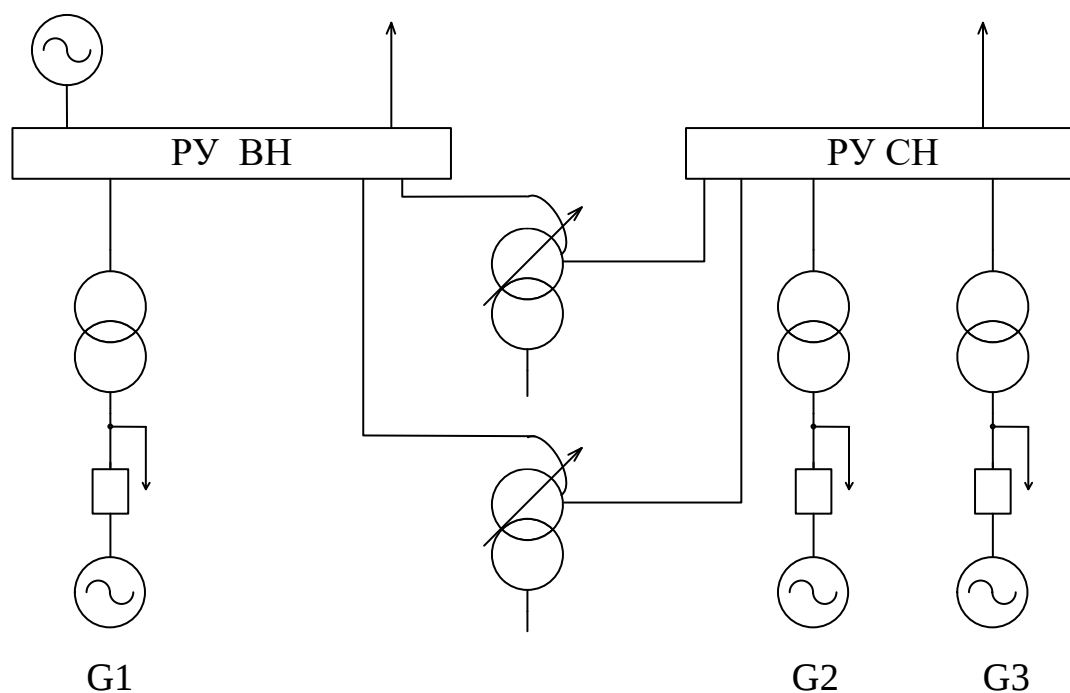


Рисунок 1.1.1 - Принципиальная схема КЭС с двумя автотрансформаторами
связи

1.3 Выбор основного оборудования КЭС

Выбор основного оборудования КЭС заключается в целесообразном подборе оборудования, которое по своим технологическим характеристикам удовлетворяет требованиям надежности и технико-экономических показателей.

1.3.1 Выбор турбогенераторов

Тип турбогенератора берется по номинальным параметрам из исходных данных: по активной мощности, по напряжению на выводах обмотки статора и дополнительным условиям. Выбираем следующие турбогенераторы: ТГВ-200-2УЗ и ТВФ-120-2УЗ [1]

Основные характеристики выбранных турбогенераторов сведем в таблицу 1.3.

Таблица 1.3 – Характеристики турбогенераторов

Маркировка	Пояснение буквенной части	Пояснение цифровой части
1	2	3
ТГВ-200-2УЗ	ТГ – турбогенератор; В – водородно – водяное охлаждение обмоток	200 – номинальная активная мощность генератора, МВт; 2 – число полюсов; У – генератор принадлежит к использованию для “умеренного” климата З – в закрытом помещении с естественной вентиляцией.
ТВФ-120-2УЗ	Т – турбогенератор; В – косвенное охлаждение обмотки статора водородом; Ф – непосредственное (форсированное) охлаждение обмоток статора;	120 – номинальная активная мощность составляет 100 МВт (искл.); 2 – число полюсов; У – генератор принадлежит к использованию для “умеренного” климата З – в закрытом помещении с естественной вентиляцией.

Продолжение таблицы 1.5

Маркировка	$S_{\text{ном}}$	$P_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$	$\cos\varphi$	$I_{\text{ном}}$	x''_d	x_d	x_2	$T_a^{(3)}$	Схема соединения обмоток статора
	МВ·А	МВт	кВ		кА	о.е.	о.е.	о.е.	с	
1	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТГВ-200-2УЗ	235,5	200	15,75	0,85	8,625	0,19	1,84	0,232	0,546	У У
ТВФ-120-2УЗ	125	100	10,5	0,8	6,875	0,192	1,907	0,234	0,4	У У

Маркировка	Виды систем возбуждения	Описание системы охлаждения (охлаждаемая среда)			
		Статора		ротора	
		Обмотки	Стали	Обмотки	Бочки
1	14	15	16	17	18
ТГВ-200-2УЗ	ТС (ТН)	Н/водой	Н/В	Н/В	Водород
ТВФ-120-2УЗ	ВЧ	КВ	НВ	НВ	Водород

1.4 Баланс мощностей

1.4.1 Баланс активных мощностей

Установленная мощность электростанции, равная суммарной активной мощности генераторов, предназначенных к установке, определяется как:

$$P_{уст} = \sum_N N_G \cdot P_{ном\ G} = 1 \cdot 200 + 2 \cdot 100 = 400 \text{ MBm},$$

где N - число типов генераторов на электростанции.

Активная нагрузка внутренних потребителей электростанции (собственных нужд)

$$P_{с.н.} = \frac{K_{с.н.} \cdot P_{уст}}{100} = \frac{8 \cdot 400}{100} = 32 \text{ MBm}.$$

Активная нагрузка внешних потребителей энергоустановки

– на напряжении $U_{py\ BH} = 220 \text{ кВ}$:

$$P_{рас}^{BH} = N_W \cdot P_{MAX}^{BH} \cdot K_{одн} = 2 \cdot 80 \cdot 0,85 = 136 \text{ MBm},$$

где N_W - число линий нагрузки на данном напряжении.

– на напряжении $U_{py\ CH} = 110 \text{ кВ}$:

$$P_{рас}^{CH} = N_W \cdot P_{MAX}^{CH} \cdot K_{одн} = 5 \cdot 50 \cdot 0,79 = 197,5 \text{ MBm},$$

– суммарная нагрузка:

$$P_{рас}^{\Sigma} = P_{рас}^{BH} + P_{рас}^{CH} = 136 + 197,5 = 333,5 \text{ MBm},$$

Переток активной мощности в энергосистему (резерв):

$$P_{переток} = P_{уст} - P_{с.н.} - P_{рас}^{\Sigma} = 400 - 32 - 333,5 = 34,5 \text{ MBm}.$$

1.4.2 Баланс реактивных мощностей

Суммарная реактивная мощность генераторов:

$$Q_{\Sigma G} = \sum_N N_G \cdot Q_{HOM G},$$

где N_G - число типов генераторов на электростанции.

$$Q_{HOM G1} = tg(\arccos(\cos \varphi_{G1})) \cdot P_{HOM G1} = 0,6197 \cdot 200 = 123.95 \text{ Мвар},$$

$$Q_{HOM G2} = tg(\arccos(\cos \varphi_{G2})) \cdot P_{HOM G2} = 0,75 \cdot 100 = 75 \text{ Мвар},$$

$$Q_{HOM G3} = Q_{HOM G2} = 75 \text{ Мвар},$$

$$Q_{\Sigma G} = \sum_N N_G \cdot Q_{HOM G} = 123.95 + 2 \cdot 75 = 273.95 \text{ Мвар}.$$

Реактивная нагрузка внутренних потребителей электростанции (собственных нужд):

$$Q_{c.n.} = K_{c.n.} \cdot Q_{\Sigma G} \cdot 0,01 = 8 \cdot 273.95 \cdot 0,01 = 21.92 \text{ Мвар}.$$

Реактивная нагрузка внешних потребителей энергоустановки:

– на напряжении $U_{PY BH} = 220 \text{ кВ}$:

$$Q_{MAX}^{BH} = P_{MAX}^{BH} \cdot tg(\arccos(\cos \varphi_{BH})) = 80 \cdot tg(\arccos(0,82)) = 80 \cdot 0,698 = 55.84 \text{ Мвар},$$

$$Q_{PAC}^{BH} = N_W \cdot Q_{MAX}^{BH} \cdot K_{ОДН} = 2 \cdot 55.84 \cdot 0,85 = 94.93 \text{ Мвар}.$$

где N_W - число линий нагрузки на данном напряжении.

– на напряжении $U_{PY CH} = 110 \text{ кВ}$:

$$Q_{MAX}^{CH} = P_{MAX}^{CH} \cdot tg(\arccos(\cos \varphi_{CH})) = 50 \cdot tg(\arccos(0,82)) = 50 \cdot 0,698 = 34.9 \text{ Мвар},$$

$$Q_{PAC}^{CH} = N_W \cdot Q_{MAX}^{CH} \cdot K_{ОДН} = 5 \cdot 34.9 \cdot 0,79 = 137.86 \text{ Мвар}.$$

– суммарная нагрузка:

$$Q_{PAC}^{\Sigma} = Q_{PAC}^{BH} + Q_{PAC}^{CH} = 94.93 + 137.86 = 232.79 \text{ МВт},$$

Переток реактивной мощности в энергосистему:

$$Q_{ПЕРЕТОК} = Q_{\Sigma G} - Q_{c.n.} - Q_{PAC}^{\Sigma} = 273.95 - 21.92 - 232.79 = 19.25 \text{ Мвар}.$$

1.4.3 Баланс полных мощностей

Расчет суммарной полной мощности генераторов – установленной мощности электростанции:

$$S_{уст} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{\Sigma G}^2} = \sqrt{400^2 + 273.95^2} = 484.818 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Расчет полной нагрузки внутренних потребителей электростанции (собственные нужды):

$$S_{с.н.} = \sqrt{P_{с.н.}^2 + Q_{с.н.}^2} = \sqrt{32^2 + 21.92^2} = 38.79 \text{ МВ} \cdot \text{А} .$$

Расчет полной нагрузки внешних потребителей энергоустановки

– на напряжении $U_{РУ ВН} = 220 \text{ кВ}$:

$$S_{РАС}^{ВН} = \sqrt{P_{РАС}^{ВН\ 2} + Q_{РАС}^{ВН\ 2}} = \sqrt{136^2 + 94.93^2} = 165.85 \text{ МВ} \cdot \text{А} ,$$

– на напряжении $U_{РУ СН} = 110 \text{ кВ}$:

$$S_{РАС}^{СН} = \sqrt{P_{РАС}^{СН\ 2} + Q_{РАС}^{СН\ 2}} = \sqrt{197.5^2 + 137.86^2} = 240.85 \text{ МВ} \cdot \text{А} ,$$

– суммарная нагрузка:

$$S_{РАС}^{\Sigma} = S_{РАС}^{ВН} + S_{РАС}^{СН} = 165.85 + 240.85 = 406.7 \text{ МВ} \cdot \text{А} .$$

Расчет перетока полной мощности в энергосистему (резерв)

$$S_{ПЕРЕТОК} = \sqrt{P_{ПЕРЕТОК}^2 + Q_{ПЕРЕТОК}^2} = \sqrt{34.5^2 + (19.25)^2} = 39.51 \text{ МВ} \cdot \text{А} .$$

1.5 Описание структурной схемы

На данной электростанции расположено два распределительных устройства: РУ ВН – 220 кВ и РУ СН – 110 кВ, к которым подключены генераторы, т.е. используются схемы блоков генератор – трансформатор (G – Т). К РУ ВН подключен один тип генератора с параметрами: G1 - 200 МВт, к РУ СН подключены два генератора: G2 - 100 МВт и G3 - 200 МВт.

Для повышения надежной выдачи электроэнергии со станции, РУ ВН и РУ СН связаны между собой двумя элементами, этими элементами являются два автотрансформатора связи со встроенным устройством РПН.

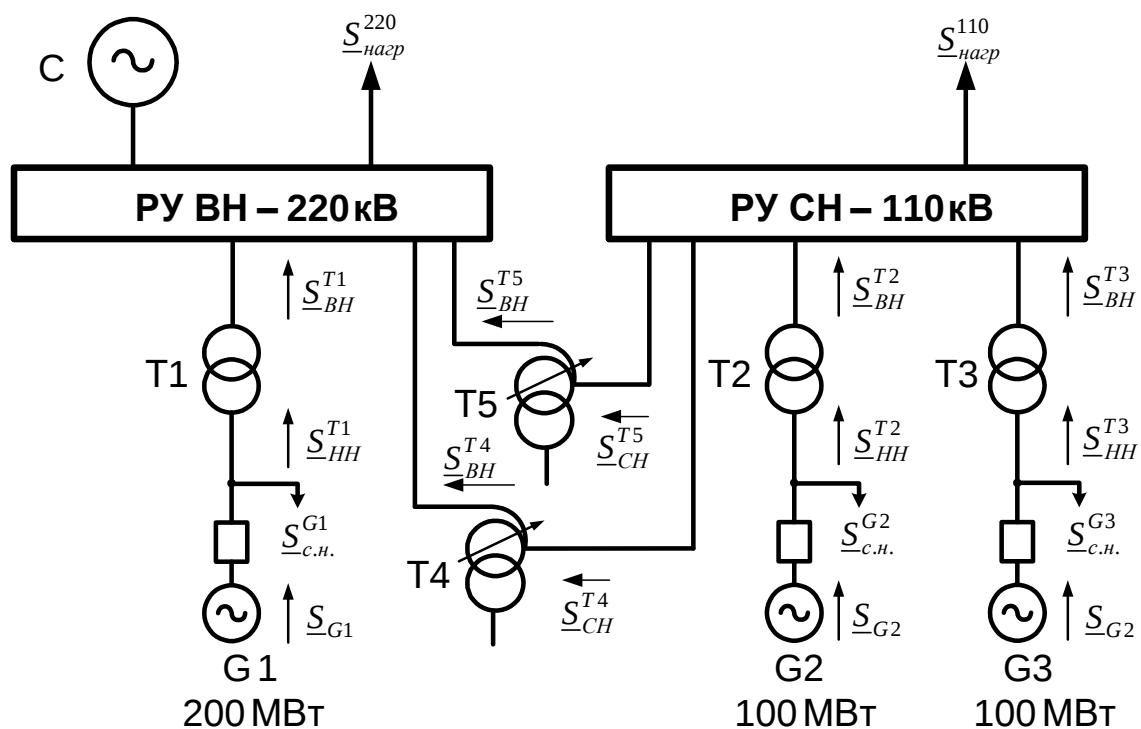


Рисунок 1.1– Структурная схема электростанции

1.6 Расчет продолжительных режимов

Таблица 1.6.1 – Перечень режимов работы КЭС

Название режима	Описание
Нормальные режимы	
Режим <u>максимальных</u> нагрузок	Расчетная максимальная нагрузка на РУ КЭС
Режим <u>минимальных</u> нагрузок на РУ СН	Снижение нагрузки на РУ СН
Утяжеленные режимы	
<u>Послеаварийный</u> на РУ СН	<u>Отключение</u> одного <u>генератора</u> от РУ СН
<u>Ремонтный</u> РУ ВН – РУ СН	<u>Отключение</u> одного из автотрансформаторов связи РУ ВН – РУ СН

1.6.1 Программный расчет продолжительных режимов

Программный расчет продолжительных режимов выполняется с помощью расчетных программ на ЭВМ и файлов справок. Протокол расчетов приведен в приложении Б. Результаты сведены в таблицу 1.7.

Таблица 1.6.2 – Состав продолжительных режимов

Исходный режим	Перетоки полной мощности, МВА
Режим максимальных нагрузок	6,75
Режим максимальных нагрузок, ремонтный	13,50
Режим минимальных нагрузок	19,00
Режим минимальных нагрузок, ремонтный	38,00
Режим максимальных нагрузок, послеаварийный	65,49
Режим максимальных нагрузок, послеаварийный, ремонтный	130,97

1.7 Выбор силовых автотрансформаторов

1.7.1 Условия выбора

Выбор трансформаторов осуществляется исходя из условий: по напряжению, по нагрузочной способности, по мощности.

Условия выбора по напряжению: номинальные напряжения обмоток не должны быть меньше напряжений места установки оборудования.

Условия выбора по мощности: при неучете нагрузочной способности номинальная мощность оборудования не должна быть меньше требуемой номинальной мощности.

$$S_{\text{ном}} \leq S_{\text{треб.}}^{\text{ном.}}$$

где $S_{\text{треб.}}^{\text{ном.}}$ – требуемая номинальная мощность с учетом перетоков мощности в различных эксплуатационных режимах.

Условия выбора по нагрузочной способности: при учете нагрузочной способности требуемая номинальная мощность трансформатора корректируется следующим по формуле:

$$S_{\text{ном}} \leq S_{\text{треб.}}^{\text{ном}} = \frac{S_{G1}(1 - K_{\text{с.н.}})}{K_{\text{сист. нагр.}}}$$

Пример выбора двухобмоточного трансформатора Т1.

Выбор по напряжению. Условием выбора по напряжению, является то, чтобы номинальное напряжение обмоток должно быть не меньше напряжений места установки оборудования, т.е. обмотка ВН трансформатора совпадает с классом напряжений РУ СН, а обмотка НН совпадает с классом напряжений генератора.

Выбор по мощности. Основное требование при выборе трансформатора по мощности это чтобы номинальная мощность была не меньше требуемой номинальной мощности:

$$S_{\text{ном}} \leq S_{\text{треб.}}^{\text{ном.}}$$

где $S_{\text{треб.}}^{\text{ном.}}$ – требуемая номинальная мощность с учетом перетоков мощности в различных эксплуатационных режимах.

Выбор по нагрузочной способности. При учете нагрузочной способности требуемая номинальная мощность трансформатора корректируется

$$S_{\text{треб.}}^{\text{ном}} = \frac{S_{G1}(1 - K_{\text{с.н.}})}{K_{\text{сист. нагр.}}} = \frac{235,5 \cdot (1 - 0,08)}{1,07} = 202,485 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Таблица 1.7.1 - Блочные двухобмоточные трансформаторы

Генератор			Трансформатор				Рис., обозначение на схеме
S_G	U_G	$U_{\text{РУ}}$	$S_{\text{ТРЕБ.}}^{\text{НОМ}}$ МВ·А	Тип	$U_{\text{НН}}$	$U_{\text{ВН}}$	
МВ·А	кВ	кВ			кВ	кВ	
235,5	15,75	220	202,485	ТДЦ – 250000/220	15,75	242	Т1
125	10,5	110	107,47	ТДЦ – 125000/110	10,5	121	Т2
125	10,5	110	107,47	ТДЦ – 125000/110	10,5	121	Т3

Пример выбора автотрансформатора связи.

Выбор по напряжению. Условие выбора по напряжению: номинальное напряжение обмоток должно быть не меньше напряжений места установки оборудования, т.е. обмотка ВН автотрансформатора совпадает с классом напряжений РУ ВН, а обмотка НН совпадает с классом напряжений РУ СН.

Выбор по мощности. Основное требование при выборе трансформатора по мощности - номинальная мощность должна быть не меньше требуемой номинальной мощности.

$$S_{ном} \geq S_{треб}^{ном},$$

где $S_{треб}^{ном}$ – требуемая номинальная мощность с учетом перетоков мощности в различных эксплуатационных режимах.

$$S_{треб}^{ном} = \max \left\{ \frac{S_{расч}^{реж i}}{K_{нагр}^{сист}}, \frac{S_{расч}^{ремонт, реж i}}{K_{перег}^{авар}} \right\} = \max \left\{ \frac{65.485}{1,07}; \frac{130.97}{1,4} \right\}$$

$$\text{где } K_{нагр}^{сист} = 1,07 \text{ [10. табл. 1.36]}, K_{перег}^{авар} = 1,4 \text{ [10. табл. 1.36]}$$

$S_{расч}^{реж}$ равно перетоку мощности в послеаварийном режиме, т.к. при этом режиме через трансформатор проходит наибольшая мощность, т.е.

$$S_{расч}^{реж} = 130.97 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \text{ а } S_{треб}^{ном} = \frac{S_{расч}^{реж}}{K_{перег}^{авар}} = \frac{130.97}{1,4} = 93.55 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Поэтому выбираем автотрансформатор типа АТДЦТН – 125000/220/110.

Таблица 1.7.2 - Автотрансформаторы связи

$S_{треб}^{ном},$ МВ·А	Трансформатор			
	Тип	$U_{ВН}^{ном},$ кВ	$U_{СН}^{ном},$ кВ	$U_{ВН}^{ном},$ кВ
93,55	АТДЦТН – 125000/220/110	230	121	6,3;6,6;10,5

1.7.2 Основные каталожные параметры

Таблица 1.7.3 – Каталожные данные трансформаторов [4]

Обозначение на схеме	Тип	$S_{\text{ном}}$, МВ·А	$U_{\text{ном}}$, кВ			Потери, кВт			
			ВН	СН	НН	P_{xx}	$P_{\text{к}}$		
							ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T1	ТДЦ – 250000/220	250	242	–	15,75	207	–	600	–
T2, T3	ТДЦ – 125000/110	125	121	–	10,5	120	$P_{\text{к}}=400$		
T4, T5	АТДЦТН – 125000/220/110	125	230	121	11	65	315	235	230

Продолжение таблицы 1.7.3

Обозначение на схеме	Тип	$U_{\text{к}}$, %			Цена, тыс. руб.	
		ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	Заводская цена	С учетом установки
1	2	11	12	13	14	15
T1	ТДЦ – 250000/220	–	11	–	284	316
T2, T3	ТДЦ – 125000/110	–	10,5	–	140	180
T4, T5	АТДЦТН – 125000/220/110	11	45	28	195	330

Таблица 1.7.4 - Описание маркировки силовых трансформаторов и автотрансформаторов

Обозначение на схеме	Тип	Пояснение маркировки
1	2	3
T1	ТДЦ – 250000/220	Т – трехфазный; ДЦ – Принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла; 250000 – мощность в кВА 242 –напряжение ВН в кВ
T2, T3	ТДЦ – 125000/110	Т – трехфазный; ДЦ – Принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла; 125000 – мощность в кВА 121 –напряжение ВН в кВ

T4, T5	АТДЦТН – 125000/220/1 10	А – автотрансформатор; Т – трехфазный; ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла; Т – трехобмоточный; Н – наличие системы регулирования напряжения под нагрузкой.
--------	--------------------------------	---

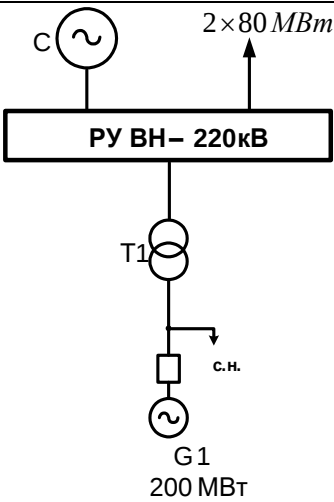
Таблица 1.7.5 - Описание систем охлаждения силовых трансформаторов

Обозначение на схеме	Тип	Описание системы охлаждения
1	2	3
T1	ТДЦ – 250000/220	ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла. Охладители состоят из системы тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором. Электронасосы, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители. Благодаря большой скорости циркуляции масла, развитой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Переход к такой системе охлаждения позволяет значительно уменьшить габариты трансформатора.
T2, T3	ТДЦ – 125000/110	ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла. Охладители состоят из системы тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором. Электронасосы, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители. Благодаря большой скорости циркуляции масла, развитой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Переход к такой системе охлаждения позволяет значительно уменьшить габариты трансформатора. Охладители могут устанавливаться вместе с трансформатором на одном фундаменте или на отдельных фундаментах рядом с баком трансформатора.

Т4, Т5	АТДЦТН – 125000/220/1 10	ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла. Охладители состоят из системы тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором. Электронасосы, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители. Благодаря большой скорости циркуляции масла, развитой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Переход к такой системе охлаждения позволяет значительно уменьшить габариты трансформатора. Охладители могут устанавливаться вместе с трансформатором на одном фундаменте или на отдельных фундаментах рядом с баком трансформатора.
--------	--------------------------------	---

1.8 Полное описание варианта и выбранного расчетного присоединения

Таблица 1.8.1 описание расчетного присоединения

 Рисунок 1.8.1 – Схема расчетного присоединения	Расчетным присоединением является блок-генератор – двухобмоточный трансформатор – шины РУ ВН 220 кВ. Соединение содержит генератор типа ТГВ-200-2У3, с номинальной активной мощностью $P = 200$ кВт; двухобмоточный трансформатор типа ТДЦ – 250000/220, с номинальной мощностью $S = 250$ МВ·А и распределительное устройство высшего напряжения РУ ВН, напряжением $U = 220$ кВ.
---	--

1.9 Определение расчетных условий для выбора аппаратуры и токоведущих частей выбранного присоединения

1.9.1 Расчетные условия по продолжительным режимам работы

Продолжительный режим работы устройства случается тогда, когда энергосистема или электроустановка находится в одном из этих режимов: нормальном, ремонтном, послеаварийном. [2]

Рассматривают два последних режима и выбирают наиболее тяжелый, когда в рассматриваемом элементе электроустановки проходит наибольший ток $I_{\max}$.

Расчетными токами продолжительного режима являются: $I_{\text{норм}}$ – наибольший ток нормального режима; $I_{\max}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима.

Таблица 1.9.1 - Расчетные формулы для присоединений и сборных шин

Присоединение, сборные шины		$I_{\text{норм}}$	$I_{\max}$
Генератор G1		$I_{\text{норм}}^{G3} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}}$	$I_{\max}^{G3} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cdot 0,95 \cos \varphi_{\text{ном}}}$
Блочный трансформатор T1	ВН	$I_{\text{норм}} = \frac{(1 - K_{\text{с.н.}}) S_{\text{ном}}^{G3}}{\sqrt{3} U_{\text{ВН}}}$	$I_{\max} = \frac{(1 - K_{\text{с.н.}}) S_{\text{ном}}^{G3}}{\sqrt{3} U_{\text{ВН}} \cdot 0,95}$
	НН	$I_{\text{норм}} = \frac{(1 - K_{\text{с.н.}}) S_{\text{ном}}^{G3}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}$	$I_{\max} = \frac{(1 - K_{\text{с.н.}}) S_{\text{ном}}^{G3}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cdot 0,95}$
Автотрансформаторы связи T4, T5	СН	$I_{\text{норм}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ВН}}}$	$I_{\max}^{\text{ВН}} = I_{\text{норм}} K_{\text{авар перек}}$
Нагрузка 220 кВ		$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}^{\text{ВН}}}{n \sqrt{3} U_{\text{ВН}}}$	$I_{\max} = \frac{n}{(n-1)} I_{\text{норм}}$
Сборные шины РУ ВН - 220 кВ		Токи определяются с учетом токораспределения по шинам при наиболее неблагоприятном эксплуатационном режиме.	

Таблица 1.9.2. Токи продолжительных режимов участков расчетного присоединения

Обозначение на схеме	Присоединение, сборные шины		Нормальный режим		Утяжеленный режим	
			Развернутая формула	$I_{\text{норм}}, \text{кА}$	Развернутая формула	$I_{\text{макс}}, \text{кА}$
G1	Генератор		$\frac{200}{\sqrt{3} \cdot 15.75 \cdot 0.85}$	8,625	$\frac{200}{\sqrt{3} \cdot 15.75 \cdot 0.95 \cdot 0.85}$	9,076
T1	Блочный трансформатор	ВН	$\frac{(1-0.08) \cdot 235.5}{\sqrt{3} \cdot 220}$	0,569	$\frac{(1-0.08) \cdot 235.5}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0.95}$	0,599
		НН	$\frac{(1-0.08) \cdot 235.5}{\sqrt{3} \cdot 15.75}$	7,942	$\frac{(1-0.08) \cdot 235.5}{\sqrt{3} \cdot 15.75 \cdot 0.95}$	8,36
T4, T5	Автотрансформаторы связи		$\frac{125}{\sqrt{3} \cdot 220}$	0,328	$0.328 \cdot 1.4$	0,459
2×80 МВт	Нагрузка, $U = 220 \text{ кВ}$		$\frac{165.85}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220}$	0,218	$\frac{2}{2-1} \cdot 0.218$	0,436
РУ ВН - 220 кВ	Сборные шины		-	0,569	-	0,599

1.9.2. Расчетные условия режима трехфазных коротких замыканий

Для удобства расчетов в структурную схему вводим все источники питания и те связи источников между собой и с местом повреждения, которые обтекаются током короткого замыкания. Нагрузку при расчётах режимов коротких замыканий не учитываем. Намечаем места повреждений, при которых аппараты и токоведущие части заданного присоединения обтекаются наибольшим током короткого замыкания. Таким образом, имеем две точки трёхфазного короткого замыкания – на шинах РУ СН и на выводах G3. Возможные места возникновения трехфазного КЗ представлена на рисунке 1.8.1 .

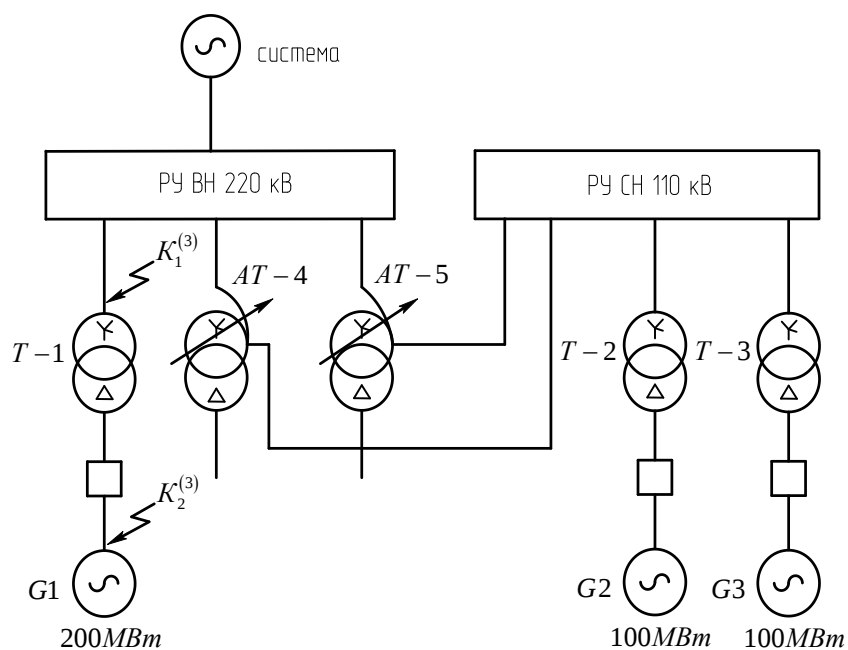


Рисунок 1.8.1 – Структурная схема КЭС

Для точки $K_1^{(3)}$ короткого замыкания приводим схему замещения, в которую входят все источники и связи источников с местом К.З. и между собой. Источники вводятся в схему замещения ЭДС и сопротивлениями. Связи вводятся в схему замещения сопротивлениями.

В приложении Б приведен протокол расчетов, выполненных с помощью программы GTCURR.

Результаты расчета в программе GTCURR занесем в таблицу 1.14.

Таблица 1.9.3. Результаты расчёта режима трёхфазного К.З. программой GTCURR

Обозначение точки К.З; описание места повреждения	Источник	Параметры режима трёхфазного К.З.			
		$I_{по}, \kappa A$	T_a, c	K_y	$i_y, \kappa A$
K_I – Выводы генератора G1	G1	50,5	0,576	1,982	142
	G2	7,97	0,189	1,948	22
	G3	7,97	0,189	1,948	22
	система	19,1	0,0217	1,631	44
Суммарное значение		85,14			230

Продолжение таблицы 1.9.3

K _I – Шины РУ ВН – 220 <u>кВ</u>	G1	2,24	0,282	1,965	6,22
	G2	0,868	0,250	1,961	2,41
	G3	0,868	0,250	1,961	2,41
	система	2,24	0,0173	1,561	4,95
Суммарное значение		6,2			15,7

1.10 Выбор коммутационных аппаратов в цепях расчетного присоединения

1.10.1 Выбор выключателей

Предварительный выбор аппарата выполняется по условиям работы в продолжительных режимах и электродинамической стойкости в режимах КЗ.

Таблица 1.10.1 – Параметры выбранных выключателей

Место установки	Тип аппарата		Параметры режима			
			U, кВ	$I_{\max}(I_{\text{ном}})$, кА	$I_{\text{по}}$, кА	i_y , кА
Выводы блочного генератора 200 МВт	МГУ-20-90/9500У3	Расч.	15,75	9,076	85,3	230
		Катал.	20	9,5	90	300
ОРУ ВН – 220 кВ	ВВБК-220Б-56/3150У1	Расч.	220	0,459	6,20	15,7
		Катал.	220	3,15	56	128

Таблица 1.10.2 – Дополнительные каталожные данные для выключателей

Тип аппарата	$t_{\text{О.В.}}$ с	$t_{\text{С.В.}}$ с	$I_{\text{откл.ном}}$ кА	$I_{\text{т.ст.}}$ кА	$t_{\text{т.ст.}}$ с	$\beta_{\text{ном}}$ %	Тип привода	Кол-во ТА
ВВБК-220Б-56/3150У1	0,04	0,025	56	56	3	47	пневматический	0,04
МГУ-20-90/9500У3	0,2	0,15	90	90	4	20	ПС-31	-

1.10.1 Выбор разъединителей

Выбор разъединителя производится [1]:

А) по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$

Б) по току $I_{ном} \leq I_{ном}; I_{max} \leq I_{ном}$

В) по мест установки

По току и напряжению выбираем следующие разъединители:

На РУ ВН - 220 кВ наружной установки: РНДЗ-2-220/1000 У1.

$$U_{уст} \leq U_{ном} \Rightarrow 220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ}; I_{ном} \geq I_{max} \Rightarrow 1 \text{ кА} > 0,459 \text{ кА};$$

На Выводы G1 - 200 МВт: РВПЗ-2-20/12500 У3

$$U_{уст} \leq U_{ном} \Rightarrow 15,75 \text{ кВ} \leq 20 \text{ кВ}; I_{ном} \geq I_{max} \Rightarrow 20 \text{ кА} > 9,076 \text{ кА};$$

Таблица 1.10.1 – Каталожные данные разъединителей

Наименование	Обозначение	Единица измерения	Место установки	
			ОРУ - 220 кВ	Выводы G1 - 200 МВТ
Расчётные данные				
Напряжение	$U_{уст}$	кВ	220	15,75
Ток продолжительного режима	I_{max}	кА	0,459	9,076
Ударный ток	$i_{y\partial}$	кА	15,7	230
Интеграл Джоуля	$B_{расч}$	$(кА^2) \times c$	7,82	11669
Каталожные данные				
Тип аппарата			РНДЗ-2-220/1000 У1	РВПЗ-2-20/12500 УЗ
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	220	20
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	1	12,5

Предельный сквозной ток	$i_{пр.скв.}$	кА	100	490
Ток термической стойкости	$I_{т.ст.}$	кА	40	180
Время термической стойкости	$t_{т.ст.}$	с	3	4
Интеграл Джоуля	$B_{ном}$	$(кА^2) \times с$	4800	15625
Тип привода			з.н. ПРН-110У1	ПД-12У3

1.11 Выбор гибких шин и токопроводов

Таблица 1.11.1. Описание исполнения цепей

Описание цепей	Типы проводников
РУ СН – 220 кВ	Гибкие шины
Выводы блочного трансформатора	Гибкие шины
Выводы блочного генератора	Комплектный пофазно-экранированный токопровод

Выбор токоведущих частей производим для выводов генератора, сборных шин ОРУ–220 кВ и выводов блочного трансформатора.

1.11.1 Выбор гибких шин и токопроводов.

В ОРУ – 220 кВ используются гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие провода используются для соединения блочного трансформатора с ОРУ.

Выбор сборных шин 220 кВ.

Так как сборные шины электроустановок проверке по экономической плотности тока не подлежат, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равного току наиболее мощного присоединения: $I_{max} = 0,569$ кА

Принимаем два провода в фазе АС - 300/39, $q_{ном} = 301,0/38,6$ мм², наружный диаметр $d = 24$ мм, допустимый ток 600 А.

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

Проверку токопровода по условиям схлестывания не производим, т.к. значение сверхпереходного тока < 20 кА.

Проверка по условиям коронирования для проводов сечением более $q_{\min} = 240$ мм² не проводится.

Для данного КП допускается не производить проверку на электродинамическое действие расщепленных фаз гибкого проводника.

Выводы блочного трансформатора:

$$I_{\text{норм}} = 0,569 \text{ кА} \quad I_{\text{макс}} = 0,599 \text{ кА}$$

Проверка токопровода по экономической плотности тока:

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{эк}}} = \frac{569}{1} = 569 \text{ мм}^2$$

Проверяем сечение на нагрев по допустимому току:

Принимаем два провода в фазе АС - 300/39, допустимый ток 600 А .

$I_{\text{макс}} = 0,599 \text{ кА} < I_{\text{доп}} = 0,6 \text{ кА}$ - условие выполняется. Выбранное сечение меньше $q_{\text{эк}} = 569 \text{ мм}^2$.

Проверку по короне не производим, т.к. выбранное сечение больше минимального сечения, необходимого для данного напряжения.
 $q_{\min} = 240 \text{ мм}^2$.

Таблица 1.11.2 - Выбор и проверка гибких шин и токопроводов

Описание цепей	Каталожные данные					$q_{\text{эк}},$ мм ²	$I_{\text{max}},$ кА	Рас-ие между фаза-ми, м
	Тип про-водника	$q_{\text{ном}},$ мм ² (А/С)	$I_{\text{доп}}$ А	Масса 1 км, кг				
				Алюми-ниевой части	Стали сердеч-ника			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
РУ СН–220 кВ	АС - 300/39	301,0/ 38,6	600	830	302	-	0,599	0,45
Выводы блочного транс-ра	АС - 300/39	301,0/ 38,6	600	830	302	569	0,599	0,45

Условия проверки выполняются.

1.11.2 Выбор подвесных изоляторов.

Выбираем подвесные фарфоровые изоляторы ПФ16-А в количестве 13 шт. в гирлянде, разрушающая электромеханическая нагрузка $F_{\text{разр}} = 160$ кН, высота изолятора $H_{\text{из}} = 173$ мм.

1.11.3 Выбор комплектного пофазно-экранированного токопровода для выводов генератора G1.

Участок от выводов генератора G1 в блоке до выводов блочного трансформатора, а также участок присоединения трансформатора собственных нужд, выполнены следующим комплектным пофазно - экранированным токопроводом марки ГРТЕ-20-10000-300.

Проверка токопровода:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}; \Rightarrow 0,599 \text{ кА} < 10 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}; \Rightarrow 230 \text{ кА} < 300 \text{ кА}.$$

Таблица 1.11.3. Выбор и проверка пофазно-экранированного токопровода

Тип генератора	Тип токопровода		I_{max} , кА	$U_{\text{уст}}$, кВ	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип встроенных измерительных трансформаторов	
						тока	напряжения
1	2	3	4	5	6	7	8
ТГВ-200-2УЗ	ГРТЕ-20-10000-300	Расч	0,599	15,75	230	ТШ-20-10000/5	ЗНОМ-18
		Катал.	10	20	300		

Условия проверки выполняются.

1.12 Описание формы оперативного управления электрической частью объекта

Оперативное обслуживание включает в себя следующие элементы:

- 1) регулирование режима работы основного оборудования в соответствии с планом выработки энергии, обеспечение установленного качества электроэнергии при максимальной экономичности;
- 2) наблюдение за состоянием основного и вспомогательного оборудования и устранение ненормальностей в его работе;
- 3) оперативные переключения, связанные с изменением режима, выводом оборудования в ремонт и др.
- 4) ликвидацию аварий. [3]

1.13 Проектирование измерительной подсистемы

Опишем перечень приборов в цепях КЭС в виде таблицы

Таблица 1.13.1 - Контрольно-измерительные приборы на

КЭС

№	Цепь	Место установки приборов		Перечень приборов	Примечания
1	Блока генератор-трансформатор	Генератор	Статор	Амперметр в каждой фазе, вольтметр, ваттметр, варметр, счетчик активной энергии, датчик активной и реактивной мощности. Регистрирующие приборы: ваттметр, амперметр и вольтметр	—
		Генератор	Ротор	Амперметр, вольтметр. Вольтметр в цепи основного и резервного возбуждателей. Регистрирующий амперметр	—
		Блочный трансформатор	НН	—	
			ВН	Амперметр	



№ п/п	Цепь	Место установки приборов		Перечень приборов	Примечания
2	Трансформатора связи РУ разных напряжений	Автотрансформатор	НН	Амперметр, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой	—
			СН	Амперметр, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой	
			ВН	Амперметр	
3	Линии 220 кВ	—		Амперметр в каждой фазе, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, фиксирующий прибор для определения места КЗ, датчики активной и реактивной мощности	На линиях межсистем- ной связи устанавли- ваются счетчики активной энергии со стопорами
4	Сборных шин выс- шего напряжени я 220 кВ	На каждой секции или системе шин		Вольтметр с пере- ключением для изме- рения трех меж- дуфазных напряже- ний, регистрирую- щие приборы: часто- томер, вольтметр	—
5	Шиносо- едини- тельного выключате ля	—		Амперметр	—
6	Обходного выключа- теля	—		Амперметр, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, расчетные счетчики и фиксирую- щий прибор	—



Таблица 1.13.2 – Требования ПУЭ к классу точности измерительных приборов

Объекты учета	Расчетные счетчики электроэнергии		Измерительные приборы
	активной	реактивной	
Генераторы мощностью более 50 МВт	0,5	На ступень ниже счетчиков активной электроэнергии	Класс точности измерительных приборов должен быть не хуже 2,5
Трансформаторы мощностью 63 МВ·А и выше	0,5	На ступень ниже счетчиков активной электроэнергии	Класс точности измерительных приборов должен быть не хуже 2,5

Выберем измерительные приборы. Приборы и их характеристики приведены в таблице 1.13.3

Таблица 1.13.3 – Выбранные приборы

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность одной обмотки, В·А		Для обмотки напряжения				
			Напряжения	Тока	Число обмоток	sin □	cos □	Потребляемая	
								Р, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
РА	Э-350	1,5	-	0,5	-	-	-	-	-
PV	Э-335	1,0	2	-	1	0	1	2	-
PW	Д-335	1,5	1,5	0,5	2	0	1	3	-
PVA	Д-335	1,5	1,5	0,5	2	0	1	3	-
PI	И-680	0,5	2	2,5	2	0,925	0,38	4	9,7
PK	И-689	1,5	3	2,5	2	0,925	0,38	6	14,5
UP	Е-849	0,5	10	1	-	0	1	10	-
UQ	Е-830	0,5	10	1	-	0	1	10	-
PF	Э-352	2,5	1	-	1	0	1	1	-
PSA	Н-393	1,5	-	10	-	-	-	-	-
PSV	Н-393	1,5	10	-	1	0	1	10	-
PSW	Н-395	1,5	10	10	2	0	1	10	-
PSVA	Н-395	1,5	10	10	2	0	1	10	-
PSF	Н-397	0,5	7	-	1	0	1	7	-

1.13.1 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производится [1]:

А) по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

Б) по току

$$I_{ном} \leq I_{ном}; I_{max} \leq I_{ном}$$

В) По конструкции и классу точности

Г) По электродинамической стойкости

$$i_y \leq k_{эд} \sqrt{2I_{1ном}}; i_y \leq i_{дин}$$

Е) По термической стойкости

$$B_k \leq (k_m \cdot I_{1ном})^2 t_{тер}; B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$$

Ж) По вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном}$$

Приведем требования ПУЭ к классам точности ТА [4].

Таблица 1.13.4 – Требования к классу точности измерительных трансформаторов

Назначение прибора	Класс точност и прибора	Класс точности измерительных
Расчетные счетчик и электроэнергии	0,5; 1	не более 0,5
	2	1
Измерение электрических величин	1	0,5
	1,5	допускается 1,0
	2,5	допускается 3,0

Таблица 1.13.5 Трансформаторы тока

Место установки	Тип		$U_{уст(ном)}$ кВ	I_{max} кА	Класс точности	Стойкость при К.З.		Номинальные вторичные		Число втор обмоток
						электродинамическая, кА	термическая, кА ² с	нагрузка, Ом	ток, А	
Выводы блочного генератора 200 МВт	ТШ-20	расч	15,75	9,076	1	85,3	11669	1,2	5	0,2/10Р
		кат	20	10	0,5	-	76800			
Линия нагрузки 220 кВ	ТФЗМ 220Б-1	расч	220	0,436	1	6,20	7,82	1,2	5	0,5/10Р/ 10Р
		кат	220	0,6	0,5	54	1200			
Блочные трансформатор Т1	ТВТ 220I-1000/5	расч	220	0,599	1	6,20	7,82	1,2	5	1/10Р
		кат	220	1	1	-				
Автотрансформатор связи, сторона 220 кВ	ТВТ 220-I-2000/5	расч	220	0,459	1	6,20	7,82	1,2	5	1/10Р
		кат	220	1	1	-				

Глава 2. ИССЛЕДОВАНИЕ САМОЗАПУСКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

2.1 Выбор электродвигателей для механизмов собственных нужд

Под собственными нуждами (с.н.) электростанции понимается комплекс, в который входят комплекты для обслуживания или автоматизации работ основных агрегатов и вспомогательных устройств станции, приводные двигатели этих комплектов, источники питания, внутростанционная сеть и распределительные устройства, а также отопление, освещение и бытовые нужды. Состав с.н. зависит от типа, мощности, расположения электростанции, вида используемого топлива и т.д.

В данной главе разделе рассмотрено расчетное присоединение блок генератор – двухобмоточный трансформатор – шины РУ СН 220 кВ. Соответствующий состав механизмов собственных нужд принимаем по [5, табл.П1].

Таблица 2.1.1 – Состав механизмов собственных нужд

Мощность блока	АГРЕГАТ			МЕХАНИЗМ					
	Обозн.	K_3	P_{Σ}	Кол-во	$P_{расч. ул.}$	n_o	$M_{с.нач.}$	J	p
МВт		о.е.	кВт	шт	кВт	об/мин	о.е.	кг*м ²	о.е.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
200	ПН	0,7	1600	2	8000	3000	0,1	1,25	3
	ЦН	0,9	2500	2	1250	375	0,1	300	2
	КН	0,85	1000	2	500	1500	0,12	3,75	3
	ВГД	0,7	400	2	200	1000	0,11	550	2
	ДВ	0,6/0,9	1200/640	2	630/320	750/600	0,1	1575	2
200	МВ	0,6	1260	3	630	1500	0,16	382	2
	ДС	0,5	2600	2	1300	600	0,09	2812	2
	РВ	0,7	1800	1	1800	1000	0,1	1125	1
	БН	0,67	1200	2	600	750	0,2	21,3	3
	М	0,6	1000	3	1000	750	0,8	59	0
	Д	0,7	800	1	800	600	0,96	4625	0

Таблица 2.1.2 – Обозначения в таблице 1.2

ПН	- питательный насос
ЦН	- циркуляционный насос
КН	- конденсационный насос
<u>ВГД</u>	- вентилятор горячего дутья
ДС	- дымосос
МВ	- мельничный вентилятор
ДВ	- дутьевой вентилятор
РВ	- резервный возбудитель
БН	- <u>бустерный (багерный)</u> насос
М	- мельница молотковая или барабанная
Д	- дробилка
K_3	- коэффициент загрузки
P_{Σ}	- суммарная мощность конкретных агрегатов собственных нужд
$P_{расч. \text{ Уд.}}$	- расчетная <u>мощность электродвигателя</u> <u>единичного механизма</u> <u>с.н.</u>
n_o	- скорость вращения
$M_{с.нач.}$	- начальный момент сопротивления
J	- момент инерции
p	- показатель степени, характеризующий тип механической характеристики

Данные по линиям связи энергообъекта с энергосистемой представлена в таблице 2.1.3. Сопротивления линий связи приведены в таблице 2.1.4.

Таблица 2.1.3 – Линии связи с энергосистемой

Напряжение - 220 кВ.	Число линий связи с энергосистемой - 2
Длина одной линии связи, км, - 180	Сечение АС провода - 300/39 мм ²
Количество проводов в фазе - 1	Отношение X_0 / X_1 для линии связи – 2,12

Таблица 2.1.4 – Сопротивления линий связи с энергосистемой

r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , См/км	$r_{\text{л}}$, Ом	$x_{\text{л}}$, Ом	$b_{\text{л}}$, См
0,0960	0,429	0,2645	17,28	77,22	47,61

Единичную мощность турбогенератора принимаем исходя из курсового проекта по дисциплине «Электрическая часть электрических станций».

Таблица 2.1.5 – Параметры генераторов в энергосистеме

Тип	U, кВ	GD^2 , т*м ²	P, МВт	n, об/мин	T _j , с	cosφ
ТГВ-200-2У3	15,75	25	200	3000	7,4	0,85
ТВФ-120-2У3	10,5	13	100	3000	7,8	0,8

Электрическая схема устройства с.н. показана на рисунке 2.1.1.

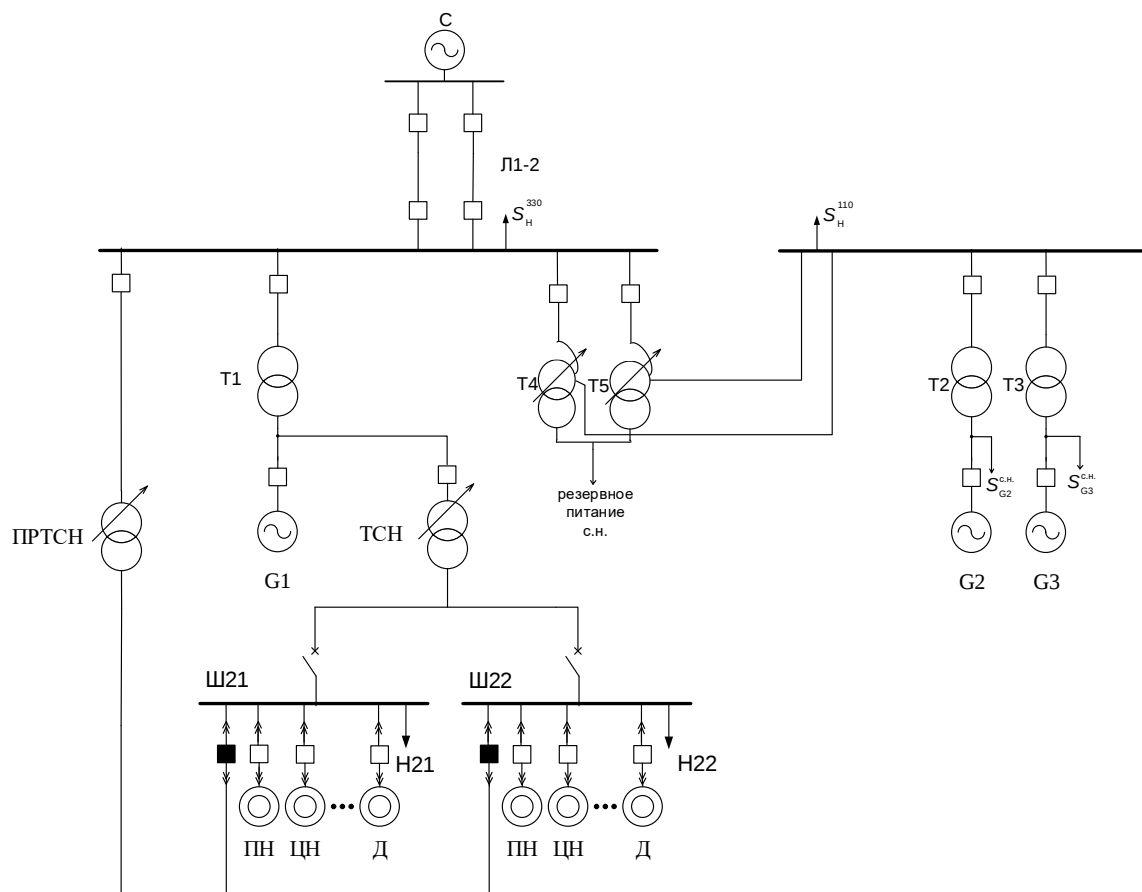


Рисунок 2.1.1 – Электрическая схема

2.2 Типы и параметры электродвигателей собственных нужд

Таблица 2.2.1 – Типы и параметры электродвигателей с.н.

N п/п агрегата		Тип двигателя	P _{ном}	n _{ном}	η	cosφ _{ном}	Пусковые характеристики			J=J _{рот} +J _{мех}
							M _п	M _{max} /	I _п /	
			кВт	об/мин	%		о.е.	о.е.	о.е.	кг*м ²
1	ПН	4АЗМ-800/6000-УХЛ4	800	2976	96	0,9	1	2	5,3	5,8+80
2	ЦН	4АЗМ-1250/6000-Т4	1250	371	96,1	0,84	0,95	2,1	5,5	13+190
3	КН	ДА304-450Х-4Т2	500	1490	94	0,88	1,1	2,6	7	22+250
4	ВГД	ВАО-450М-6	200	995	93,7	0,87	2,2	1,1	2,2	10+520
5	ДВ	ДА302-17-44-8Т1	630	742	93	0,88	0,75	2,1	5,4	313+1520
6	МВ	ДА304-450У-4Т2	630	1490	94,7	0,89	1	2,2	6,5	26+300
7	ДС	ДА302-17-39-8/10У1	1250	594	95,8	0,86	1,3	2,2	6,5	80+2000
8	РВ	ДА304-560У-4У1	1800	995	96	0,88	1,1	2,3	7	65+800
9	БН	ДА304-560Х-8У1	600	743	94,7	0,79	1,3	2,2	6	87+2750
10	М	ДА304-400Х-8У1	100	742	92,5	0,77	1,2	2,3	8	20+500
11	Д	ДА304-560У-10У1	800	591	94,9	0,8	1,3	2,2	6	120+5375

2.3 Выбор схемы собственных нужд

Мощность ТСН: $S_{ТСН} = 0,08 S_{ген} = 0,08 \cdot 235,5 = 18,84 \text{ МВА}$

Так как $S_{ТСН} < 25 \text{ МВА}$, то схема питания собственных нужд будет содержать двухобмоточные ТСН и ПРТСН.

Таблица 2.3.1 – Трансформатор собственных нужд

Тип	$S_{НОМ}$, МВА	$U_{ВН}$, <u>кВ</u>	$U_{НН}$, <u>кВ</u>	U_K , %	x_T , <u>Ом</u>
ТДНС-20000/15	20	15,75	6,3	10,5	1,3

Таблица 2.3.2 – Пускорезервный ТСН

Тип	$S_{НОМ}$, МВА	$U_{ВН}$, <u>кВ</u>	$U_{НН}$, <u>кВ</u>	U_K , %	x_T , <u>Ом</u>
ТД-20000/220	20	230	6,3	11	290,95

Таблица 2.3.3 – Мощности генераторов с учетом коэффициентов загрузки

	Кол-во	$P_{расч. уд.}$	K_3	$\cos \phi_{НОМ}$	S_{Σ}	Q_{Σ}	P_{Σ}
	шт.	<u>кВт</u>	<u>о.е.</u>		<u>кВА</u>	<u>квар</u>	<u>кВт</u>
ПН	2	800	0,7	0,9	622	270	560
ЦН	2	1250	0,9	0,84	1293	637	1125
КН	2	500	0,85	0,88	500	263	425
ВГД	2	200	0,7	0,87	166	89,1	140
ДВ	2	630	0,6	0,88	490	311	378
МВ	2	630	0,6	0,89	629	400	485
ДС	2	1250	0,5	0,86	872	444	750
РВ	1	1800	0,7	0,88	1500	813	1260
БН	2	600	0,7	0,79	700	560	420
М	3	1000	0,6	0,77	697	354	600
Д	1	800	0,7	0,8	800	480	640

Таблица 2.3.4 – Нагрузки и распределение на шинах Ш₂₁ и Ш₂₂

	Название	СШ21			СШ22		
		Кол-во	Рн21	Qн21	Кол-во	Рн22	Qн22
		шт.	кВт	квар	шт.	кВт	квар
1	ПН	1	560	270	1	560	270
2	ЦН	1	1125	637	1	1125	637
3	КН	1	425	263	1	425	263
4	ВГД	1	140	89,1	1	140	89,1
5	ДВ	1	378	311	1	378	311
6	МВ	1	485	400	1	485	400
7	ДС	1	750	444	1	750	444
8	РВ	1	1260	813	0	0	0
9	БН	1	420	560	1	420	560
10	М	1	600	354	2	600	354
11	Д	0	0	0	1	640	480
Итого		10	6143	4141,1	11	6123	4162

Также, для обеспечения освещения, сигнализации, питания измерительных приборов, учитывается нагрузка собственных нужд Н1 и Н2, равная 10 процентам от мощности шины.

Нагрузка на шине Ш₂₁

$$S_{H21} = 0,1 \cdot (P_{Ш21} + jQ_{Ш21}) = 0,1 \cdot (6,143 + j4,141) = 0,61 + j0,41 \text{ МВА}$$

Нагрузка на шине Ш₂₂

$$S_{H22} = 0,1 \cdot (P_{Ш22} + jQ_{Ш22}) = 0,1 \cdot (6,123 + j4,162) = 0,61 + j0,42 \text{ МВА}$$

Общая нагрузка блока

$$S_{Бл2} = S_{H21} + S_{Ш21} + S_{H22} + S_{Ш22} = 0,61 + j0,41 + 6,1 + j4,1 + 0,61 + j0,42 + 6,1 + j4,3 = 13,42 + j9,24 = 16,293 \text{ МВА}$$

2.4 Расчет установившегося режима

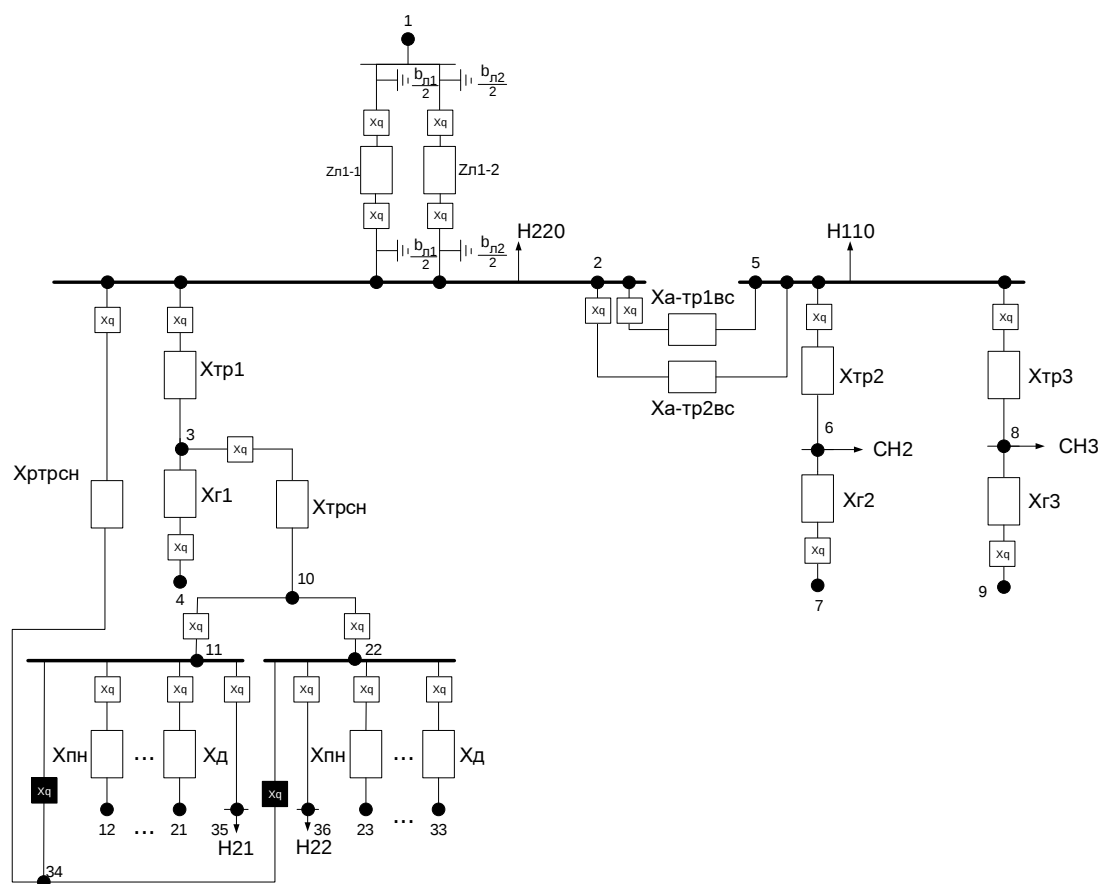


Рисунок 4.1 – Схема замещения

Расчёт значений сопротивлений:

T:

$$X_{mpl} = \frac{U_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{U_{HAM}^2}{S_{HAM}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{250} = 25,76 OM$$

$$X_{mp2} = X_{mp3} = \frac{U_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{U_{\kappa\text{AM}}^2}{S_{\kappa\text{AM}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{121^2}{125} = 12,298 \text{ OM};$$

$$X_{a-np1sc} = X_{a-np2sc} = \frac{0,5(U_{K.S-C} + U_{K.S-H} - U_{K.C-H})}{100} \cdot \frac{U_{HOM}^2}{S_{HOM}} = \frac{14}{100} \cdot \frac{230^2}{125} = 59,248 OM$$

$$X_{\text{трех}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{15,75^2}{20} = 1,3 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{пртм}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{230^2}{20} = 290,95 \text{ Ом}$$

Л:

r_0 , OM/KM	x_0 , OM/KM	b_0 , CM/KM	r_{π} , OM	x_{π} , OM	b_{π} , CM
0.0960	0.429	0.2645	17.28	77.22	47.61

2.4.1 Расчет установившегося режима через трансформатор с.н.

Номинально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии равны соответственно $\pm 5\%$ от номинального напряжения электрической сети свыше 1000 В (ГОСТ 13109-97, ГОСТ 721).

На рисунках 2.4.2 и 2.4.3 представлен предварительный расчет.

Исходные данные Результаты Кусты узлов													
Узлы		Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст		МППТ участки						
Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Pn0	Qn0	Unorm	Nсхн	Unom	Pг	Qг	
	1	1100	220.00	220.00				220.00		220.00	-36.6	28.9	
	2	11	220.00	216.89	2.0	136.00	94.30	220.00		220.00			
	3	11	15.75	14.86	7.5			15.75		15.75			
	4	1010	15.75	15.75	12.4			15.75		15.75	200.0	149.2	
	5	11	110.00	113.01	1.5	197.50	137.86	110.00		110.00			
	6	11	10.50	10.42	6.3	8.00	6.00	10.50		10.50			
	7	1010	10.50	10.50	6.8			10.50		10.50	100.0	80.4	
	8	11	10.50	10.42	6.3	8.00	6.00	10.50		10.50			
	9	1010	10.50	10.50	6.8			10.50		10.50	100.0	80.4	
	10	11	6.30	5.49	2.6			6.30		6.30			
	11	11	6.30	5.39	1.3			6.30		6.30			
	12	11	6.30	5.39	1.2	0.56	0.27	6.30		6.30			
	13	11	6.30	5.38	1.1	1.13	0.64	6.30		6.30			
	14	11	6.30	5.39	1.2	0.43	0.26	6.30		6.30			
	15	11	6.30	5.38	1.3	0.14	0.89	6.30		6.30			
	16	11	6.30	5.39	1.2	0.38	0.31	6.30		6.30			
	17	11	6.30	5.39	1.2	0.49	0.40	6.30		6.30			
	18	11	6.30	5.38	1.1	0.75	0.44	6.30		6.30			
	19	11	6.30	5.38	1.0	1.26	0.81	6.30		6.30			
	20	11	6.30	5.38	1.2	0.42	0.56	6.30		6.30			
	21	11	6.30	5.39	1.2	0.60	0.35	6.30		6.30			
	22	11	6.30	5.39	1.3			6.30		6.30			
	23	11	6.30	5.39	1.2	0.56	0.27	6.30		6.30			
	24	11	6.30	5.38	1.1	1.13	0.64	6.30		6.30			
	25	11	6.30	5.39	1.2	0.43	0.26	6.30		6.30			
	26	11	6.30	5.38	1.3	0.14	0.89	6.30		6.30			
	27	11	6.30	5.39	1.2	0.38	0.31	6.30		6.30			
	28	11	6.30	5.38	1.2	0.49	0.40	6.30		6.30			
	29	11	6.30	5.38	1.1	0.75	0.44	6.30		6.30			
	30	11	6.30	5.38	1.2	0.42	0.56	6.30		6.30			
	31	11	6.30	5.39	1.2	0.60	0.35	6.30		6.30			
	32	11	6.30	5.39	1.2	0.60	0.35	6.30		6.30			
	33	11	6.30	5.38	1.2	0.64	0.48	6.30		6.30			
	34	11	6.30	5.94	2.0			6.30		6.30			
	35	11	6.30	5.39	1.2	0.61	0.41	6.30		6.30			
	36	11	6.30	5.38	1.2	0.61	0.42	6.30		6.30			

Рисунок 2.4.2 – Предварительный расчет. Узлы

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов											
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки										
Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Pn0	Qn0	Unorm	Nсхн	Unom	Pr	Qr	Уша		
	1	1100	242.00	242.00				242.00		242.00	-33.1	161.9			
	2	11	220.00	218.07	2.9	136.00	94.30	220.00		220.00					
	3	11	15.75	15.65	8.7			15.75		15.75					
	4	1010	15.75	15.75	13.4			15.75		15.75	200.0	23.9			
	5	11	110.00	113.31	2.4	197.50	137.86	110.00		110.00					
	6	11	10.50	10.43	7.2	8.00	6.00	10.50		10.50					
	7	1010	10.50	10.50	7.7			10.50		10.50	100.0	77.7			
	8	11	10.50	10.43	7.2	8.00	6.00	10.50		10.50					
	9	1010	10.50	10.50	7.7			10.50		10.50	100.0	77.7			
	10	11	6.30	6.15	4.3			6.30		6.30					
	11	11	6.30	6.06	3.3			6.30		6.30					
	12	11	6.30	6.06	3.2	0.56	0.27	6.30		6.30					
	13	11	6.30	6.05	3.1	1.13	0.64	6.30		6.30					
	14	11	6.30	6.06	3.2	0.43	0.26	6.30		6.30					
	15	11	6.30	6.05	3.3	0.14	0.89	6.30		6.30					
	16	11	6.30	6.06	3.2	0.38	0.31	6.30		6.30					
	17	11	6.30	6.06	3.2	0.49	0.40	6.30		6.30					
	18	11	6.30	6.06	3.2	0.75	0.44	6.30		6.30					
	19	11	6.30	6.05	3.1	1.26	0.81	6.30		6.30					
	20	11	6.30	6.05	3.2	0.42	0.56	6.30		6.30					
	21	11	6.30	6.06	3.2	0.60	0.35	6.30		6.30					
	22	11	6.30	6.06	3.3			6.30		6.30					
	23	11	6.30	6.06	3.2	0.56	0.27	6.30		6.30					
	24	11	6.30	6.05	3.1	1.13	0.64	6.30		6.30					
	25	11	6.30	6.06	3.2	0.43	0.26	6.30		6.30					
	26	11	6.30	6.05	3.3	0.14	0.89	6.30		6.30					
	27	11	6.30	6.06	3.2	0.38	0.31	6.30		6.30					
	28	11	6.30	6.06	3.2	0.49	0.40	6.30		6.30					
	29	11	6.30	6.05	3.2	0.75	0.44	6.30		6.30					
	30	11	6.30	6.05	3.2	0.42	0.56	6.30		6.30					
	31	11	6.30	6.06	3.2	0.60	0.35	6.30		6.30					
	32	11	6.30	6.06	3.2	0.60	0.35	6.30		6.30					
	33	11	6.30	6.05	3.2	0.64	0.48	6.30		6.30					
	34	11	6.30	5.97	2.9			6.30		6.30					
	35	11	6.30	6.06	3.2	0.61	0.41	6.30		6.30					
	36	11	6.30	6.05	3.2	0.61	0.42	6.30		6.30					

Рисунок 2.4.4 – Исходные данные. Узлы

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов								
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки							
Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Nп	Название	R	X	G	B	Кт		
		1	2	1		17.28	77.22		47.6			
		1	2	2		17.28	77.22		47.6			
		2	3				25.76			13.820		
		2	34				290.95			36.500		
		2	5	1			59.25			1.900		
		2	5	2			59.25			1.900		
		3	4				0.10					
		5	6				12.30			11.520		
		5	8				12.30			11.520		
		6	7				0.01					
		8	9				0.01					
		3	10				1.30			2.375		
		10	11				0.10					
		10	22				0.10					
		11	12				0.10					
		11	13				0.10					
		11	14				0.10					
		11	15				0.10					
		11	16				0.10					
		11	17				0.10					
		11	18				0.10					
		11	19				0.10					
		11	20				0.10					
		11	21				0.10					
		11	35				0.10					
		22	23				0.10					
		22	24				0.10					
		22	25				0.10					
		22	26				0.10					
		22	27				0.10					
		22	28				0.10					
		22	29				0.10					
		22	30				0.10					
		22	31				0.10					
		22	32				0.10					
		22	33				0.10					
		22	36				0.10					
		11	34				0.10					
		22	34				0.10					

Рисунок 2.4.5 – Исходные данные. Ветви

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов										
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)		Суммарные параметры			Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие			Заданные сечения		
Название	N	Код	Uрас	dU	Pн	Qн	Pd	Qс	Unorm	Nсхн	Uном	Pг	Qг	
	1	1100	242.00						242.00		242.00	-33.1	161.9	
	2	11	218.07	2.9	136.00	94.30			220.00		220.00			
	3	11	15.65	8.7					15.75		15.75			
	4	1010	15.75	13.4					15.75		15.75	200.0	23.9	
	5	11	113.31	2.4	197.50	137.86			110.00		110.00			
	6	11	10.43	7.2	8.00	6.00			10.50		10.50			
	7	1010	10.50	7.7					10.50		10.50	100.0	77.7	
	8	11	10.43	7.2	8.00	6.00			10.50		10.50			
	9	1010	10.50	7.7					10.50		10.50	100.0	77.7	
	10	11	6.15	4.3					6.30		6.30			
	11	11	6.06	3.3					6.30		6.30			
	12	11	6.06	3.2	0.56	0.27			6.30		6.30			
	13	11	6.05	3.1	1.13	0.64			6.30		6.30			
	14	11	6.06	3.2	0.43	0.26			6.30		6.30			
	15	11	6.05	3.3	0.14	0.89			6.30		6.30			
	16	11	6.06	3.2	0.38	0.31			6.30		6.30			
	17	11	6.06	3.2	0.49	0.40			6.30		6.30			
	18	11	6.06	3.2	0.75	0.44			6.30		6.30			
	19	11	6.05	3.1	1.26	0.81			6.30		6.30			
	20	11	6.05	3.2	0.42	0.56			6.30		6.30			
	21	11	6.06	3.2	0.60	0.35			6.30		6.30			
	22	11	6.06	3.3					6.30		6.30			
	23	11	6.06	3.2	0.56	0.27			6.30		6.30			
	24	11	6.05	3.1	1.13	0.64			6.30		6.30			
	25	11	6.06	3.2	0.43	0.26			6.30		6.30			
	26	11	6.05	3.3	0.14	0.89			6.30		6.30			
	27	11	6.06	3.2	0.38	0.31			6.30		6.30			
	28	11	6.06	3.2	0.49	0.40			6.30		6.30			
	29	11	6.05	3.2	0.75	0.44			6.30		6.30			
	30	11	6.05	3.2	0.42	0.56			6.30		6.30			
	31	11	6.06	3.2	0.60	0.35			6.30		6.30			
	32	11	6.06	3.2	0.60	0.35			6.30		6.30			
	33	11	6.05	3.2	0.64	0.48			6.30		6.30			
	34	11	5.97	2.9					6.30		6.30			
	35	11	6.06	3.2	0.61	0.41			6.30		6.30			
	36	11	6.05	3.2	0.61	0.42			6.30		6.30			

Рисунок 2.4.6 – Результаты. Узлы

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов									
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки								
Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Рн0	Qн0	Унорм	Нсхн	Уном	Pr	Qr	У
	1	1100	242.00	242.00				242.00		242.00	-32.9	166.4	
	2	11	220.00	217.35	2.9	136.00	94.30	220.00		220.00			
	3	11	15.75	15.67	9.2			15.75		15.75			
	4	1010	15.75	15.75	13.9			15.75		15.75	200.0	20.7	
	5	11	110.00	113.13	2.4	197.50	137.86	110.00		110.00			
	6	11	10.50	10.42	7.2	8.00	6.00	10.50		10.50			
	7	1010	10.50	10.50	7.7			10.50		10.50	100.0	79.3	
	8	11	10.50	10.42	7.2	8.00	6.00	10.50		10.50			
	9	1010	10.50	10.50	7.7			10.50		10.50	100.0	79.3	
	10	11	6.30	6.60	9.2			6.30		6.30			
	11	11	6.30	6.00	-3.3			6.30		6.30			
	12	11	6.30	6.00	-3.4	0.56	0.27	6.30		6.30			
	13	11	6.30	5.99	-3.5	1.13	0.64	6.30		6.30			
	14	11	6.30	6.00	-3.4	0.43	0.26	6.30		6.30			
	15	11	6.30	5.99	-3.3	0.14	0.89	6.30		6.30			
	16	11	6.30	6.00	-3.4	0.38	0.31	6.30		6.30			
	17	11	6.30	6.00	-3.4	0.49	0.40	6.30		6.30			
	18	11	6.30	6.00	-3.4	0.75	0.44	6.30		6.30			
	19	11	6.30	5.99	-3.5	1.26	0.81	6.30		6.30			
	20	11	6.30	5.99	-3.4	0.42	0.56	6.30		6.30			
	21	11	6.30	6.00	-3.4	0.60	0.35	6.30		6.30			
	22	11	6.30	6.00	-3.3			6.30		6.30			
	23	11	6.30	6.00	-3.4	0.56	0.27	6.30		6.30			
	24	11	6.30	5.99	-3.5	1.13	0.64	6.30		6.30			
	25	11	6.30	6.00	-3.4	0.43	0.26	6.30		6.30			
	26	11	6.30	5.99	-3.3	0.14	0.89	6.30		6.30			
	27	11	6.30	6.00	-3.4	0.38	0.31	6.30		6.30			
	28	11	6.30	6.00	-3.4	0.49	0.40	6.30		6.30			
	29	11	6.30	6.00	-3.4	0.75	0.44	6.30		6.30			
	30	11	6.30	5.99	-3.4	0.42	0.56	6.30		6.30			
	31	11	6.30	6.00	-3.4	0.60	0.35	6.30		6.30			
	32	11	6.30	6.00	-3.4	0.60	0.35	6.30		6.30			
	33	11	6.30	5.99	-3.4	0.64	0.48	6.30		6.30			
	34	11	6.30	6.09	-2.3			6.30		6.30			
	35	11	6.30	6.00	-3.4	0.61	0.41	6.30		6.30			
	36	11	6.30	6.00	-3.4	0.61	0.42	6.30		6.30			

Рисунок 2.4.9 – Результаты. Узлы

Исходные данные			Результаты		Кусты узлов										
Узлы		Ветви	Ветви (доп. инф.)		Суммарные параметры		Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие			Заданные сечения и составляющие			
	Ni	Nj	Nп	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji	dPн	dQн	dPобщ	dQобщ
	1	2	1	242.0	-16.4	83.2	0.20	217.4	18.5	-71.5	0.20	2.05	9.18	2.05	11.70
	1	2	2	242.0	-16.4	83.2	0.20	217.4	18.5	-71.5	0.20	2.05	9.18	2.05	11.70
	2	3		217.4	-200.0	17.6	0.53	15.7	200.0	4.4	7.37		21.98		21.98
	2	34		217.4	13.5	13.4	0.05	6.1	-13.5	-11.2	1.66		2.23		2.23
	2	5	1	217.4	6.7	8.9	0.03	113.1	-6.7	-8.7	0.06		0.16		0.16
	2	5	2	217.4	6.7	8.9	0.03	113.1	-6.7	-8.7	0.06		0.16		0.16
	3	4		15.7	-200.0	-4.4	7.37	15.8	200.0	20.7	7.37		16.30		16.30
	5	6		113.1	-92.0	-60.2	0.56	10.4	92.0	71.9	6.46		11.62		11.62
	5	8		113.1	-92.0	-60.2	0.56	10.4	92.0	71.9	6.46		11.62		11.62
	6	7		10.4	-100.0	-77.9	7.02	10.5	100.0	79.3	7.02		1.48		1.48
	8	9		10.4	-100.0	-77.9	7.02	10.5	100.0	79.3	7.02		1.48		1.48
	3	10		15.7	0.0	-0.0	0.00	6.6	-0.0	0.0	0.00		0.00		0.00
	10	11													
	10	22													
	11	12		6.0	0.6	0.3	0.06	6.0	-0.6	-0.3	0.06		0.00		0.00
	11	13		6.0	1.1	0.6	0.13	6.0	-1.1	-0.6	0.13		0.00		0.00
	11	14		6.0	0.4	0.3	0.05	6.0	-0.4	-0.3	0.05		0.00		0.00
	11	15		6.0	0.1	0.9	0.09	6.0	-0.1	-0.9	0.09		0.00		0.00
	11	16		6.0	0.4	0.3	0.05	6.0	-0.4	-0.3	0.05		0.00		0.00
	11	17		6.0	0.5	0.4	0.06	6.0	-0.5	-0.4	0.06		0.00		0.00
	11	18		6.0	0.7	0.4	0.08	6.0	-0.7	-0.4	0.08		0.00		0.00
	11	19		6.0	1.3	0.8	0.14	6.0	-1.3	-0.8	0.14		0.01		0.01
	11	20		6.0	0.4	0.6	0.07	6.0	-0.4	-0.6	0.07		0.00		0.00
	11	21		6.0	0.6	0.4	0.07	6.0	-0.6	-0.3	0.07		0.00		0.00
	11	35		6.0	0.6	0.4	0.07	6.0	-0.6	-0.4	0.07		0.00		0.00
	22	23		6.0	0.6	0.3	0.06	6.0	-0.6	-0.3	0.06		0.00		0.00
	22	24		6.0	1.1	0.6	0.13	6.0	-1.1	-0.6	0.13		0.00		0.00
	22	25		6.0	0.4	0.3	0.05	6.0	-0.4	-0.3	0.05		0.00		0.00
	22	26		6.0	0.1	0.9	0.09	6.0	-0.1	-0.9	0.09		0.00		0.00
	22	27		6.0	0.4	0.3	0.05	6.0	-0.4	-0.3	0.05		0.00		0.00
	22	28		6.0	0.5	0.4	0.06	6.0	-0.5	-0.4	0.06		0.00		0.00
	22	29		6.0	0.7	0.4	0.08	6.0	-0.7	-0.4	0.08		0.00		0.00
	22	30		6.0	0.4	0.6	0.07	6.0	-0.4	-0.6	0.07		0.00		0.00
	22	31		6.0	0.6	0.4	0.07	6.0	-0.6	-0.3	0.07		0.00		0.00
	22	32		6.0	0.6	0.4	0.07	6.0	-0.6	-0.3	0.07		0.00		0.00
	22	33		6.0	0.6	0.5	0.08	6.0	-0.6	-0.5	0.08		0.00		0.00
	22	36		6.0	0.6	0.4	0.07	6.0	-0.6	-0.4	0.07		0.00		0.00
	11	34		6.0	-6.8	-5.4	0.83	6.1	6.8	5.6	0.83		0.21		0.21
	22	34		6.0	-6.7	-5.4	0.83	6.1	6.7	5.6	0.83		0.21		0.21

Рисунок 2.4.10 – Результаты. Ветви

2.5 Ввод параметров генераторов, регуляторов скоростей, регуляторов возбуждения, возбудителей, двигателей.

Ω	О.Е.	Добавить / Изменить	Шрифт	Согласовать с УР							
Генераторы	РС	РВ	Возбудители	СД	Форсировка						
Название	N	Блок	U _{ном}	P _{ном}	COS(φ)	M _j /T _j	X'd	X _d	X _q	X''d	T'd0
ТВФ-120-2УЗ	7		10.50	100	0.800	7.80	0.278	1.907	1.907	0.192	6.500
ТВФ-120-2УЗ	9		10.50	100	0.800	7.80	0.278	1.907	1.907	0.192	6.500
Система	1		220.00				0.100				
ТГВ-200-2УЗ	4		15.75	200	0.850	7.40	0.296	1.907	1.907	0.190	6.850

Рисунок 2.5.11 – Исходные данные по генераторам

Генераторы	PC	PВ	Возбудители	СД	Форсировка			
N	Статизм	Зона	Тоткр	Тзакр	P _{tmin}	P _{tmax}	D _{по}	T _{по}
7	5.00	0.50	1.500	0.500		100.00		1.500
9	5.00	0.50	1.500	0.500		100.00		1.500
4	5.00	5.00	1.500	0.500		200.00		1.500

Рисунок 2.5.12 – Исходные данные по регуляторам скорости

Генераторы		PC	PВ	Возбудители		СД	Форсировка				
	N	Т _{рв}	У _{рв+}	У _{рв-}	K _и	K' _и	K' _{if}	K _f	K' _f	T _f	Альфа
	7	0.100	2.000		7.000						1.000
	9	0.100	2.000		7.000						1.000
	4	0.100	6.000	-6.000	50.000	5.000	5.000	2.000	2.000	0.900	

Рисунок 2.5.13 – Исходные данные по регуляторам возбуждения

Генераторы		PC	PВ	Возбудители	СД	Форсировка						
	N	Nф	Nсист	Tв	Eqe+	Eqe-	Eq+	Eq-	KI	KIf	Укр	Ктв
	7		4	0.300	2.000					1.200		
	9		4	0.300	2.000					1.200		
	4		4	0.040	2.000	-1.600	2.000	0.600				

Рисунок 2.5.14 – Исходные данные по возбудителям

СН		ДН													
	Тип	Вид	Tдв	Дас	Cos(φ)	Kзаг	Mст	Mтрог	Kи	Uдв/Ун	Mнах	Mпуск	Iпуск	Sдвном	Sr/Rст
	1	1	10.520	0.950	0.900	0.700	0.500	0.100	4.000	1.000	2.000	1.000	5.300	0.800	70.000
	2	1	3.248	0.950	0.840	0.900	0.500	0.100	4.000	1.000	2.100	0.950	5.500	1.077	70.000
	3	1	13.360	0.950	0.880	0.850	0.500	0.100	4.000	1.000	2.600	1.100	5.500	0.667	70.000
	4	1	28.980	0.950	0.870	0.700	0.200	0.100	4.000	1.000	2.200	1.100	2.200	0.500	70.000
	5	1	17.790	0.950	0.880	0.600	0.200	0.100	4.000	1.000	2.100	0.750	5.400	1.267	70.000
	6	1	12.710	0.950	0.890	0.600	0.200	0.100	4.000	1.000	2.230	1.000	6.500	0.667	70.000
	7	1	6.520	0.950	0.860	0.500	0.200	0.100	4.000	1.000	2.200	1.300	6.500	1.000	70.000
	8	1	5.250	0.950	0.880	0.700	0.500	0.100	4.000	1.000	2.300	1.150	7.800	0.500	70.000
	9	1	28.950	0.950	0.790	0.700	0.500	0.100	4.000	1.000	2.200	1.300	6.000	0.933	70.000
	10	1	31.800	0.950	0.770	0.600	1.000	0.100	4.000	1.000	2.300	1.250	8.800	1.067	70.000
	11	1	26.770	0.950	0.800	0.700	1.000	0.100	4.000	1.000	2.200	1.300	6.300	1.500	70.000

Рисунок 2.5.15 – Исходные данные по двигателям

2.6 Проверка самопуска двигателей собственных нужд

Рассмотрим различные ситуации исчезновения или перерыва напряжения в следующей последовательности:

1. Короткое замыкание на маломощном электродвигателе (вентилятор горячего дутья, узел 15);
2. Короткое замыкание внутри ТСН при срабатывании дифференциальной защиты этого трансформатора;
3. Короткое замыкание на одной шине при срабатывании МТЗ;
Короткое замыкание внутри ТСН при срабатывании МТЗ на стороне ВН.
4. Короткое замыкание внутри ТСН при срабатывании МТЗ на стороне ВН.

2.6.1 Короткое замыкание К1

Время перерыва питания будет определяться

$$t_{\text{пл}} = t_s + t_{\text{в.откл}} = 0,22 \text{ с.},$$

где $t_s = 0,1 \text{ с}$ - время действия основной защиты;

$t_{\text{в.откл}} = 0,12 \text{ с}$ - время отключения выключателя;

Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nn	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
			T2	Действие	Ni	Nj	Nn	Парам1	Парам2	Парам3	
	1		Время				1.000				
	1		Шунт	14				0.010			
	1	0.220	Шунт	14				-0.010			
	1	0.220	Отключить связь	14	11						

Рисунок 2.6.1 – Автоматика К₁

	2		Время			1.000				
	2		Шунт	10			0.010			
	2	0.220	Шунт	10			-0.010			
	2	0.220	Отключить связь	11	10					
	2	0.220	Отключить связь	22	10					
	2	0.620	Включить связь	11	34					
	2	0.620	Включить связь	22	34					

Рисунок 2.6.3 – Автоматика К₂

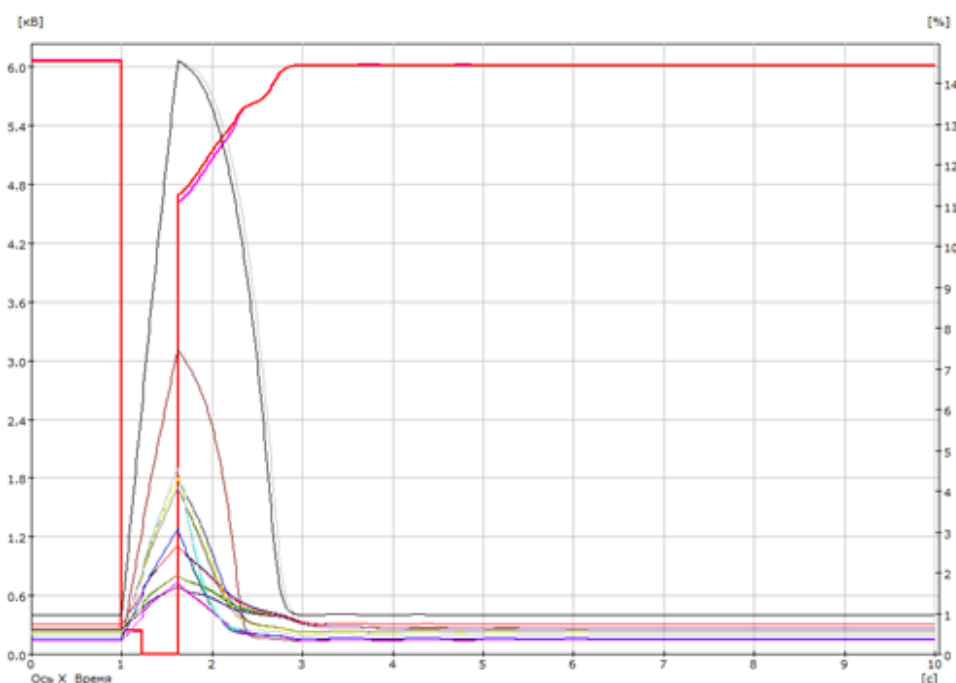


Рисунок 2.6.4 – Результат при К₂

Все двигатели успешно самозапустились. Напряжение восстановилось за 3 с. Скольжение восстановилось к исходному за 3 с.

2.6.3 Короткое замыкание К3

Время перерыва питания будет определяться

$$t_{\text{пл}} = t_{\text{з}} + t_{\text{в.откл}} + t_{\text{авр}} = 1,42 \text{ с.},$$

где $t_{\text{з}} = 0,9 \text{ с}$ - время действия резервной защиты;

$t_{\text{в.откл}} = 0,12 \text{ с}$ - время отключения выключателя;

$t_{\text{авр}} = 0,4 \text{ с}$ - время автоматического включения резервного питания.

Время перерыва питания не должно превышать 1,5 с при отключении цепи рабочего питания действием резервной защиты. Данное условие выполняется.

	3		Время			1.000				
	3		Шунт	11		0.010				
	3	1.020	Шунт	11		-0.010				
	3	1.020	Отключить связь	11	10					
	3	1.420	Включить связь	11	34					

Рисунок 2.6.5 – Автоматика К₃

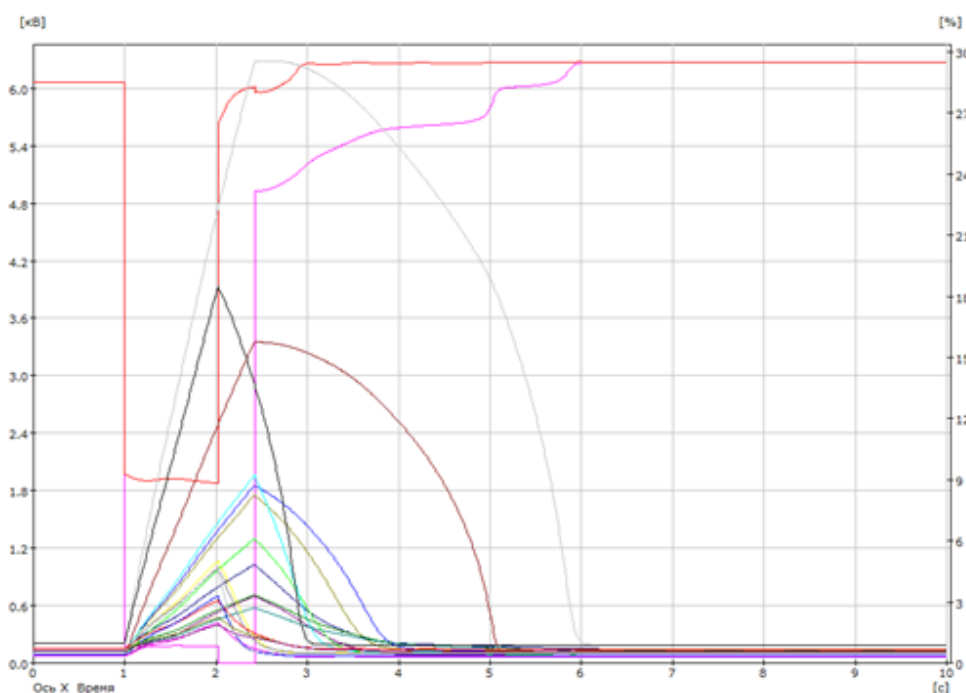


Рисунок 2.6.6 – Результат при К₃

Все двигатели успешно самозапустились. Напряжение восстановилось за 6 с. Также по результатам можно увидеть, что напряжение возросло до 6,3 кВ, что является допустимым. Скольжение восстановилось к исходному за 6 с.

2.6.4 Короткое замыкание К₄

Время перерыва питания будет определяться

$$t_{\text{пл}} = t_{\text{з}} + t_{\text{в.откл}} + t_{\text{авр}} = 1,92 \text{ с.},$$

где $t_{\text{з}} = 1,4 \text{ с}$ - время действия резервной защиты;

$t_{\text{в.откл}} = 0,12 \text{ с}$ - время отключения выключателя;

$t_{\text{авр}} = 0,4 \text{ с}$ - время автоматического включения резервного питания.

Время перерыва питания не должно превышать 2 с при отключении ТСН действием резервной защиты на стороне ВН. Данное условие выполняется.

	4	Время			1.000				
	4	Шунт	10			0.010			
	4	1.520 Шунт	10			-0.010			
	4	1.520 Отключить связь	10	11					
	4	1.520 Отключить связь	10	11					
	4	1.920 Включить связь	11	34					
	4	1.920 Включить связь	11	34					

Рисунок 2.6.7 – Автоматика К₄

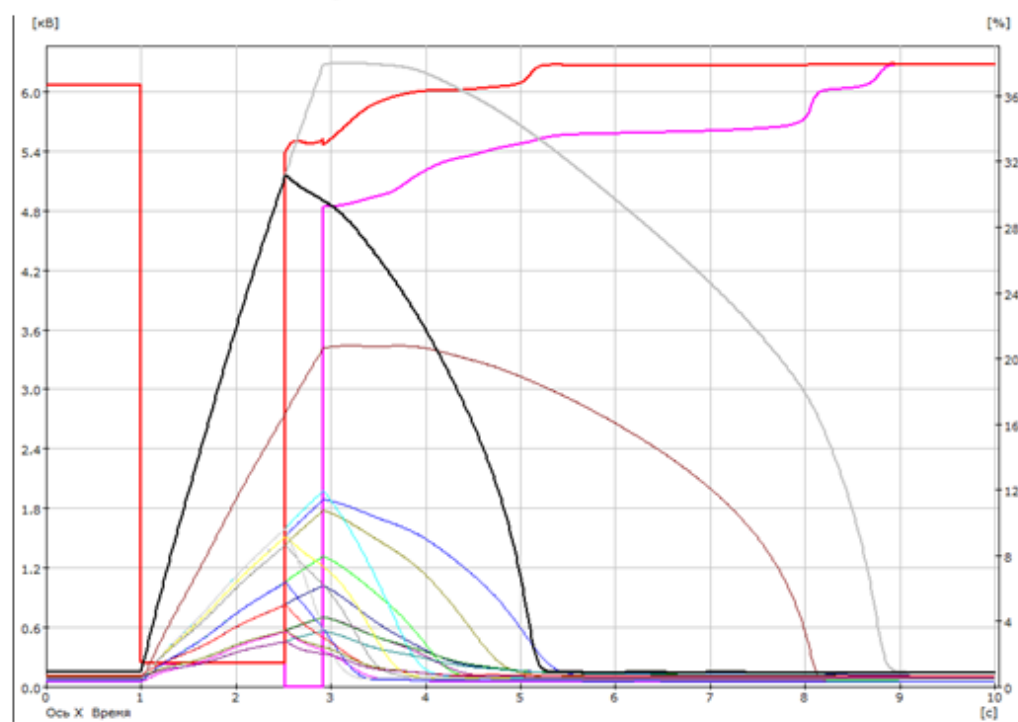


Рисунок 2.6.8 – Результат при К₄

Все двигатели успешно самозапустились. Напряжение восстановилось за 9 с.
Скольжение восстановилось к исходному за 9 с.

Глава 3. ВЫБОР И РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЭНЕРГОБЛОКА

Защита генератора

Устройства релейной защиты генератора ТГВ-200-2УЗ (G1) сведены в таблицу 3.4.1

Таблица 3.4.1 – Защита генератора

#	Тип защиты	Особенности	Реализация	Расчет
1	Дифференциальная защита			
1.1	Поперечная дифференциальная защита	Предназначена для защиты генераторов, содержащих параллельные ветви в обмотках статора, от витковых замыканий	РТ-40/Ф с фильтром высших гармоник	$I_{\Sigma} = 0,2 \cdot I_{ном Г} = 0,2 \cdot 8,625 = 1,725 \text{ кА}$
1.2	Продольная дифференциальная защита	Предназначена для защиты генератора от между фазных замыканий в обмотке статора и на ее выводах	ДЗТ-11	$I_{\Sigma} = \frac{F_{\Sigma}}{W_{\Sigma}} = \frac{100}{144} = 0,694 \text{ А};$ $W_{\Sigma} = \frac{\kappa_n \cdot I_{\Sigma} \cdot \kappa_{\Sigma} \cdot W_{\Sigma}}{\operatorname{tg} \alpha \cdot I_m} =$ $= \frac{\kappa_n \cdot f_i \cdot \kappa_{\Sigma} \cdot W_{\Sigma}}{\operatorname{tg} \alpha} =$ $= \frac{1,6 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 144}{0,75} = 15,36 \text{ вт}$ $W_m = 16 \text{ ватт}$
2	Защита от замыканий на землю обмотки статора	Пусковой орган первой гармоники представляет максимальное реле напряжения с фильтром высших гармоник, пусковой орган третьей гармоники является реле напряжения с торможением	ЗЗГ-11	$t_{\Sigma} = 10 \div 15 \text{ мин},$ $K_{T, \Sigma} = 0,67$

3	Защита от внешних коротких замыканий			
3.1	Дистанционная защита	Предназначена для защиты от внешних симметричных КЗ	БРЭ 2801 с круговой/эллиптической характеристикой срабатывания	$Z_{\text{сз}} = \frac{Z_{\text{НАГР}}}{k_H k_B \cos(\varphi_{\text{ММ}} - \varphi_{\text{НАГР}})}$ $= 0,856 \text{ Ом};$ $k_3 = \frac{Z_{\text{сз}}}{Z_{\text{сз МАКС}}} = 0,273$ $Z_{\text{сз}} \leq Z_{\text{сз}} \cdot \frac{n_{\text{ТИ}}}{n_{\text{ТИ}}} = 0,0244 \text{ Ом}$
4	Защита от симметричной перегрузки обмотки статора	Включается на ток одной фазы статора	БЭ 1103 с сигнальным и пусковым органом	$I_{\text{ср со}} = 1,05 \cdot I_{\text{НОМ}} = 9,32 \text{ кА};$ $I_{\text{ср по}} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ}} = 9,76 \text{ кА}.$
5	Защита цепей возбуждения			
5.1	Защита ротора от перегрузки током возбуждения	Подключается к трансформаторам тока, соединенным в треугольник, и установленным на фазах обмоток высшего напряжения выпрямительного трансформатора	БРЭ 1102 с сигнальным, пусковым и интегральными органами	$I_{\text{ср со}} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ ф}} = 1,89 \text{ кА}$ $I_{\text{ср по}} = (1,05 \div 1,2) \cdot I_{\text{НОМ ф}} = 1,98 \text{ кА};$
5.2	Защита от замыканий на землю в цепи возбуждения	выполнена на двух блоках: первый осуществляет контроль сопротивления изоляции, второй – блок частотного фильтра	БЭ 1104 БЭ 1105	порог чувств-ти 80 кОм; $R_{\text{из I ступ}} \leq 10 \text{ кОм};$ $R_{\text{из II ступ}} \leq 2,5 \text{ кОм};$

Защита силового трансформатора

Устройства релейной защиты трансформатора ТДЦ-250000/220 (Т1) приведены в таблице 3.4.2.

Таблица 3.4.2 – Защита силового трансформатора

#	Тип защиты	Особенности	реализация	Расчет
1	Газовая защита	От внутренних и витковых замыканий; устанавливается на трансформаторах с масляной системой охлаждения	газовые реле	-
2	Защита от повреждений на выводах и внутренних повреждений трансформатора	Выполнено трехфазным в четырехмодульной кассете и включает в себя три фазных модуля, модуль питания и управления	ДЗТ 21	$I_{H1} = \frac{250000}{242} = 1033 \text{ A}$ $I_{H2} = \frac{250000}{15,75} = 15873 \text{ A}$ $I_{1B} = \frac{1033}{1000/5} = 5,165 \text{ A}$ $I_{2B} = \frac{15873}{15000/5} = 5,291 \text{ A}$ $I_{C3} = 1,3 \cdot 1033 = 1342,9 \text{ A}$ $I_{CPOTC} = 6 \cdot I_{НОМ} = 4,399 \text{ kA}$
3	Токовая защита нулевой последовательности от токов внешнего короткого замыкания на землю	При наличии заземленной нейтрали защита выполняется в виде трех ступеней	РТ-40 или РНТ-560	$I_{C3}^1 \geq k_{OTC} \cdot k_{ТОК} \cdot 3I_{C3(ПР)};$ $I_{C3}^2 \geq k_{OTC} \cdot k_{ТОК} \cdot I_{C3(ПР)};$ $k_{OTC} = 1,1;$ $k_{ТОК} = 1;$ $I_{C3}^3 \geq \frac{k_{OTC}}{k_B} (I_{H3} + 3I_{ВН НЕСИМ});$ $k_{OTC} = 1,25;$ $k_{\chi} = \frac{3I_{0 КЗ}}{I_{C3}} = 1,2$
4	Защита от перегрузки	Ток срабатывания отстраивается от номинального тока		$I_{CF} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{НОМ} = 1,356 \text{ kA};$ $k_{OTC} = 1,05;$ $k_B = 0,8;$

Защита трансформатора собственных нужд

Устройства релейной защиты трансформатора ТДНС-20000/15,75 приведены в таблице 3.4.3.

Таблица 3.4.3 – Защита трансформатора собственных нужд

#	Тип защиты	Особенности	реализация	Расчет
1	Газовая защита	От внутренних и витковых замыканий; устанавливается на трансформаторах с масляной системой охлаждения	газовые реле	-
2	Дифференциальная защита	Выполнено трехфазной <u>трехрелейной</u> на реле с торможением	ДЗТ 21	$I_{H1} = \frac{20000}{15,75\sqrt{3}} = 733 \text{ A}$ $I_{H2} = \frac{20000}{6,3\sqrt{3}} = 1833 \text{ A}$ $I_{1B} = \frac{733\sqrt{3}}{1000/5} = 3,665 \text{ A}$ $I_{2B} = \frac{1833}{2000/5} = 4,6 \text{ A}$ $I_{CB} = 1,3 \cdot 1833 = 2382,9 \text{ A}$ $I_{CPOTC} = 6 \cdot I_{HOM} = 4,399 \text{ kA}$
3	Дистанционная защита на стороне ВН	<u>Защита шин</u> секции и резервирование защиты присоединений этой секции	БРЭ 2801	$Z_{CB} = \frac{0,95 \cdot U_{HOM}}{k_H \cdot k_B \cdot k_{ПУСК\ CР} \cdot \sqrt{3} \cdot I_{HOM\ TCH}} =$ $= 1,56 \text{ Ом};$ $k_H = 1,2;$ $k_B = 1,05;$ $k_{ПУСК\ CР} = 6$

4	Дистанционная защита на стороне НН	Резервирование дифференциальной защиты ТСН; выполняется с двумя выдержками време- ни, обеспечиваю- щими ближнее и дальнее резервиро- вание	БРЭ 2801	$Z_{\Sigma} = \frac{0,95 \cdot U_{HCM}}{k_H \cdot k_B \cdot k_{ПУСК\ CP} \cdot \sqrt{3} \cdot I_{HCM\ TCH}} =$ $= 0,144 \text{ Ом};$ $k_H = 1,2;$ $k_B = 1,05;$ $k_{ПУСК\ CP} = 6$
---	--	--	----------	--

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы рассмотрены основные задачи проектирования конденсационной электростанции установленной мощностью 400 МВт. Расчет защиты произведен для блока генератор-трансформатор 200 МВт.

Спроектированная КЭС обладает высокими эксплуатационными характеристиками и надежностью. Основные этапы проектирования электрической станции заключаются в выборе силового оборудования и электрических аппаратов. Условия выбора последних подразумевают наличие рассчитанных токов короткого замыкания в ключевых точках электрической схемы при помощи программно-вычислительного комплекса «Мустанг». Схемы распределительных устройств на напряжение 220 кВ и 110 кВ отвечают требованиям надежности электроснабжения.

В втором разделе рассмотрены режимы работы электродвигателей собственных нужд. Для мощности турбогенератора 200 МВт выбран состав механизмов собственных нужд, схема электроснабжения, основной и резервный трансформатор собственных нужд. В промышленной программе «Мустанг» выполнено моделирование процесса самозапуска двигателей собственных нужд после кратковременного перерыва питания, вызванного коротким замыканием. Для всех электродвигателей собственных нужд обеспечен успешный самозапуск.

Рассчитана релейная защита блока генератор-трансформатор, работающего на шинах 220 кВ. Дана краткая характеристика защищаемых объектов, проведен анализ выбора и обоснования устанавливаемых защит, спланированы и рассчитаны типичные для электроэнергетических систем аварийные режимы, выбраны трансформаторы тока и напряжения. Установленные аппараты релейной защиты удовлетворяют требованиям чувствительности.

Приложение Б Протокол расчетов, выполненных с помощью программы GTCURR

Кафедра Электрических станций МЭИ, программа GTCURR

Расчет для данных из файла work.tkz при $S_{б} = 1000$ МВА

Номер эл-та	Обозначение элемента	Исходные параметры элемента	Расчетные параметры R, о.е. X, о.е. E, о.е.		
1	Генератор 1	P _{ном} = 200. МВт X" = .190 о.е. T _a = .576 с COS(FI) = .85	.0045	.808	1.112
2	Генератор 2	P _{ном} = 100. МВт X" = .192 о.е. T _a = .400 с COS(FI) = .80	.0122	1.536	1.126
3	Генератор 3	P _{ном} = 100. МВт X" = .192 о.е. T _a = .400 с COS(FI) = .80	.0122	1.536	1.126
4	Трансформ. 2	S _{ном} = 125. МВА U _к = 10.5 % P _{кз} = 400. кВт	.0256	.840	
5	Трансформ. 3	S _{ном} = 125. МВА U _к = 10.5 % P _{кз} = 400. кВт	.0256	.840	
6	Автотранс. 4	S _{ном} = 125. МВА U _{вс} = 11.0 % U _{вн} = 45.0 % U _{сн} = 28.0 % P _{вс} = 315. кВт P _{вн} = 235. кВт P _{сн} = 230. кВт	.0032	.772	
7	Автотранс. 5	S _{ном} = 125. МВА U _{вс} = 11.0 % U _{вн} = 45.0 % U _{сн} = 28.0 % P _{вс} = 315. кВт P _{вн} = 235. кВт P _{сн} = 230. кВт	.0032	.772	
8	Трансформ. 1	S _{ном} = 250. МВА U _к = 11.0 % P _{кз} = 600. кВт	.0096	.440	
9	Линия 1	l = 180.0 км X = .429 Ом/км R = .0980 Ом/км U _{ср.ном} = 230.0 кВ Число цепей 1.	.3335	1.460	
10	Линия 2	l = 180.0 км X = .429 Ом/км R = .0980 Ом/км U _{ср.ном} = 230.0 кВ Число цепей 1.	.3335	1.460	
11	Система 1	S _{ном} = 2700. МВА X _с = 1.000 о.е. Kуд = 1.740	.0355	.370	1.000

КЗ 1 в узле со средним номинальным напряжением 15.8 кВ

Элем.	R экв, ое	X экв, ое	T а, с	I по, кА	i уд, кА
1				50.5	142.
8				34.9	88.7
КЗ	.140E-01	.429	.976E-01	85.3	230.

Токи в ветвях

Элем.	Уср. ном.	T а, с	I по, кА	I уд, кА
1	15.8	.576	50.5	142.
2	15.8	.189	7.97	22.0
3	15.8	.189	7.97	22.0
11	15.8	.217E-01	19.1	44.0

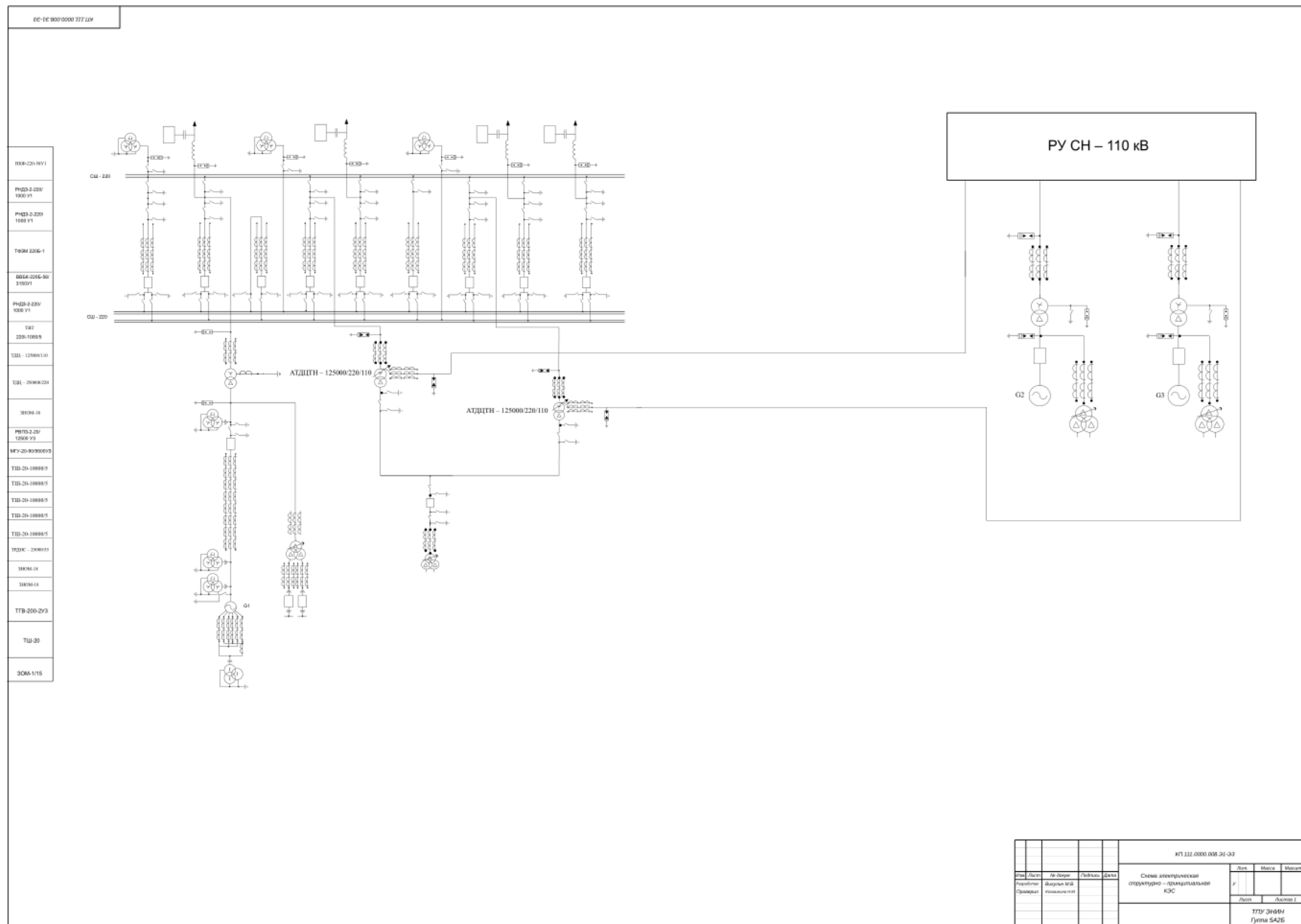
КЗ 2 в узле со средним номинальным напряжением 230.0 кВ

Элем.	R экв, ое	X экв, ое	T а, с	I по, кА	i уд, кА
6				.868	2.41
7				.868	2.41
8				2.24	6.22
9				1.12	2.48
10				1.12	2.48
КЗ	.296E-01	.404	.434E-01	6.20	15.7

Токи в ветвях

Элем.	Уср. ном.	T а, с	I по, кА	I уд, кА
1	230.	.282	2.24	6.22
2	230.	.250	.868	2.41
3	230.	.250	.868	2.41
11	230.	.173E-01	2.24	4.95

ПРИЛОЖЕНИЕ В Главная схема электрических соединений электростанции



ПРИЛОЖЕНИЕ Г Структурная схема защиты блока генератор-трансформатор мощностью 200 кВт

