

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«Российский государственный профессионально-педагогический университет»

**РАССЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ КОНДЕНСАЦИОННОЙ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ МОЩНОСТЬЮ 2400МВт**

Выпускная квалификационная работа бакалавра
по направлению подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение
(по отраслям)
профилю подготовки «Энергетика»
специализации «Энергохозяйство предприятий, организаций, учреждений и
энергосберегающие технологии»

Идентификационный код ВКР: 544

Екатеринбург 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный профессионально-педагогический университет»
Институт инженерно-педагогического образования
Кафедра энергетики и транспорта

К ЗАЩИТЕ ДОПУСКАЮ:
Заведующая кафедрой ЭТ
_____ А.О. Прокубовская
« ____ » _____ 2018 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ КОНДЕНСАЦИОННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ МОЩНОСТЬЮ 2400МВт

Исполнитель:
студент группы ЗЭС-404С _____ А.В. Андреева

Руководитель:
ст. преподаватель кафедры ЭТ _____ Ю.А. Юксеев

Нормоконтролер:
ст. преподаватель кафедры ЭТ _____ Т.В. Лискова

Екатеринбург 2018

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работы выполнена на 48 страницах, содержит 9 рисунков, 15 таблиц, 23 формулы, 23 источника литературы, 4 приложения на 12 страницах.

Ключевые слова: КОНДЕНСАЦИОННАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ, ТРАНСФОРМАТОР, ГЕНЕРАТОР, АВТОТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ, ОТКРЫТОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО.

Андреева А. В. Расчет электрической части конденсационной электростанции мощностью 2400МВт: выпускная квалификационная работа / А. В. Андреева; Рос. гос. проф.-пед. ун-т, Ин-т инж.-пед. образования, Каф. Энергетики и транспорта. – Екатеринбург, 2018. – 48с.

Краткая характеристика содержания ВКР:

1. Тема выпускной квалификационной работы «Расчет электрической части конденсационной электростанции мощностью 2400МВт».

2. Цель работы: разработать и рассчитать электрическую часть электростанции типа КЭС – конденсационная с установленной мощностью 2400 МВт.

3. В ходе выполнения выпускной квалификационной работы выбрано основное оборудование. Произведено технико-экономическое сравнение вариантов схем проектируемой электростанции. Выбрана схема собственных нужд, включая секции 0,4кВ. Рассчитаны токи короткого замыкания. Выбраны электрические аппараты токоведущих частей для всех цепей. Рассчитаны технико-экономические показатели проектируемой КЭС-2400МВт.

4. Показатели КЭС сравнивают с показателями действующей станции, в результате, выясняется, что проектируемую КЭС строить экономически целесообразно. Цели и задачи, поставленные в выпускной квалификационной работе, выполнены. Разработанный проект выполнен с учетом действующих норм и правил и соответствует им.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ	9
1.1 Выбор генераторов	9
1.2 Выбор и обоснование двух вариантов структурных схем проектируемой электростанции.....	11
1.3 Выбор блочных трансформаторов	11
1.4 Выбор трансформаторов собственных нужд (ТСН и РТСН)	12
1.5 Выбор автотрансформаторов связи	12
1.6 Техничко-экономическое сравнение вариантов схем проектируемой электростанции.....	14
1.7 Выбор главной схемы собственных нужд, включая секции 0,4 кВ и резервных трансформаторов собственных нужд.....	16
1.8 Расчет токов короткого замыкания	17
1.9 Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей для заданных цепей. Выбор токоведущих частей по участкам.....	24
1.10 Выбор выключателей и разъединителей для генератора	27
1.11 Выбор измерительных трансформаторов.....	28
1.12 Выбор электрических аппаратов по номинальным параметрам для цепей высокого и среднего напряжения	31
1.13 Выбор типов релейных защит и автоматики для всех элементов главной схемы	31
1.14 Описание конструкции открытого распределительного устройства	34
2 РАСЧЕТ ТЕХНИКО - ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.....	37
2.1 Расчет тарифа на электроэнергию, чистой прибыли, рентабельности	37
2.2 Расчет точки безубыточности.....	38

2.3 Сравнение показателей проектируемой КЭС с действующими	38
3 МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫБОРУ СПОСОБА СИНХРОНИЗАЦИИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	43
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	45
ПРИЛОЖЕНИЕ А – Расчетная схема проектируемой конденсационной электростанции мощностью 2400МВт 1 и 2 вариант	
ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Главная упрощенная схема конденсационной электростанции мощностью 2400МВт 1 и 2 вариант	
ПРИЛОЖЕНИЕ В – Главная электрическая схема КЭС 2400МВт	
ПРИЛОЖЕНИЕ Г – План и разрез ячеек ОРУ 330/500кВ	
ПРИЛОЖЕНИЕ Д – Безопасность и экологичность проектируемой электростанции	

ВВЕДЕНИЕ

Конденсационные электростанции (КЭС) исторически получили наименование государственных районных электрических станций (ГРЭС). Они проектируются с агрегатами мощностью 100, 150, 200, 300, 500, 800, 1200 МВт, имеющими номинальные напряжения генераторов 10,5-24 кВ. Основными агрегатами, используемыми на большинстве сооружаемых и проектируемых ГРЭС, являются серийно изготавливаемые агрегаты 300, 500 и 800 МВт.

При проектировании электрических схем ГРЭС учитывается, что они всю вырабатываемую электроэнергию, за исключением потребления электроэнергии на собственные нужды, выдают в сети повышенных напряжений. На долю ГРЭС приходится приблизительно три четверти всей вырабатываемой энергии на ТЭС (всего доля ТЭС – 70%, АЭС – 10%, ГЭС – 20%).

На новейших ГРЭС устанавливают экономичные паротурбинные агрегаты. Тепловые станции с агрегатами столь большой мощности по техническим и экономическим соображениям выполняют из ряда автономных частей – блоков. Каждый блок состоит из парогенератора, турбины, электрического генератора и повышающего трансформатора. Поперечные связи между блоками в тепломеханической части отсутствуют. При промежуточном перегреве пара они усложнили бы систему коммуникаций в системе регулирования турбин, надежность станции снизилась бы.

ГРЭС обычно сооружают вблизи мест добычи низкокалорийного топлива, транспортировка которого на значительные расстояния нецелесообразна. Вырабатываемая электроэнергия передается к местам потребления по линиям электропередачи. Ряд мощных ГРЭС используют природный газ, который транспортируется по газопроводам на значительные расстояния. Важнейшим условием, определяющим место строительства ГРЭС, является наличие источника водоснабжения. КПД ГРЭС с учетом расхода на собственные нужды не превышает 0,32-0,4. ГРЭС недостаточно маневренна. Это означает, что подготовка к пуску, синхронизация и набор нагрузки требует значительного

времени от трех до шести часов. Поэтому для турбоагрегатов предпочтительным является режим работы с достаточно равномерной нагрузкой, изменяющейся в пределах от технического минимума до номинальной мощности.

Главным направлением НТП в теплоэнергетике является применение газотурбинных и парогазовых установок.

Главная электрическая схема – схема электрических и трансформаторных соединений для полного состава электрооборудования станции с указаниями всех основных параметров. [ГОСТ 24291-83].

Главная электрическая схема в значительной мере определяет основные качества электрической части станции, а также в определенной степени и качество электростанции в целом; надежность, экономичность, ремонтпригодность, безопасность обслуживания, удобство эксплуатации, удобство размещения электрооборудования, возможность дальнейшего расширения.

Согласно поставленной в задании на выпускную квалификационную работу задаче, необходимо путем рассмотрения нескольких конкурентоспособных вариантов выбрать наиболее оптимальный. При ее проектировании учитываются ряд требований:

- обеспечение оптимального уровня токов короткого замыкания (КЗ);
- удовлетворение требованиям охраны окружающей среды;
- возможность использования современной РЗ и автоматики;
- экономичность передачи и распределения мощности;
- обеспечение и маневрирование резервами мощности системы в экономных пределах;
- надежная выдача мощности и питание местных узлов нагрузки и многие другие критерии.

Процесс разработки главной электрической схемы можно разделить на следующие основные этапы: выбор схемы присоединения электростанции к энергосистеме; выбор структурной схемы; выбор целесообразного способа

ограничения токов к.з.; выбор схем электрических соединений РУ на всех основных напряжениях; расчет токов к. з. и выбор электрических аппаратов.

Данная КЭС имеет три генератора типа ТВВ мощностью 800 МВт каждый. Связь с энергосистемой осуществляется по четырем линиям на напряжение 500 кВ, протяженностью 190км, потребитель снабжается электроэнергией на напряжение 330 кВ, так же по четырем линиям, суммарная мощность равняется 1000МВт, $\cos\varphi=0,91$. Мощность системы 7700 МВА, $X_c=0,13$. Район сооружения электростанции по заданию – Центр.

В настоящее время промышленность развивается и все больше нуждается в тепловой и электрической энергии. Строятся новые жилые массивы и производственные комплексы, что предопределяет ввод в эксплуатацию все новых и более мощных электростанций. Широкое использование электроэнергии объясняется возможностью выработки ее в больших количествах при наиболее выгодных условиях (близость к топливным месторождениям и источникам) и передачи на значительные расстояния с приемлемо малыми потерями. Поэтому необходимо проектировать и строить новые мощные электростанции, оснащенные современным оборудованием, средствами измерения и автоматического управления теплоэнергетическим процессом [23].

Объектом исследования является конденсационная электростанция.

Предметом исследования является электрическая часть конденсационной электростанции.

Цель: разработать и рассчитать электрическую часть электростанции типа КЭС – конденсационная с установленной мощностью 2400 МВт.

Задачи:

- проанализировать литературу, посвященную электрической части станции и потребителей;
- выбрать основное оборудование;
- произвести технико-экономическое сравнение вариантов схем проектируемой электростанции;

- выбрать схему собственных нужд, включая секции напряжением 0,4кВ;
- рассчитать токи короткого замыкания;
- выбрать электрические аппараты токоведущих частей для всех цепей;
- рассчитать технико-экономические показатели проектируемой конденсационной электростанции мощностью 2400МВт.

1. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РАСЧЕТ ТОКОВ КРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

1.1 Выбор генераторов

В соответствии с заданием по числу и мощности генераторов на проектируемой КЭС выбираются три генератора типа ТВВ-800, технические данные которых сведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические данные генераторов

Тип генератора	Номинальная мощность		Номинальное напряжение кВ	Ном. ток, кА	cos φ	Сверхперех. индукт. сопрот. x_d'' , х	Охлаждение обмоток		Система возбужд.
	Полная МВ·А	Активная МВт					Статора	Ротора	
ТВВ-800	889	800	24	21,4	0,9	0,219	НВ	НВР	ТН, БЩ

где НВР – охлаждение непосредственно водородом;

НВ – непосредственно водой;

ТН – тиристорное, независимое с возбудителем переменного тока;

БЩ – бесщеточное возбуждение. [20]

Рассчитываем мощность генератора в комплексной форме:

$$S = P + jQ \quad (1)$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (2)$$

где S – полная мощность потребителя в режиме максимальных нагрузок, МВ·А;

P – активная мощность, 500МВт;

Q – реактивная мощность, МВар;

cos φ – коэффициент нагрузки.

Мощность генератора ТВВ-800 в комплексной форме:

$$S = 800 + 387,71 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$Q_G = \sqrt{889^2 - 800^2} = 387,71 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выражаем в комплексной форме нагрузку на шинах среднего напряжения 330 кВ [3]:

$$P_{сн} = P_{общ} = 1000 \text{ МВт},$$

$$S_{CH} = \frac{P_{CH}}{\cos \varphi}, \quad (3)$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности, отн. ед.

$$S_{CH} = \frac{1000}{0,91} = 1098,9 \text{ МВА.}$$

Рассчитываем нагрузку на шинах 330 кВ в максимальном режиме:

$$P = 1000 \text{ МВт}; \cos \varphi = 0,91;$$

$$S_{330} = 1098,9 \text{ МВА};$$

$$Q_{330} = \sqrt{1098,9^2 - 1000^2} = 455,61 \text{ МВАр},$$

$$S_{330} = 1000 + j455,61 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

Рассчитываем нагрузку на шинах 330 кВ в минимальном режиме:

$$S_{\min} = 0,7 \cdot S_{\max} = 0,7 \cdot (1000 + j455,61) \text{ МВ}\cdot\text{А},$$

$$S_{\min} = 700 + j318,93 = 769,23 \text{ МВ}\cdot\text{А}$$

где 0,7 – коэффициент, учитываемый снижение нагрузки в минимальном режиме.

Расчетная схема проектируемой КЭС показана на рисунке 1.

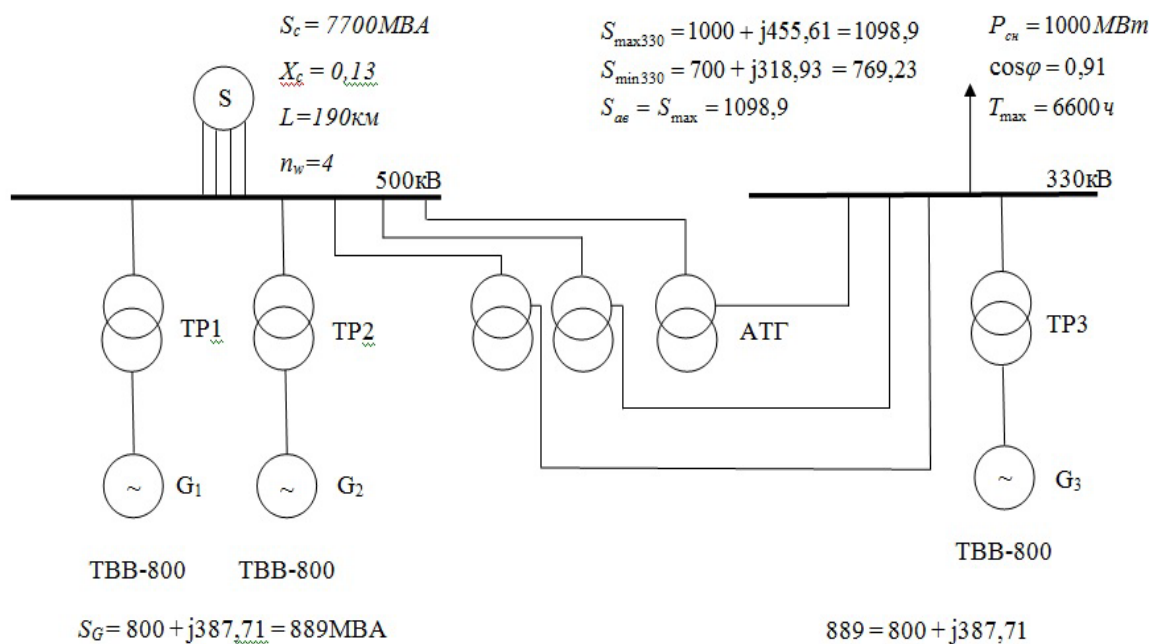


Рисунок 1 – Расчетная схема проектируемой конденсационной электростанции

1.2 Выбор и обоснование двух вариантов структурных схем проектируемой электростанции

Намеченные варианты главной электрической схемы КЭС отличается количеством блоков на шинах 500 и 330 кВ:

В первом варианте на шинах 500 кВ работает два блока мощностью 800 МВт и на шинах 330 кВ один блок 800 МВт (приложение А рисунок А.1).

Во втором варианте на шинах 500 кВ работает один блок мощностью 800 МВт, а на шинах 330 кВ два блока по 800 МВт (приложение А рисунок А.2).

Сборные шины высокого напряжения 500 кВ выполняются по схеме две рабочие системы шин с тремя выключателями на два присоединения (полуторная), сборные шины среднего напряжения 330 кВ выполняются по схеме две рабочие системы шин с обходной.

1.3 Выбор блочных трансформаторов

Так как проектируемая конденсационная электростанция строится вдали от потребителя и передача осуществляется на высоком напряжении (500 кВ) и среднем напряжении (330 кВ), то генераторы работают в блоках с повышающими трансформаторами на шины этих напряжений.

Блочные трансформаторы выбираются по полной мощности генератора, по генераторному напряжению и напряжению с блочных шин, к которым подключается блоки.

Выбираем трансформатор на шинах напряжением 500 кВ типа – трансформаторы ТНЦ – 1000/525/24, и ТНЦ – 1000/347/24 [14]

Произведем проверку:

$$S_{\text{тр}} \geq S_G \quad 1000 \text{ МВА} > 889 \text{ МВА} \quad 347 \text{ МВА} > 330 \text{ МВА}$$

$$U_{\text{ннтр}} \geq U_{\text{номГ}} \quad 24 \text{ кВ} = 24 \text{ кВ} \quad 24 \text{ кВ} = 24 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{внтр}} \geq U_{\text{вн}} \quad 525 \text{ кВ} > 500 \text{ кВ} \quad 347 \text{ кВ} > 330 \text{ кВ}$$

1.4 Выбор трансформаторов собственных нужд и пускорезервного трансформатора собственных нужд

Так как на генераторном напряжении есть выключатель, то мощность резервного трансформатора равна мощности рабочего трансформатора собственных нужд (далее ТСН) блока 800 МВт и включается в низкую обмотку автотрансформатора связи.

На блочной станции рабочие ТСН включены отпайкой от генератора и выбираются по мощности генератора с учетом коэффициента расхода электроэнергии на собственные нужды (СН), по генераторному напряжению и напряжению секции СН (6 кВ) по формуле (4) [14]:

$$S_{CH} = \frac{K_{CH\%}}{100\%} \cdot P_Q \cdot K_{CT}, \quad (4)$$

где $K_{CH\%}$ – коэффициент расхода электроэнергии на СН %;

$K_{CT\%}$ – коэффициент спроса %;

$$S_{CH \text{ ТВВ-800}} = \frac{8\%}{100\%} \cdot 800 \cdot 0,9 = 57,6 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$P_{CH \text{ ТВВ-800}} = 57,6 \cdot 0,9 = 51,84 \text{ МВА},$$

$$S_{CH \text{ ТВВ-800}} = P_{CH} + jQ_{CH} = 51,84 + j25 = 57,6 \text{ МВА}.$$

Допускается 1% перегрузка трансформатора собственных нужд.

Ближайший стандартный трансформатор – ТРДНС – 63/24/6,3-6,3.

1.5 Выбор автотрансформаторов связи (АТ)

Выбор АТ производится по мощности перетоков для двух намеченных вариантов главной электрической схемы конденсационной электростанции. Намеченные варианты отличаются количеством блоков на шинах 330 и 500 кВ. Перетоки мощности рассчитываются для трех режимов: максимального, минимального и аварийного. [25]

$$S_{AT} = \sqrt{(n_Q \cdot P_Q - P_{нагр})^2 + (n_Q \cdot Q_Q - Q_{нагр})^2}, \quad (5)$$

где P_Q – активная мощность генератора;
 Q_Q – реактивная мощность генератора.

Вариант 1

Максимальный режим:

$$S_{AT \max 330} = \sqrt{(1 \cdot 800 - 1000)^2 + (1 \cdot 387,71 - 455,61)^2} = \\ = \sqrt{(-200)^2 + (-67,9)^2} = 211,21 \text{ МВА.}$$

Знак «минус» в скобках говорит о том, что мощность направлена с шин ВН 500 кВ к шинам СН 330 кВ.

Минимальный режим:

$$S_{AT \min 330} = \sqrt{(1 \cdot 800 - 700)^2 + (1 \cdot 387,71 - 318,93)^2} = \\ = \sqrt{100^2 + 68,78^2} = 121,37 \text{ МВА.}$$

Аварийный режим. Отключен на время ремонта или действием автоматики блок, присоединенный к шинам 330 кВ:

$$S_{ав AT} = S_{330 \max} = 1000 + j455,61 = 1098,9 \text{ МВА.}$$

Мощность передается с шин 330 кВ на шины 500 кВ.

Определяем мощность автотрансформатора связи по наиболее тяжелому режиму:

$$S_{AT} \geq \frac{S_{AT \text{ наибольшее}}}{(n-1) \cdot K_{ав}} = \frac{1098,9}{(3-1) \cdot 1,4} = 392,46 \text{ МВА.}$$

Выбираем три группы однофазных автотрансформаторов типа АОДЦТН-3×167/500/330/24.

Вариант 2

Максимальный режим:

$$S_{AT \max} = \sqrt{(2 \cdot 800 - 1000)^2 + (2 \cdot 387,71 - 455,61)^2} = \\ = \sqrt{(600)^2 + (319,81)^2} = 679,9 \text{ МВА.}$$

Минимальный режим:

$$S_{AT \min} = \sqrt{(2 \cdot 800 - 700)^2 + (2 \cdot 387,71 - 318,93)^2} = \\ = \sqrt{900^2 + 456,49^2} = 1009,15 \text{ МВА.}$$

Аварийный режим. Отключен на время ремонта или действием автоматики один блок, присоединенный к шинам 330 кВ:

$$S_{AT \text{ ав}} = \sqrt{(1 \cdot 800 - 1000)^2 + (1 \cdot 387,71 - 455,61)^2} = \\ = \sqrt{(-200)^2 + (-67,9)^2} = 211,21 \text{ МВА.}$$

Самый тяжелый режим в данном варианте будет режим минимальных нагрузок. Определяем мощность автотрансформатора связи по наиболее тяжелому режиму:

$$S_{AT} \geq \frac{S_{AT \text{ наибольшее}}}{(n-1) \cdot K_{ав}} = \frac{1009,15}{(3-1) \cdot 1,4} = 360,41 \text{ МВА.}$$

Выбираем три группы однофазных автотрансформаторов типа АОДЦТН-3×167/500/330/24, данные сведем в таблицу 2.

Таблица 2 – Сводная таблица трансформаторов

Тип трансформатора	S _{ном} МВ·А	Номинальное напряжение кВ			Потери, кВт		U _к , %			I _х , %
					P _{xx}	ΔP _к	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
		ВН	СН	НН						
ТНЦ-1000/525/24	267	500	230	20	570	1800	11,5	37	23	0,25
ТНЦ – 1000/347/24	1000	347	-	24	480	2200	-	11,5	-	0,4
3×АОДЦТН - 167/500/330/24	167	500/√3	300/√3	10,5 38,5	61	300 81 86	9,5	67	61	0,2
ТРДНС – 63/24/6,3-6,3	63	24	-	6,3-6,3	50	250	-	12,7	-	0,45

1.6 Технико-экономическое сравнение вариантов схем проектируемой электростанции

Капитальные затраты зависят от количества присоединений.

1 вариант: количество присоединений (приложение Б рисунок Б.1)

$$N_{\text{пр.500}} = 4W + 3AT + 2Бл. = 9,$$

$$N_{\text{пр.330}} = 4W + 3AT + 1Бл. = 8.$$

2 вариант: количество присоединений (приложение Б рисунок Б.2)

$$N_{\text{пр.500}} = 4W + 3AT + 1\text{Бл.} = 8,$$

$$N_{\text{пр.330}} = 4W + 3AT + 2\text{Бл.} = 9.$$

В распределительных устройствах 330-750кВ применяется схема с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи.

Технико-экономическое сравнение вариантов заключается в сравнении приведенных затрат двух вариантов, которые находятся по формуле (6) [13]:

$$Z = P_n \cdot K + I, \quad (6)$$

где $P_n = 0,12$ – нормативный коэффициент экономической эффективности;

K – капиталовложение, тыс.руб;

I – годовые эксплуатационные издержки, тыс.руб.:

$$I = \left(\frac{P_a + P_o}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W \cdot 10^{-5} \cdot k_{\text{инф}} \right), \quad (7)$$

где $P_a = 6,4\%$; $P_o = 2\%$ - коэффициенты отчисления на амортизацию и обслуживание [18];

β - стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии, $\beta = 1,15$ коп/ кВт·ч;

ΔW – потери электроэнергии кВт·ч, которые состоят из потерь отличающихся блочных трансформаторах и АТ связи [17, с. 401];

$k_{\text{инф}}$ - коэффициент инфляции, который вводится по причине отсутствия современных данных о стоимости оборудования, в результате чего используются устаревшие данные $K_{\text{инф}}=30$.

При подсчете K учитываются отличающиеся элементы в схемах (Приложение Б рисунок Б.1 и Б.2). Капитальные затраты приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Капитальные затраты

Оборудование	Стоимость ед. тыс.руб.	Варианты			
		Первый		Второй	
		Количество ед. шт.	Общая стоимость тыс.руб.	Количество ед. шт.	Общая стоимость тыс.руб.
1	2	3	4	5	6
Блочный трансформатор: ТНЦ-1000/525/24	1150	(2)1	1150	(1) -	-

Окончание таблицы 6

1	2	3	4	5	6
Блочный трансформатор: ТНЦ-1000/347/24	820	(1) -	-	2(1)	820
АТ связи: АОДЦТН-3×167/500/330/	800	(3)-	-	(3) -	-
Ячейки ОРУ 330кВ	170	(4) -	-	$(4\frac{2}{3}) -$	113
Ячейки ОРУ 500кВ	280	$(4\frac{2}{3})\frac{2}{3}$	187	(4) -	-
Итого:			1337		933
Итого вместе с к _{инф} :			40110		27990

Общие потери энергии рассчитываются по формуле (8):

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ол}} + \Delta W_{\text{АТ}}, \quad (8)$$

где ΔW – потери электроэнергии кВт·ч, которые составляют потери в блочных и автотрансформаторах связи [17].

1.7 Выбор главной схемы собственных нужд, включая секции 0,4кВ и резервных трансформаторов собственных нужд

Рабочие трансформаторы собственных нужд (далее с.н.) присоединяются отпайкой от энергоблока. Каждая секция или секции попарно присоединяются к рабочему трансформатору собственных нужд.

Резервное питание секций с.н. осуществляется от резервных магистралей, связанных с пускорезервным трансформатором с.н. Резервные магистрали на увеличение гибкости и надежности секционируются выключателями через каждые два-три энергоблока.

Трансформаторы устанавливаются в центрах нагрузки: в котельном, турбинном отделениях, на топливном складе, в объединенном вспомогательном корпусе, на открытых распределительных устройствах в компрессорной.

Число резервных трансформаторов с.н. на блочных КЭС при наличии генераторных выключателей и при числе блоков три и более применяется два

резервных трансформаторов с.н, включаемые в нижнюю обмотку автотрансформатора связи.

Мощность каждого резервного трансформатора с.н. на блочных электростанциях с генераторными выключателями должна обеспечить замену рабочего трансформатора одного рабочего энергоблока и одновременный пуск или аварийную остановку второго энергоблока.

Если точный перечень потребителей с.н. в таком режиме неизвестен, то мощность резервного трансформатора с.н. выбирается на ступень больше, чем рабочего.

Для обеспечения надежности питания пускорезервного трансформатора собственных нужд (ПРТСН) выбираем мощности равным или чуть больше чем самого большого трансформатора с.н.

Трансформатор собственных нужд: ТРДНС – 63/24 значит, ПРТСН выбираем тоже ТРДНС - 63/24/6,3-6,3, для обеспечения надёжности.

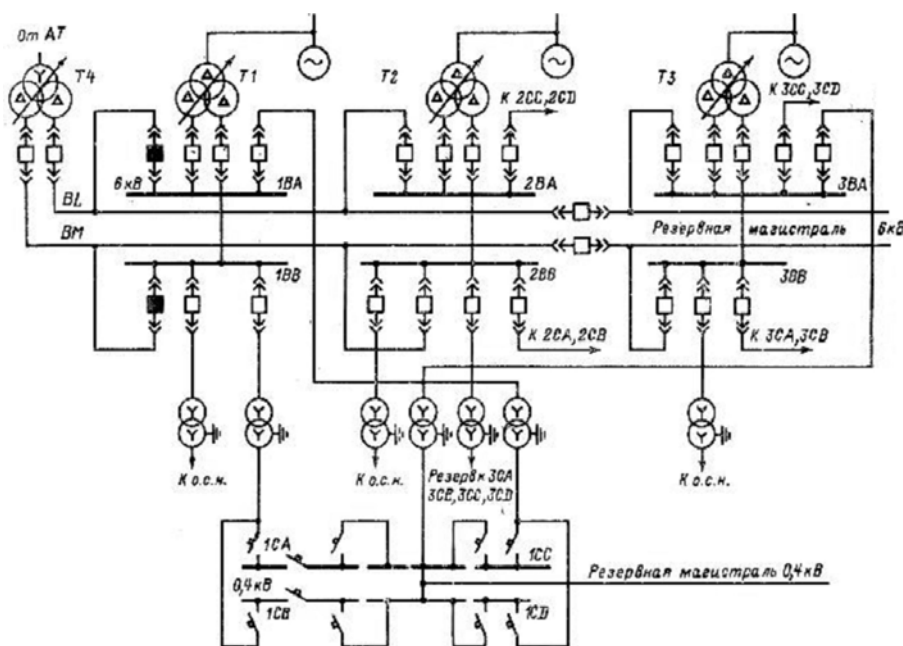


Рисунок 2 – Схема собственных нужд КЭС

1.8 Расчет токов короткого замыкания

Все электрические аппараты и токоведущие части электростанции должны быть выбраны таким образом, чтобы исключить разрушение их при прохождении по ним наибольшего трехфазного тока короткого замыкания (КЗ). В связи с этим

возникает необходимость расчета составляющих тока КЗ. Расчет производится в следующем порядке:

- для рассматриваемой энергосистемы составляется расчетная схема;
- по расчетной схеме составляется электрическая схема замещения;
- путем постепенного преобразования приводим схему замещения к наиболее простому виду так, чтобы каждый источник питания или группа источников, характеризующиеся определенным значением результирующей ЭДС $E''_{рез}$, были связаны с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением $X_{рез}$;
- зная результирующую ЭДС источника и результирующее сопротивление, по закону Ома определяют начальное значение периодической составляющей тока КЗ $I_{п,0}$, затем ударный ток и при необходимости периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ для данного момента времени t [17].

Предварительно выбирают выключатели: на 500 кВ – 550PM40-40 ($t_{с.в.}=0,025$ с.); на 330кВ ВГУ-330П-40/3150 У1 ($t_{с.в.}=0,028$ с); на 24 кВ – КАГ – 24-30 ($t_{с.в.}=0,15$ с.) [13].

Ниже подробно рассматриваются этапы выполнения расчетов КЗ.

Рассчитаем параметры электрической схемы замещения (рисунок 3).

Определяем сопротивление энергосистемы:

$$X_c = X_1 = \frac{X_s'' \cdot S_{баз}}{S_{ном}} = \frac{0,219 \cdot 1000}{7700} = 0,028, \quad [9]$$

где X_s'' – относительное сопротивление энергосистемы (по заданию);

$S_{б}$ – базовая мощность, МВ·А, принимается равным 1000 МВ·А;

$S_{ном}$ – номинальная мощность энергосистемы, МВ·А.

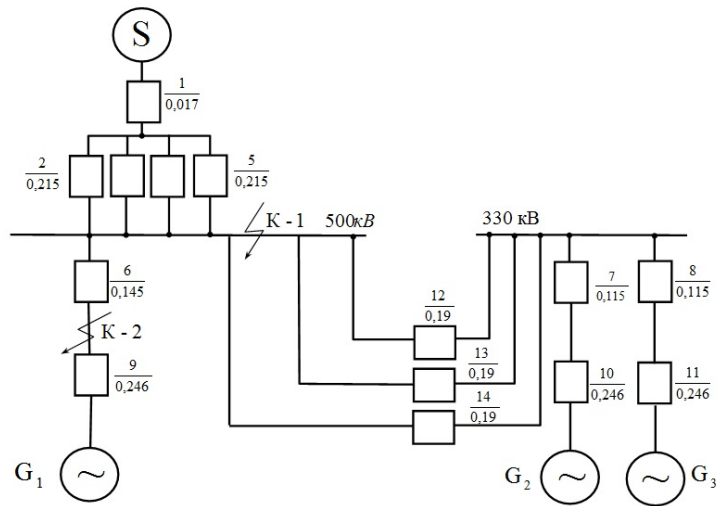


Рисунок 3 – Электрическая схема замещения КЭС-2400

Сопротивление системы [17]:

$$X_1 = X_s = X_c \cdot \frac{S_\delta}{S_{номс}} = 0,13 \cdot \frac{1000}{7700} = 0,017 \text{ Ом/км.}$$

Сопротивление линии:

$$X_{2-5} = \frac{X_{уд} \cdot l \cdot S_{баз}}{U_{ср}^2} = 0,3 \cdot 190 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,215 \text{ Ом/км,}$$

где $X_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;
 l – длина линии, км (по заданию);
 $U_{ср}$ – среднее напряжение, кВ [1].

Сопротивление блочных трансформаторов :

$$X_{тр} = \frac{X_T \% \cdot S_{баз}}{100 \cdot S_{номБЛ}} , \tag{10}$$

где $X_m \% = U_{кз} \%$ - напряжение короткого замыкания (Таблица 2);

$S_{ном бл}$ – номинальная мощность трансформатора (Таблица 2).

$$X_{бл.тр1} = X_6 = \frac{14,5 \cdot 1000}{100 \cdot 1000} = 0,145 \text{ Ом,}$$

$$X_{бл.тр} = X_{7-8} = \frac{11,5 \cdot 1000}{100 \cdot 1000} = 0,115 \text{ Ом.}$$

Сопротивление АТ связи:

$$X_{AT} = \frac{U_{к.вн-сн} \% \cdot S_{баз}}{100 \cdot S_{ном_{AT}}} \quad (11)$$

$$X_{AT} = X_{12-14} = \frac{9,5 \cdot 1000}{100 \cdot 501} = 0,19 \text{ Ом.}$$

Сопротивление X_n АТ связи не учитывается, так как в обмотке не подключен РТСН, который может подпитывать точку КЗ.

Сопротивление генератора:

$$X_G = \frac{X_d'' \cdot S_{баз}}{S_{ном_{Г}}}, \quad (12)$$

где X_d'' – сверхпереходное индуктивное сопротивление (таблица 1);

$S_{ном}$ – номинальная мощность генератора (таблица 1).

$$X_{G1-3} = X_{9-11} = \frac{0,219 \cdot 1000}{889} = 0,246 \text{ Ом.}$$

Сворачиваем схему замещения к точке К-1, как это показано на рисунке 4.

Сопротивление ветви энергосистемы:

$$X_{15} = X_1 + \frac{X_2}{4}, \quad (13)$$

$$X_{15} = 0,017 + \frac{0,215}{4} = 0,071 \text{ Ом.}$$

Сопротивление цепей генератора на высокой стороне:

$$X_{16} = \frac{X_6 + X_9}{n_G}, \quad (14)$$

$$X_{16} = \frac{0,145 + 0,246}{1} = 0,391 \text{ Ом.}$$

Сопротивление цепей генератора на средней стороне:

$$X_{18} = \frac{X_7 + X_{10}}{n_G}, \quad (15)$$

$$X_{18} = \frac{0,115 + 0,246}{2} = 0,238 \text{ Ом.}$$

Сопротивление АТ связи:

$$X_{17} = \frac{X_{12-14}}{3} = \frac{0,19}{3} = 0,063.$$

Эквивалентное сопротивление генераторов 1-3:

$$X_{G1-3} = \frac{X_{16} \cdot (X_{18} + X_{17})}{X_{16} + (X_{18} + X_{17})}, \quad (16)$$

$$X_{G1-3} = \frac{0,391 \cdot (0,238 + 0,063)}{0,391 + (0,238 + 0,063)} = \frac{0,118}{0,692} = 0,171 \text{ Ом.}$$

Преобразование схемы к точке К-1 приведено на рисунке 4.

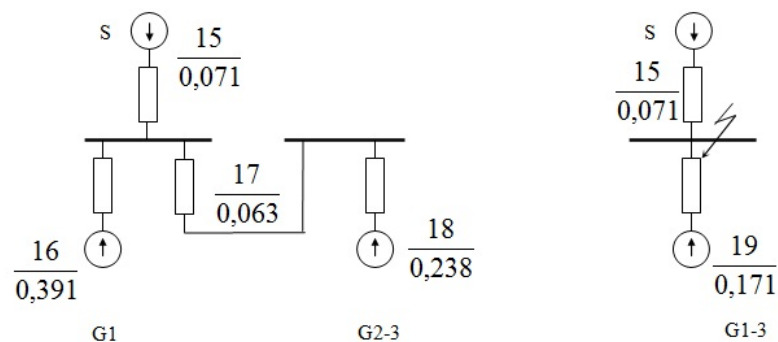


Рисунок 4 – Преобразование схемы к точке К-1

Составляющие токи короткого замыкания в точке К-1 приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Составляющие токи короткого замыкания в точке К-1

Формулы	Система S	
	Генераторы	
1	2	3
$X_{*рез}$	0,071	0,171
$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.к}}, \text{ кА}$	$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,12$	
E''_*	1	1,13
$I_{п,0} = \frac{E''_* \cdot I_6}{X_{*рез}}, \text{ кА}$	$I_{п,0} = \frac{1 \cdot 1,12}{0,071} = 15,78$	$I_{п,0} = \frac{1,13 \cdot 1,12}{0,171} = 7,4$
$I'_{ном} = \frac{\sum S_{ном. ветви}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.к}}, \text{ кА}$	$I'_{ном} = \frac{7700}{\sqrt{3} \cdot 515} = 8,63$	$I'_{ном} = \frac{3 \cdot 889}{\sqrt{3} \cdot 515} = 2,99$
$\frac{I_{п,0}}{I'_{ном}}$ - номер ветви	$\frac{15,78}{8,63} - 1,9$	$\frac{7,4}{2,99} - 2,48$

Продолжение таблицы 4

$\tau = 0,01 + t_{c,b}, c$	0,035	
$V_{n,\tau} = \frac{I_{n,\tau}}{I_{n,0}}$	$\gamma_{n,t} = 0,98$	$\gamma_{n,t} = 0,95$
$I_{n,\tau} = V_{n,\tau} \cdot I_{n,0}, kA$	$I_{n,t} = 0,98 \cdot 15,78 = 15,46$	$I_{n,t} = 0,95 \cdot 7,4 = 7,03$
k_y	1,85	1,97
T_a, c	0,06	0,33
$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot k_y, kA$	$i_y = \sqrt{2} \cdot 15,78 \cdot 1,85 = 41,29$	$i_y = \sqrt{2} \cdot 7,4 \cdot 1,97 = 20,62$
$e^{-\tau/T_a}$	0,87	0,9
$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}, kA$	$i_a = \sqrt{2} \cdot 15,78 \cdot 0,87 = 19,42$	$i_a = \sqrt{2} \cdot 7,4 \cdot 0,9 = 9,42$

Преобразование схемы замещения к точке К-2 (на генераторе) как показано на рисунке 4 и рассчитываем токи короткого замыкания.

Определим эквивалентное сопротивление системы и генератора:

$$X_{эkv} = \frac{1}{\frac{1}{X_{15}} + \frac{1}{X_{18}}}, \quad (18)$$

$$X_{эkv} = \frac{1}{\frac{1}{0,071} + \frac{1}{0,238}} = 0,055 \text{ Ом.}$$

Результирующее сопротивление схемы:

$$X_{рез} = X_{эkv} + X_6 = 0,055 + 0,145 = 0,2 \text{ Ом.}$$

Определим коэффициенты токораспределения:

$$\left. \begin{aligned} C_S &= \frac{X_{эkv}}{X_{15}} = \frac{0,055}{0,071} = 0,775 \\ C_{G2-3} &= \frac{X_{эkv}}{X_{18}} = \frac{0,055}{0,238} = 0,231 \end{aligned} \right\} 0,775 + 0,231 = 1,006.$$

Определим результирующее сопротивление системы:

$$X_{резS} = \frac{X_{рез}}{C_S} = \frac{0,2}{0,775} = 0,258.$$

Результирующее сопротивление генератора:

$$X_{резG2-3} = \frac{X_{рез}}{C_{G2-3}} = \frac{0,2}{0,231} = 0,866,$$

$$X_{резG1} = 0,246.$$

Преобразование схемы к точке К-2 представлено на рисунке 5.

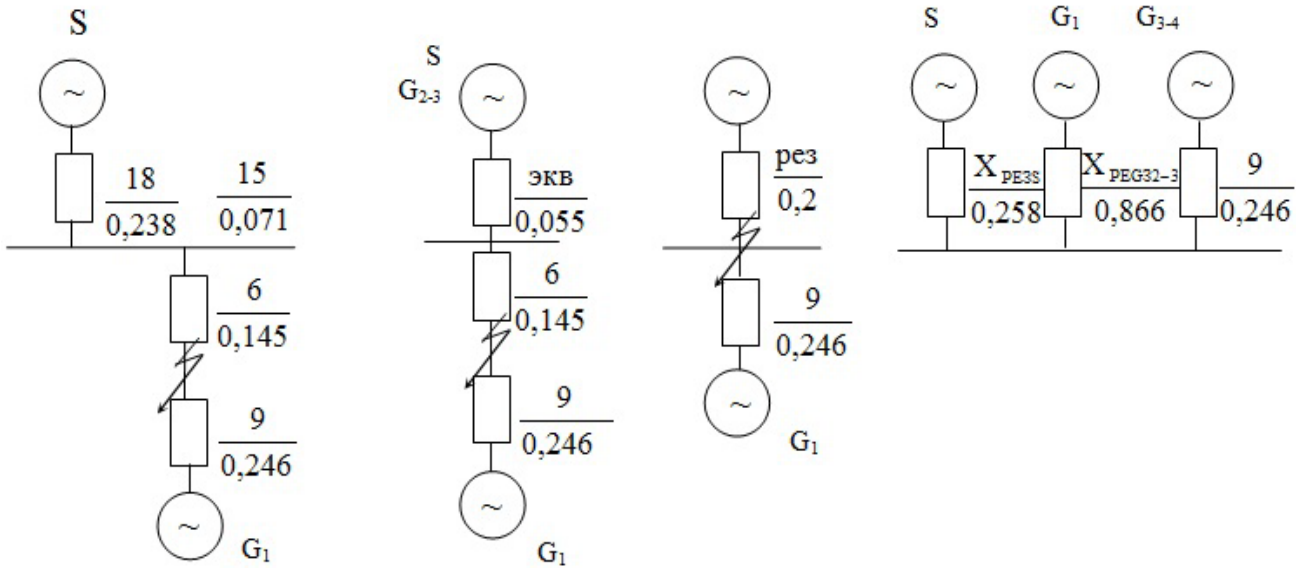


Рисунок 5 – Преобразование схемы к точке К-2

Составляющие токи короткого замыкания в точке К-2 приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Составляющие токи короткого замыкания в точке К-2

Формулы \ Источники	Система S	Генераторы	
		G _{2,3}	G ₁
1	2	3	4
$X_{*рез}$	0,258	0,866	0,246
$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.к}}, \text{ кА}$	$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 24,06 \text{ кА}$		
$I_{п,0} = \frac{E''_* \cdot I_6}{X_{*рез}}, \text{ кА}$	$\frac{1 \cdot 24,06}{0,258} = 95,35$	$\frac{1,13 \cdot 24,06}{0,866} = 31,395$	$\frac{1,13 \cdot 24,06}{0,246} = 110,519$
$I'_{НОМ} = \frac{\sum S_{НОМ.ветви}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.к}}, \text{ кА}$	$\frac{7700}{\sqrt{3} \cdot 24} = 185,23$	$\frac{2 \cdot 889}{\sqrt{3} \cdot 24} = 42,77$	$\frac{1 \cdot 889}{\sqrt{3} \cdot 24} = 21,39$
$\frac{I_{п,0}}{I'_{НОМ}}$ - номер кривой	$\frac{95,35}{185,23} = 0,52$	$\frac{31,395}{42,77} = 0,73$	$\frac{110,519}{21,39} = 5,17$
$\tau = 0,01 + t_{с,в}, \text{ с}$	0,01+0,05=0,06		
$Y_{п,т} = \frac{I_{п,т}}{I_{п,0}}$	0,99	0,99	0,85
$I_{п,т} = Y_{п,т} \cdot I_{п,0}, \text{ кА}$	$0,99 \cdot 95,35 = 94,397$	$0,99 \cdot 31,395 = 31,08$	$0,85 \cdot 110,519 = 93,94$
k_y	1,85	1,967	1,967
$T_a, \text{ с}$	0,06	0,3	0,3
$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y, \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 95,35 \cdot 1,85 = 249,46$	$\sqrt{2} \cdot 31,395 \cdot 1,967 = 87,33$	$\sqrt{2} \cdot 110,519 \cdot 1,967 = 307,44$
$e^{-\tau/T_a}$	0,38	0,81	0,81

1.9 Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей для заданных цепей. Выбор токоведущих частей по участкам

Выбор токоведущих частей по участкам приведен на рисунке 6.

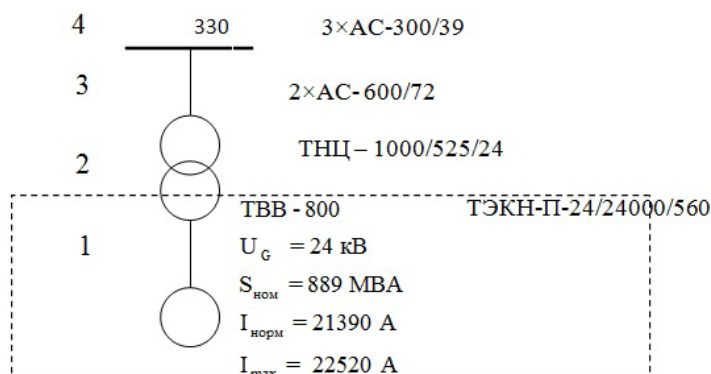


Рисунок 6 – Выбор токоведущих частей по участкам:

Примечание:

- 1 – от генератора до стенки машзала;
- 2 – от стенки машзала до блочного трансформатора;
- 3 – от блочного трансформатора до сборных шин;
- 4 – сборные шины.

I участок

Ток нормального режима генератора [3]:

$$I_{нормG} = \frac{S_{нормG}}{0,95 \cdot U_{номG}}, \quad (18)$$

$$I_{нормG} = \frac{889}{\sqrt{3} \cdot 24} = 21,39 \text{ кА} = 21390 \text{ А}.$$

Наибольший ток послеаварийного и ремонтного режима:

$$I_{maxG} = \frac{I_{нормG}}{0,95}, \quad (19)$$

$$I_{maxG} = \frac{21,39}{0,95} = 22,51 \text{ кА} = 22510 \text{ А}.$$

Выбираем токопровод ТЭКН-П-24/24000/560 для нашего генератора.

При к.з. на выводах генератора по его цепи потечет ток от всех источников, за вычетом собственных токов генератора. [3]

При к.з. на сборных шинах генераторного напряжения по цепи потечет только ток генератора. Расчетные токи в цепи генератора показаны на рисунке 7.

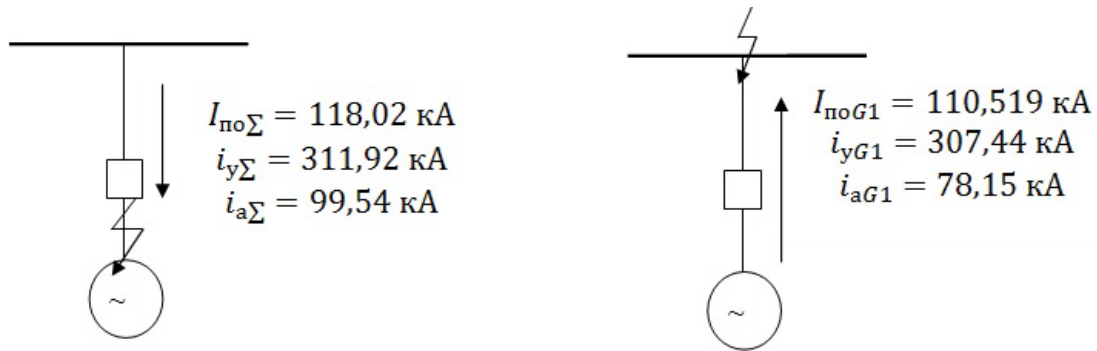


Рисунок 7 – Расчетные токи в цепи генератора

Участок 2

Выбираем сечение по экономической плотности тока, при $j_{\text{ЭК}} = 1 \text{ А/мм}^2$:

$$q_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{21390}{1} = 21390 \text{ мм}^2.$$

Принимаем два несущих провода АС-600/72, тогда сечение алюминиевых проводов:

$$q_A = q_{\text{ЭК}} - q_{\text{АС}} = 21390 - 2 \times 600 = 20190 \text{ мм}^2.$$

Число проводов А-600:

$$n = \frac{20190}{600} = 33,65,$$

принимаем токопровод 2АС-600/72+34А-600.

Так как число проводов очень большое, следовательно, пучок будет очень большим, поэтому данный трансформатор целесообразно установить у стены машзала.

Участок 3

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном}G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{св}}} = \frac{889}{\sqrt{3} \cdot 500} = 1,027 \text{ кА} = 1027 \text{ А}.$$

Выбираем сечение по экономической плотности тока [3]:

$$q_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (20)$$

где $j_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока, А/мм²:

$$q_{\text{ЭК}} = \frac{1,027}{1} = 1,027 \text{ мм}^2.$$

К установке принимаем провод 2×АС- 600/72.

Проверка по допустимому току [7]:

$$I_{\text{дон}} = n \cdot I_{\text{дон AC330}} = 2 \cdot 1050 = 2100 \text{ A},$$

$$I_{\text{дон}} > I_{\text{max}} \quad 2100 \text{ A} > 1027 \text{ A}.$$

Проверка на схлестывание:

$$f = \frac{1,5 \cdot I_{\text{но}}^2}{D} \cdot 10^{-7}, \quad (21)$$

где f – усилие от протекания тока к.з., н/м;

D – расстояние между фазами, м;

$$f = \frac{1,5 \cdot (14,359 + 5,91)^2}{7} \cdot 10^{-7} = 8,8 \text{ н/м}.$$

Сила тяжести 1 метра токопровода [3]:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot n \cdot m, \quad (22)$$

где m – масса одного метра токопровода, кг:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 2 \cdot 1,63 = 35,14 \text{ Н/м}.$$

Определяем отношение [7]:

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}}, \quad (23)$$

где h – максимальная расчетная стрела провеса провода в каждом пролете при максимальной расчетной температуре, м [3].

$$t_{\text{эк}} = 0,05 + t_3 = 0,05 + 0,01 = 0,06 \text{ с},$$

$$\frac{\sqrt{2,5}}{0,06} = 26,35.$$

Зная значение $\frac{f}{g} = \frac{8,8}{35,14} = 0,25$; $\sqrt{h}/t_{\text{эк}} = 26,35$, определяем $b/h = 0,085$,

отклонение провода в этом случае будет $b = 0,085 \cdot 2,5 = 0,213 \text{ м}$.

Найденное значение в сравнении с максимально допустимым:

$$b_{\text{дон}} = \frac{D-d-a_{\text{дон}}}{2}, \quad (24)$$

где d – диаметр токопровода, м;

$a_{\text{дон}}$ – наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами в момент их наибольшего сближения, м.

$$b_{\text{дон}} = \frac{7-0,40-2}{2} = 2,3 \text{ м}.$$

Схлестывание не произойдет, т.к. $b_{\text{дон}} > b$.

Проверка по условиям коронирования и на схлестывание проводов не производим, т.к. провод данного сечения взяли из ПУЭ.

Участок 4

Токоведущие части сборных шин выполняются проводами АС, т.к. сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, принимается сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения, в данном случае блока генератор-трансформатор [3].

$$I_{ном} = \frac{S_{номГ}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} = \frac{889}{\sqrt{3} \cdot 500} = 1,027 \text{ кА} = 1027 \text{ А.} \quad (25)$$

Блочный трансформатор не может быть нагружен больше чем мощность генератора, поэтому выбираем провод АС- 600/72.

Проверка на термическое действие тока к.з. не производится, потому что шины выполняют голыми проводами на открытом воздухе.

1.10 Выбор выключателей и разъединителей для генератора

Каталожные и расчетные данные для ОРУ-500 кВ приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Каталожные и расчетные данные для ОРУ-500 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	550РМ40-40	РНДЗ-500/3200
$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1027 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{ном} = 3200 \text{ А}$
$I_{пт} = 22,49 \text{ кА}$	$I_{отк.ном.} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{ат} = 25,2 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 31,82 \text{ кА}$	-
$I_{по} = 23,18 \text{ кА}$	$I_{тер} = 40 \text{ кА}$	$I_{тер} = 63 \text{ кА}$
$i_y = 62,91 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 160 \text{ кА}$
$B_H = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a)$ $= 23,18^2 \cdot (0,04 + 0,14)$ $= 96,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 63^2 \cdot 2$ $= 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 22,49 + 25,2$ $= 57,006 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном.} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right)$ $= \sqrt{2} \cdot 40$ $\cdot \left(1 + \frac{45}{100}\right)$ $= 28,81 \text{ кА}$	-

Разъединитель выбран с большим номинальным током т.к. на 2000 кА не проходил по значениям ударного тока. Каталожные и расчетные данные для генератора ТВВ-800 МВт, 24 кВ представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Каталожные и расчетные данные для генератора ТВВ-800 МВт, 24 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
	КАГ-24/3000
$U_{уст} = 24 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 24 \text{ кВ}$
$I_{max} = 22510 \text{ А}$	$I_{ном} = 30000 \text{ А}$
$I_{пт} = 93,94 \text{ кА}$	$I_{отк.ном.} = 30 \text{ кА}$
$i_{ат} = 126,6 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 360 \text{ кА}$
$I_{по} = 110,519 \text{ кА}$	$I_{выкл} = 310 \text{ кА}$
$i_y = 307,44 \text{ кА}$	$I_{дин} = 410 \text{ кА}$
$B_H = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a)$ $= 110,519^2 \cdot (0,04 + 0,14)$ $= 2198,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-
$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 93,91 + 126,6$ $= 259,41 \text{ кА}$	-

$I_{выкл} > I_{но}$, следовательно выключатель проходит.

1.11 Выбор измерительных трансформаторов

Выбор трансформатора тока

Участок от выводов генератора до стенки машзала выполнен комплектным токопроводом ТЭКН-П-24/240000/560, то выбираем трансформатор тока встроенный в токопровод – ТШВ-24/30000/5. Сравнительные данные трансформаторов тока приведены в таблицах 8 и 9.

Таблица 8 – Сравнительная таблица трансформаторов тока

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 24 \text{ кВ}$	$U = 24 \text{ кВ}$
$I_{max} = 22520 \text{ А}$	$I_{ном} = 30000 \text{ А}$
$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 110,519^2 \cdot 0,18$ $= 2198,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 129560 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 1,02 \text{ Ом}$	$z_2 = 4 \text{ Ом}$

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		А	В	С
Амперметр в каждой фазе	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	СА3-4680	2,5	-	2,5
Амперметр регистрирующий	Н-344	-	10	-
Ваттметр регистрирующий	Н-348	10	-	10
Датчик активной мощности	Е-829	1	1	1
Датчик реактивной мощности	Е-830	1	1	1
Итого		16	12,5	16

Из таблицы видно что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С [3].

Общее сопротивление приборов [3]

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} = \frac{16}{5^2} = 0,64 \text{ Ом.} \quad (26)$$

Допустимое сопротивление приборов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 4 - 0,64 - 0,1 = 3,26 \text{ Ом.}$$

Для генератора 800 МВт применяется кабель с медными жилами, ориентировочная длина 40 метров трансформаторы тока соединены в звезду поэтому $L_{\text{расч}} = L$, тогда сечение [3].

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{3,26} = 0,22 \text{ мм}^2. \quad (27)$$

Стандартное значение 2,5 мм². Кабель РКВГ-2,5 мм², так как сечение выбираем больше, $r_{\text{пр}}$ уменьшится [3]:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом,}$$

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,64 + 0,28 + 0,1 = 1,02 \text{ Ом.}$$

Выбор трансформатора напряжения

В цепи комплектного токопровода установлен трансформатор напряжения типа ЗНОМ - 24. Проверим его по вторичной нагрузке (таблица 10).

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток, шт	cos φ	sin φ	Число приборов, шт	Общее потребление мощности	
							P, Вт	Q, МВар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Датчик активной мощности	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивной мощности	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Счетчик активной энергии	И-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Ваттметр регистрирующий	Н-344	10	2	1	0	1	20	-
Вольтметр регистрирующий	Н-348	10	1	1	0	1	10	-
Частотомер	Э-372	3	1	1	0	2	6	-
Итого							68	9,7

Вторичная нагрузка. [3]:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{68^2 + 9,7^2} = 68,68 \text{ ВА.}$$

Выбранный трансформатор имеет номинальную мощность 75 ВА, в классе точности 0,5 необходимом для присоединения счетчиков. Трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

1.12 Выбор электрических аппаратов по номинальным параметрам для цепей высокого и среднего напряжения

Согласно [18] в цепи комплектного токопровода ТЭКН-П-24/24000/560 установлены:

- встроенные трансформаторы тока типа ТШВ-24-30000/5;
- трансформаторы напряжения типа ЗНОМ – 24.[17]

Блочный трансформатор имеет: со стороны ВН разрядник типа РВЭ-25М и по два встроенных трансформатора тока в каждую фазу типа ТВТ-500-2000/1; разрядник типа РВМГ-500 и по два встроенных трансформатора тока в каждую фазу типа ТВТ-500-3000/1.

На напряжение 6кВ применяются выключатель ВР-6-40/2000 и трансформатор тока ТШЛК-10-Р/0,5-3000/5.

В цепи отходящих линий 330 кВ и 500 кВ для создания высокочастотного канала связи, а так же для защиты оборудования от высокочастотных перенапряжений применяются заградительные катушки типа ВЗ и конденсаторы типа СМР.

Гибкая ошиновка крепится к порталам на гирляндах, собранных из изоляторов натяжного типа. Количество изоляторов в гирляндах выбирается по напряжению: на 500 кВ – 25 изоляторов типа ПС-12А в одной гирлянде, на 330 кВ – 17 изоляторов типа ПС-12А в одной гирлянде.

Для крепления гибкой ошиновки на ОРУ 500 применяются опорные изоляторы типа ШО-500.[17]

1.13 Выбор типов релейных защит и автоматики (РЗ и А) для всех элементов главной схемы

На блоках генератор трансформатор (ГТ) установлены следующие виды защит:

- 1) дифференциальная защита трансформаторов;
- 2) дифференциальная защита ошиновки;
- 3) междуфазная токовая защита ошиновки;
- 4) земляная защита трансформатора в нулевом проводе с выдержкой времени;
- 5) автоматика пуска обдува трансформатора;
- 6) дифференциальная защита генератора;
- 7) междуфазная защита генератора с пуском по напряжению;
- 8) сигнализация реле перегрузки по току обратной последовательности (I_2);
- 9) междуфазная защита I_2 с интегральным органом;
- 10) отсечка токов обратной последовательности с контролем напряжения нулевой последовательности;

- 11) междуфазная защита I_2 с выдержкой времени;
- 12) защита от перегрузки с выдержкой времени;
- 13) защита от повышения генераторного напряжения на холостом ходу;
- 14) междуфазная защита трансформатора с выдержкой времени;
- 15) земляная защита генератора от трансформатора напряжения (ТН), от нулевого провода;
- 16) защита трансформатора от составляющей нулевой последовательности;
- 17) защита ротора по напряжению;
- 18) газовая защита трансформатора;
- 19) защита от обратной мощности.

На трансформаторах собственных нужд и резервных трансформаторах собственных нужд установлены:

- 1) дифференциальная защита;
- 2) междуфазная защита с блокировкой по напряжению;
- 3) защита с контролем по напряжению обратной последовательности и выдержкой времени со стороны высокого напряжения;
- 4) газовое реле регулятора под нагрузкой (РПН);
- 5) защита от перегрузки;
- 6) токовая защита РПН.

На автотрансформаторах установлены:

- 1) защита по току обратной последовательности;
- 2) защита, направленная от I_2 ;
- 3) междуфазная защита с блокировкой по напряжению и выдержкой времени средней обмотки;
- 4) земляная направленная защита с выдержкой времени на высокой и средней обмотках;
- 5) защита от перегрузки с выдержкой времени сторон высокого и среднего напряжения;
- 6) защита от перегрузки нейтралей;
- 7) дифференциальная защита;

- 8) земляная защита на сигнал;
- 9) дифференциальная защита ошиновки в нуле.

На сборных шинах установлены:

- 1) дифференциальная защита;
- 2) токовая защита.

На выключателях установлены:

- 1) токовая отсечка;
- 2) защита от перегрузки;
- 3) максимальная токовая защита (МТЗ);
- 4) земляная защита с выдержкой времени;
- 5) автомат повторного включения (АПВ).

На воздушных линиях установлены:

- 1) токовая отсечка;
- 2) земляная защита;
- 3) междуфазная защита;
- 4) дифференциальная защита;
- 5) дистанционная защита.

В соответствии с ПУЭ трансформаторы 500 кВ независимо от их мощности, а также 220–330 кВ мощностью 200 МВ·А и более должны оборудоваться стационарными автоматическими установками пожаротушения. [7]

Виды автоматики:

АВР – автоматическое включение резерва;

АЧР – автоматическая частотная разгрузка;

АРВ – автоматическое регулирование возбуждения;

УРОВ – устройство резервного отключения выключателя.

1.14 Описание конструкции открытого распределительного устройства

Распределительным устройством (РУ) называется электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а так же устройства защиты, автоматики и измерительные приборы.

Открытым распределительным устройством (ОРУ) называется РУ, все или основные оборудования которого расположено на открытом воздухе.

ОРУ 330 кВ выполняется по схеме полуторная (две системы шин с тремя выключателями на две цепи) и применяется компоновка с трехрядной установкой выключателей.

В таком ОРУ необходимо сооружение дороги вдоль каждого ряда выключателей, что увеличивает длину ячейки (154,7м). Расстояние, между фазами выключателей 330 кВ принимается 7,5 - 8 м для того, чтобы автокран мог подъехать к любой фазе во время монтажа или ремонта.

При ремонтно-монтажных работах высшая точка крана может находиться на высоте 16м. Учитывая, что минимальное расстояние от крана до проводов, находящихся под напряжением, принимается равным 4м, а стрела провеса проводов – 3м, высота опор ОРУ принята 23м.

ОРУ 500кВ по такой же компоновке имеет длину ячейки 249,4м, а шаг ячейки 28м. С целью уменьшения размеров ОРУ 500кВ возможно применение компоновки с шахматным расположением выключателей в два ряда. Принимаем высоту ступеней под оборудованием 4м, это обеспечит возможность проезда ремонтно-монтажных механизмов и подготовку их к работе без снятия напряжения на соседних цепях.

Конструкция ОРУ 500кВ предусматривает двухрядное расположение выключателей и применение подвесных разъединителей.

На шинах 500кВ установлено 2 генератора ТВВ-800. Шины выполнены проводами АС-300/39. Выбраны выключатели типа КАГ-24/30000 и элегазовый выключатель типа 550PM-40-40, а так же разъединитель РНДЗ 500/3200. Кабели и воздухопроводы проложены в лотках из железобетонных плит, которые служат

одновременно пешеходными дорожками. Кабельные каналы и наземные лотки должны быть закрыты несгораемыми плитами, а места выхода кабелей из кабельных каналов и переходы между кабельными отсеками должны быть уплотнены несгораемыми плитами.

Ошиновка ОРУ выполняется гибким сталеалюминевым проводом.

Электрооборудование ОРУ всех видов и напряжений по номинальным данным должно удовлетворять условиям работы, как при номинальных режимах, так и при коротких замыканиях, перенапряжениях и перегрузках

Класс изоляции электрооборудования должен соответствовать номинальному напряжению сети, а устройства защиты от перенапряжений – уровню изоляции электрооборудования.

Между деревьями и токоведущими частями ОРУ должны быть расстояния, для исключения возможности перекрытия.

Туннели, подвалы, каналы должны содержаться в чистоте, а дренажные устройства обеспечивать беспрепятственный отвод воды.

Маслоприемники, гравийные подсыпки, дренажи и маслоотводы должны поддерживаться в исправном состоянии.

Для наложения заземления в ОРУ должны, как правило, применяться стандартные заземляющие ножи.

Рукоятки приводов заземляющих ножей должны быть окрашены в красные цвет, а заземляющие ножи в черный.

На оборудование ОРУ должны быть выполнены надписи, указывающие назначение присоединений и их диспетчерское наименование.

В ОРУ должны находиться переносные заземления, средства по оказанию первой помощи пострадавшим от несчастных случаев, защитные и противопожарные средства.

Осмотр ОРУ без отключения от сети должен быть организован на объектах с постоянным дежурством персонала: не реже одного раза в сутки; в темное время суток для выявления разрядов, коронирования – не реже одного раза в шесть месяцев. При неблагоприятной погоде (сильный туман, мокрый снег,

гололед и т.п.) или усиленном загрязнении должны быть организованы дополнительные осмотры.

Средний ремонт оборудования ОРУ должен производиться: элегазовых выключателей – 1 раз в 3-4 года; аппаратов и компрессоров – после исчерпания ресурса. Текущий ремонт – должен проводиться по мере необходимости.

2 РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.

В данном разделе был произведен экономический расчет показателей:

- капитальные вложения в строительство КЭС;
- энергетические показатели работы станции;
- проектная себестоимость электроэнергии, отпущенной с шин КЭС;
- калькуляция себестоимости электроэнергии, отпущенной с шин КЭС

Результаты расчетов занесены в таблицу 11.

Таблица 11– Калькуляция себестоимости электроэнергии отпущенной с шин КЭС

Наименование статей калькуляции	Годовые Издержки (тыс.руб)	Затраты на 1кВт·ч	Структура себестоимости
Топливо на технологические нужды	8180,20829	53,75	77,7099
Вода на технологические нужды	465,25	3,057	4,42
Основная заработная плата производственных рабочих	139,76	0,92	1,33
Дополнительная заработная плата производственных рабочих	12,578	0,34	0,1195
Отчисления на социальное страхование производственных рабочих	52,0996	0,083	0,495
Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	1254,68	8,24	11,92
Цеховые расходы	100,37	0,66	0,95
Пусковые расходы	106,65	0,7	1,013
Общестанционные расходы	214,97	1,4	2,042
Итого:	10526,596	69,16	100%

2.1 Расчет тарифа на электроэнергию, чистой прибыли, рентабельности

Рентабельность по издержкам производства показывает, сколько копеек чистой прибыли получит электростанция с каждого рубля, затраченного на производство электроэнергии, величина рентабельности гарантирует электростанции расширенное воспроизводство, то есть величина чистой прибыли позволяет осуществлять модернизацию, техническое перевооружение электростанции, а так же электрическая энергия доступна всем потребителям.

2.2 Расчет точки безубыточности

Расчет точки безубыточности [11].

$$T/B = h_{уст} \cdot \frac{T/B\%}{100\%} = 6600 \cdot \frac{25,64}{100} = 1692,36 \text{ часов.}$$

График точки безубыточности приведен на рисунке 8.

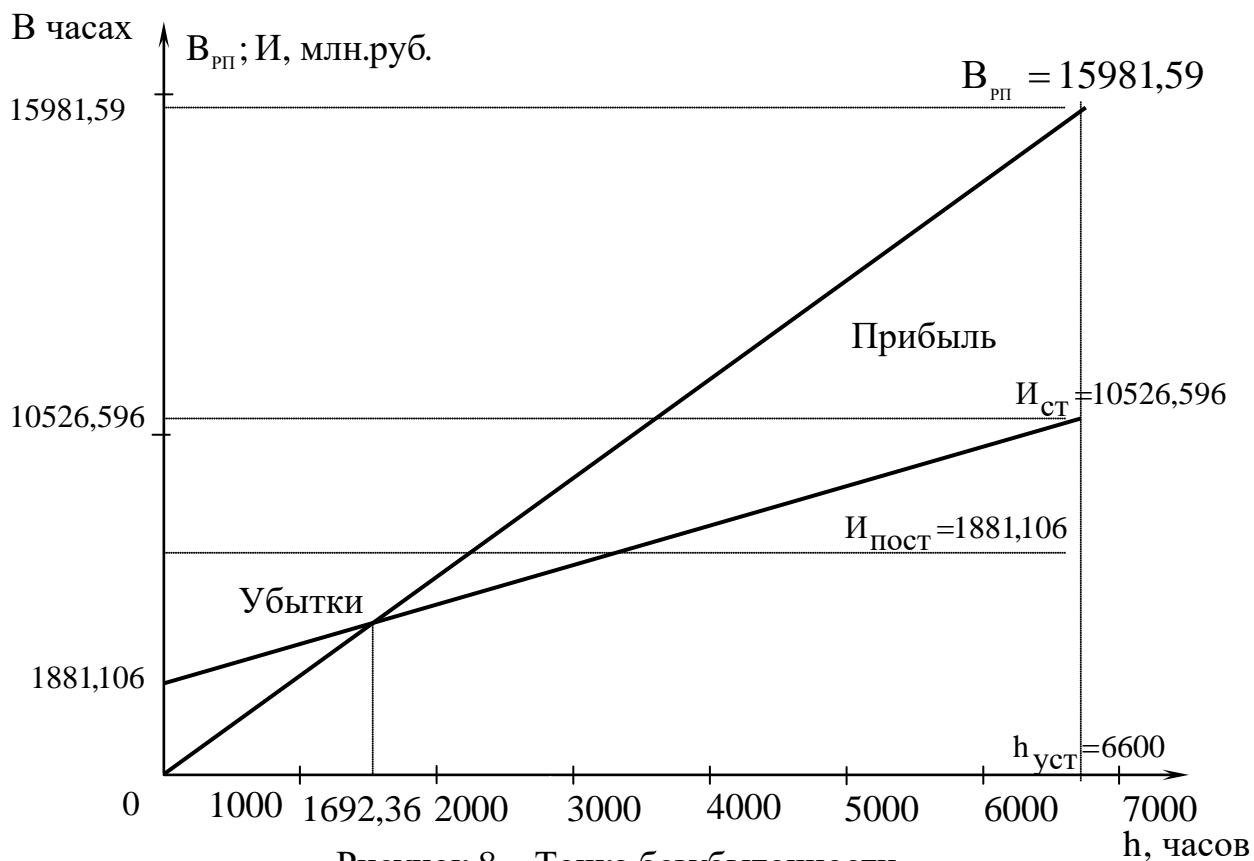


Рисунок 8 – Точка безубыточности

2.3 Сравнение технико-экономических показателей проектируемой КЭС с действующими и выводы по результатам сравнения.

Технико-экономические показатели представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Сводная таблица технико-экономических показателей

Наименование показателя	Условное обозначение	Величина
1	2	3
Установленная мощность станции, МВт	N_y	2400
Число часов использования установленной мощности, час	h_y	6600
Годовая выработка электроэнергии, МВт·ч	W_b	15840000
Годовой отпуск электроэнергии, МВт·ч	$W_{отп}$	23076400
Удельный расход электроэнергии на собственные нужды, %	$K_{сн}$	3,91

Окончание таблицы 12

1	2	3
Капиталовложение в строительство станции, млн. руб.	$K_{ст}$	27854
Удельные капиталовложения, млн.руб/МВт	$K_{уд}$	11,606
Удельный расход условного топлива на отпущенный МВт·ч, г.у.т/КВт·ч	$B_{отп}^3$	331,47
КПД по отпуску электроэнергии, %	$\eta_{отп}^3$	37,12
Удельная численность эксплуатационного персонала, чел./МВт	$n_{экс}$	0,252
Удельная численность промышленного персонала, чел/МВт	$n_{пп}$	0,75
Себестоимость отпущенной электроэнергии, коп/кВт·ч	$S_{отп}^3$	69,16
Тариф на W, коп/кВт·ч	$T_э$	105
Выручка от реализации W, млн.руб.	$B_{рп}$	15981,59
Прибыль от реализации W, млн.руб.	$P_{рп}$	4050,74
Чистая прибыль, млн.руб	ЧП	2659,42
Рентабельность продукции, %	$R_{ип}$	25,26
Точка безубыточности, час		1692,36
Цена 1 тонны условного топлива, руб/тут	$Ц_{тут}$	1621,31

Основным обобщающим показателем для сравнения экономичности КЭС являются удельные приведенные затраты на отпуск электроэнергии [11]:

$$Z_{пр} = S_{отп} + E_n \cdot \frac{K_{уд} \cdot 10^5}{h_y}, \frac{коп.}{кВт \cdot ч}$$

где E_n - нормативный коэффициент эффективности, принимается 0,12 .

Сравнение по основным показателям проектируемой и действующей станциями представлено в виде таблицы 13.

Таблица 13 – Сравнение технико-экономических показателей

Технико-экономические показатели	Обозначение	Единица измерения	Показатели	
			Проектируемая станция	Действующая станция
Электрическая мощность	$N_э$	МВт	2400	2400
Удельные капиталовложения	$K_{уд}$	млн.руб/кВт	11,61	15,18
Себестоимость электроэнергии	$S_{отп}$	коп/кВт·ч	69,16	81,03
Число часов использования установленной мощности	h_y	ч/год	6600	6400
Удельные приведенные затраты	$Z_{пр}$	коп/кВт·ч	92,27	109,49

В результате сравнения показателей проектируемой и действующей станций было выяснено, что есть возможность строительства проектируемой КЭС, так как удельные приведенные затраты меньше гораздо меньше, чем действующей.

3. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫБОРУ СПОСОБА СИНХРОНИЗАЦИИ ГЕНЕРАТОРА С СЕТЬЮ

Условия точной синхронизации:

- обязательное равенство напряжения генератора и сети в пределах $\pm 5\%$ при ручной синхронизации; $\pm 10\%$, при автоматической в нормальных условиях и $\pm 20\%$ при аварийном включении в условиях эксплуатации;
- обязательное совпадение фаз напряжения генератора и сети;
- обязательное равенство частот в пределах $\pm 0,1\%$ (2-3 оборота стрелки синхроскопа в минуту в сторону «быстрее»).

Общие указания

Для того чтобы подключаемый генератор после включения не потреблял, а принимал на себя реактивную нагрузку, что важно во избежание дополнительных потерь напряжения в сети, напряжение подключаемого генератора в пределах допустимых расхождений должно превышать напряжение сети. Напряжение регулируется воздействием на реостат возбуждения возбудителя с пульта управления.

С целью обеспечения немедленного взятия первоначальной активной нагрузки, подключаемым генератором, частота вращения подключаемого генератора должна в допустимых пределах превышать синхронную частоту вращения в сети. Частота вращения регулируется воздействием на исполнительный механизм регулятора скорости с помощью ключа управления, расположенного на пульте управления.

Чтобы обеспечить точное совпадение по фазам напряжений подключаемого генератора и сети в момент замыкания контактов выключателя, на котором производится синхронизация, импульс на включение его ключом управления должен быть дан с некоторым опережением до подхода стрелки синхроскопа к нулю – в момент, учитывающий время действия привода и собственное время включения выключателя.

Независимо от того, предусмотрены ли на генераторе автоматические устройства синхронизации или допустима самосинхронизация, что к тому же

требует до применения ее проведения специальных опытов, первое включение генератора после монтажа производится методом точной ручной синхронизации. Для обеспечения всех перечисленных условий синхронизации в завершающей части пусковых испытаний производится проверка схемы синхронизации, в которую входят цепи синхронизации и синхронизационная колонка. Проверка производится на синхронном и несинхронном напряжении.

Проверка на синхронном напряжении

Для этого освобождается одна из двух систем шин генераторного напряжения, например $A2$ (рисунок 9). Генератор включается на выделенную систему через разъединители QS , $QS2$ и выключатель $Q1$.

При возбуждении генератора G и включении $SACS$ на колонку поступает синхронное напряжение от генератора через трансформаторы напряжения $TV-G$, $TVII$ и вспомогательные контакты разъединителей $QSII$, $QS2$ и $QS3$. В этом случае вольтметры должны показывать одинаковое напряжение, соответствующее возбуждению генератора, частотомеры одинаковую частоту, соответствующую частоте вращения генератора, а стрелка синхроскопа должна устанавливаться на черте «синхронно».

Проверкой на синхронное напряжение убеждаются, что если при подаче на колонку напряжений от системы и от синхронизируемого генератора стрелка устанавливается на черту, то условие совпадения фаз, необходимое для синхронизации - удовлетворяется, и в этом случае возможно включение генератора на параллельную работу при соблюдении остальных условий.

Проверка на несинхронном напряжении

Для этого при отключенном выключателе $Q1$ подается на колонку напряжение $A2$ и от возбужденного генератора через разъединители $QS1$, $QSII$, $QS2$, $QS3$ и вспомогательные контакты разъединителей $QSII$, $QS2$, $QS3$.

Изменяя возбуждение генератора, убеждаются в соответствии вольтметров и частотомеров системе и синхронизируемому генератору, а изменяя частоту вращения турбины, убеждаются в правильности действия синхроскопа и подключения к нему цепей напряжения. При частоте вращения генератора,

отличной от синхронной, стрелка синхроскопа должна вращаться в направлении, соответствующем обозначенному по шкале ускорению или замедлению генератора с частотой, зависящей от того, насколько отличается частота вращения генератора и частота системы.

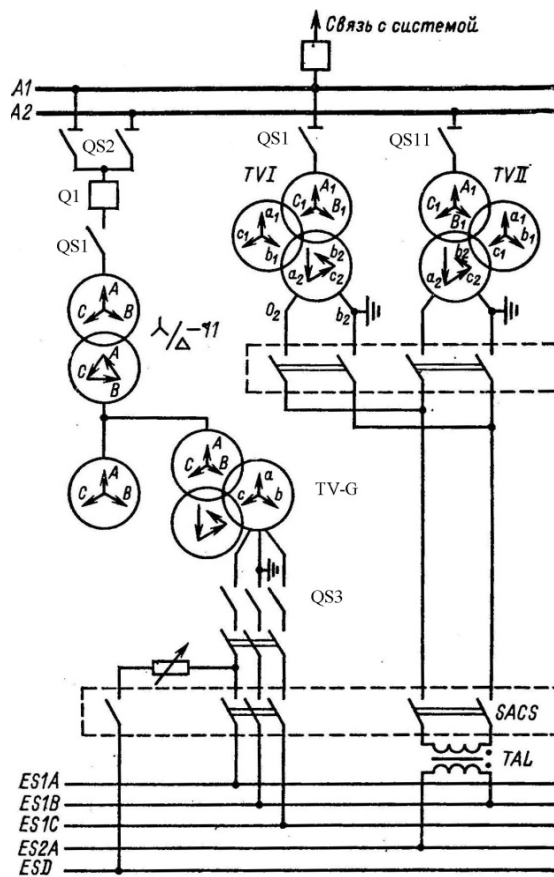


Рисунок 9 – Главная схема цепи синхронизации генератора

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Вашему вниманию была предоставлена выпускная квалификационная работа на тему “Расчет электрической части конденсационной электростанции мощностью 2400МВт”. Данная проектируемая станция имеет три турбогенератора: 3×800 МВт. Связь с системой осуществляется по четырем воздушным линиям на напряжении 500 кВ. Отпуск электроэнергии потребителю осуществляется по четырем воздушным линиям напряжением 330 кВ. Шины 500 и 330 кВ соединяются автотрансформаторами связи.

В соответствии с заданием по числу и мощности генераторов на проектируемой КЭС выбираются три турбогенератора типа ТВВ – 800. Далее намечают два варианта структурных схем проектируемой электростанции.

В первом варианте, на шинах высокого напряжения 500 кВ работает два генератора 800 МВт, два трансформатора ТНЦ – 1000/525/24, на шинах среднего напряжения 330кВ работает один генератора 800 МВт, один трансформатор ТНЦ - 1000/347/24, шины 500 и 330 кВ соединяются тремя автотрансформаторными группами 3×АОДЦТН-3×167/1000/500/330.

Во втором варианте на шинах высокого напряжения 500 кВ работает один генератор 800 МВт, и один трансформатор ТНЦ – 1000/525/24. На шинах среднего напряжения 330 кВ работает два генератора 800 МВт, один трансформатора ТНЦ – 1000/525/24, шины 500 и 330 кВ соединяются тремя автотрансформаторными группами 3×АОДЦТН-3×167/1000/500/330.

Намеченные варианты главной электрической схемы КЭС отличаются количеством блоков на шинах среднего и высокого напряжения.

Далее производится технико-экономическое сравнение двух вариантов схем, по итогам расчета составляется сводная таблица из нее видно, что первый вариант, экономичнее второго, а именно на 20,5%, поэтому к дальнейшему рассмотрению принят первый вариант.

В выпускной квалификационной работе рассчитаны токи короткого замыкания, так как электрические аппараты и токоведущие части электростанции

выбираются таким образом, чтобы исключить их разрушение в результате термического и динамического воздействия этих токов.

Выбор электрических аппаратов производится по расчётным данным, которые не должны превышать каталожные.

Все выбранные аппараты и токоведущие части изображены на схеме.

Также произведен выбор типов релейной защиты и автоматики.

В работе имеется краткое описание вопросов охраны труда и охраны окружающей среды, а именно:

- защита от действия электромагнитных полей под ЛЭП;
- очистка дымовых газов от сернистых веществ.

В заключение выпускной квалификационной работы был произведен расчет технико-экономических показателей КЭС. Себестоимость 1 кВт в час отпущенной энергии составляет 69,16 копеек. Показатели КЭС сравнивают с показателями действующей станции, в результате, выясняется, что проектируемую КЭС строить экономически целесообразно.

Таким образом, цели и задачи, поставленные в выпускной квалификационной работе, выполнены. Разработанный проект выполнен с учетом действующих норм и правил и соответствует им.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Текст]. Министерство Энергетики Российской Федерации. 2017
- 2 Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок [Текст]. - Москва : Энергоиздат, 2016.
- 3 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей [Текст]. - Москва : Энергоатомиздат, 2006.
- 4 Правила устройства электроустановок [Текст] / Мин-во топлива и энергетики Российской Федерации. - 6-е изд., перераб. и доп. с изм. - Москва : Главгосэнергонадзор России, 2006. - 608 с.
- 5 Акимова Н. А. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования [Текст] / Н. А. Акимова, Н. Ф. Котеленец, Н. И. Сентюрихин ; ред. Н. Ф. Котеленец. - 6-е изд., стер. - Москва : Академия, 2009. - 304 с. - (Среднее профессиональное образование).
- 6 Богатырев Л. Л. Релейная защита электроэнергетических систем [Текст] : учебное пособие / Л. Л. Богатырев. – Екатеринбург : ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2006.
- 7 Вавин В. Н. Релейная защита трансформатора [Текст] / В. Н. Вавин. - Москва : Энергоатомиздат, 2008. – 462 с.
- 8 Дуюнов А. В. Синхронные генераторы для автономных установок [Текст] / А. В. Дуюнов, С. И. Пижанков, С. Н. Левачков // Электрик. – 2004. – № 12. – Санкт-Петербург. 2-4.
- 9 Лapidус А. Электростанция - это просто [Текст] / А. Лapidус // Наука и жизнь. - 2010. - № 12. – Санкт-Петербург 96-102.
- 10 Макаров Е. Ф. Обслуживание и ремонт электрооборудования электростанций и сетей [Текст] / Е. Ф. Макаров. - Москва : ИРПО : Академия, 2007.- 448 с.

11 Мандрыкин С. А. Эксплуатация и ремонт электрооборудования электрических станций и сетей [Текст] / С. А. Мандрыкин, А. А. Филатов. - 2-е изд., перераб. и доп. - Москва : Энергоатомиздат, 2008. - 344 с.

12 Методические рекомендации по расчету среднегодовых затрат КЭС в курсовой работе и экономической части дипломного проекта [Текст] / сост. Н. В. Маркушина. – Заречный : УрТК, 2006.

13 Мусаэлян Э. С. Наладка и испытание электрооборудования электростанций и подстанций [Текст] / Э. С. Мусаэлян. - 3-е изд., перераб. и доп. - Москва : Энергоатомиздат, 2006. - 504 с.

14 Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст] / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Москва : Энергоатомиздат, 2006. – 456 с.

15 Ольховский Г. Г. Тепловая энергетика в начале XXI века [Текст] / Г. Г. Ольховский // Электрические станции. - 2011. - № 6. – Санкт-Петербург 3-12.

16 Осипов В. И. Охрана труда при эксплуатации и ремонте теплоэнергетических установок [Текст] / В. И. Осипов, А. А. Воронина. - Москва : Высшая школа, 1989. - 151 с.

17 Основные направления развития электроэнергетики России в период до 2020 г. [Текст] / В. Ф. Ситников, В. И. Чемоданов [и др.] // Электрические станции. - 2007. - № 5. – Санкт-Петербург 8-12.

18 Открытые распределительные устройства 330 кВ на унифицированных конструкциях [Текст]. Альбом 2. Институт «Энергосетьпроект», 2006.

19 Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций [Текст] / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. - 5-е изд., стер. - Москва : Академия, 2008. - 448 с. - (Среднее профессиональное образование).

20 Справочник по проектированию электроэнергетических систем [Текст] / под ред. С. С. Рокотяна, И. М. Шапиро. - 3-е изд., перераб. и доп. - Москва : Энергоатомиздат, 2007. - 352 с.

21 Электротехнический справочник. Т. 1, кн. 1 [Текст] / под ред. П. Г. Грудинского [и др.]. - Изд. 4-е, перераб. - Москва: Энергия, 2006. - 880 с.

22 Электротехнический справочник. Т. 2, кн. 1 [Текст] / под ред. П. Г. Грудинского [и др.]. - Из. 4-е, перераб. - Москва: Энергия, 2007. - 488 с.

23 Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. [Текст] / Л.А.Бессонов. - Из.12-е, исправленное и дополненное – Москва : Юрайт, 2016. – 702 с.

24 Вяткин Н.А. Экономика предприятий энергетического комплекса. [Текст] / Н.А.Вяткин., В.С. Самсонов — Москва: Высшая школа, 2002.-328с.

25 Конденсационная электростанция [Электронный ресурс] / Википедия – открытая энциклопедия. – Режим доступа: <http://ru.wikipedia.org/wiki/>. (Дата обращения 02.11.2017г.)

ПРИЛОЖЕНИЕ А

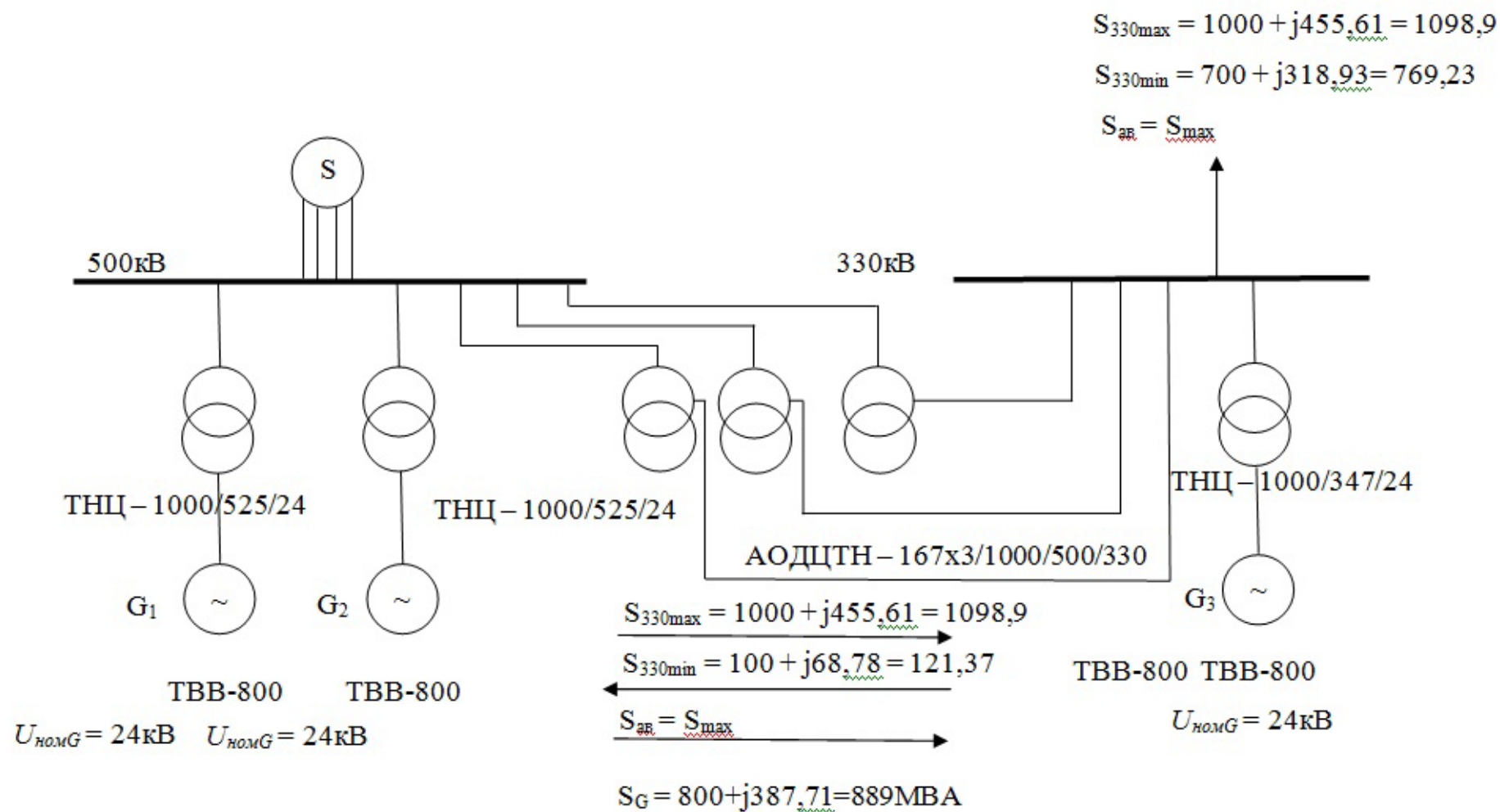


Рисунок А.1 – Расчетная схема проектируемой конденсационной электростанции мощностью 2400МВт. Вариант 1

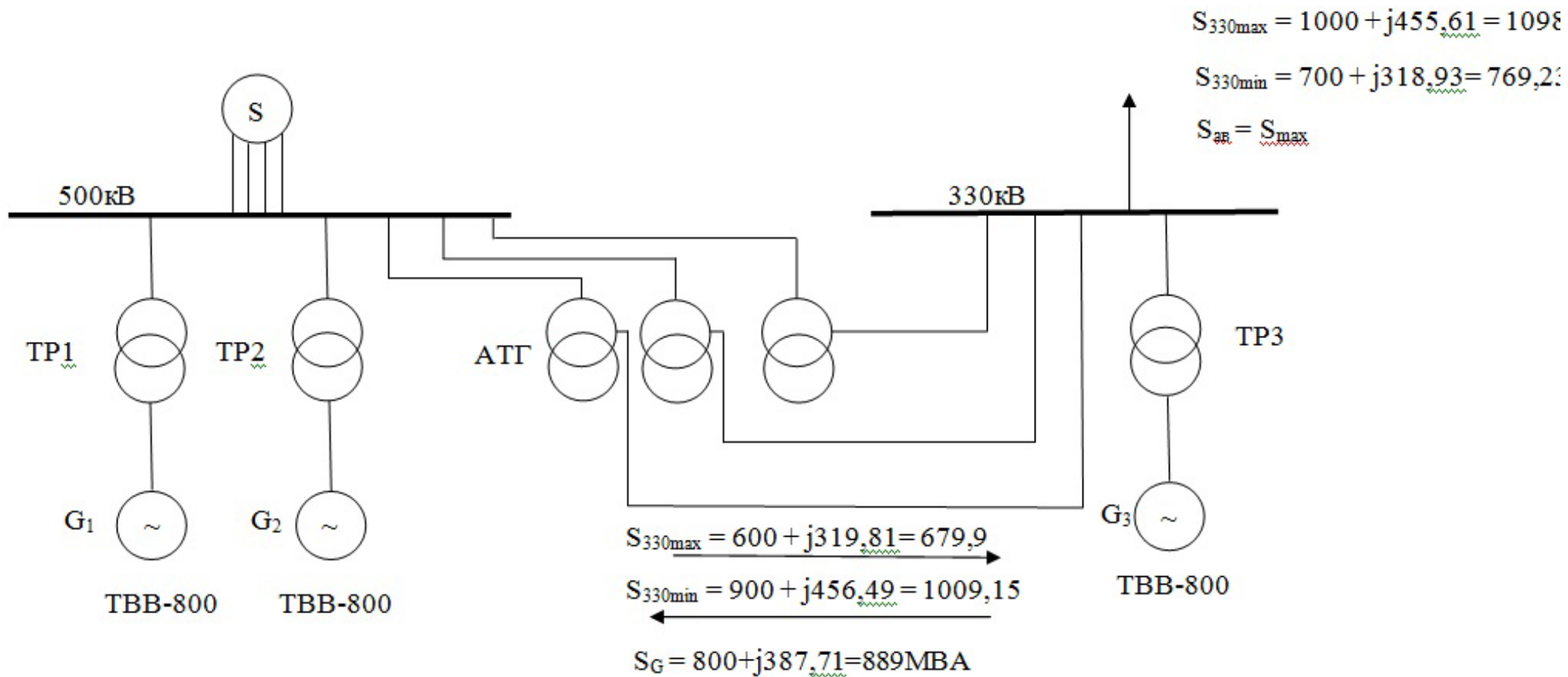


Рисунок А.2 – Расчетная схема проектируемой конденсационной электростанции мощностью 2400МВт. Вариант 2

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

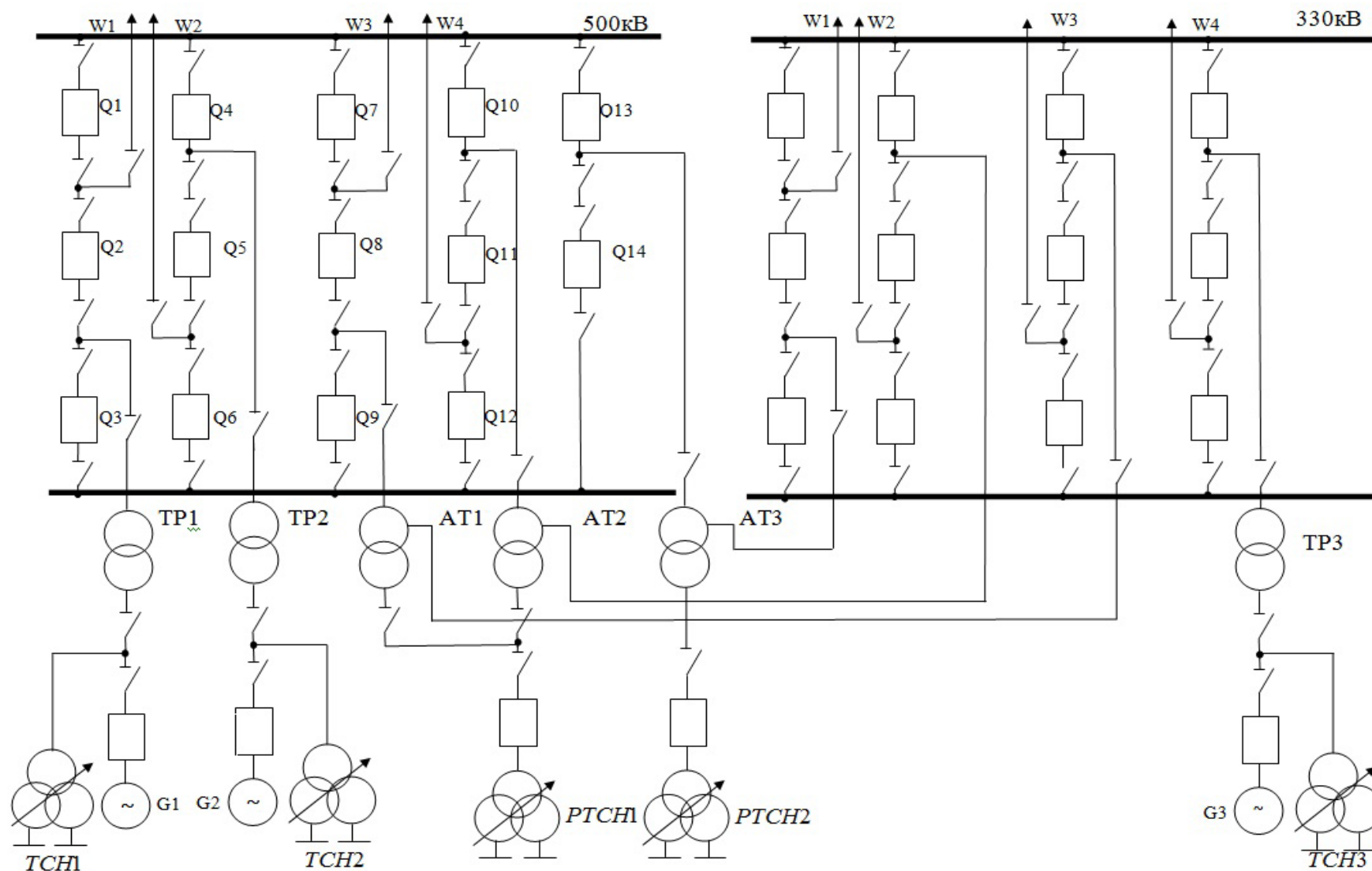


Рисунок Б.1 – Главная упрощенная электрическая схема конденсационной электростанции 2400МВт. Вариант 1

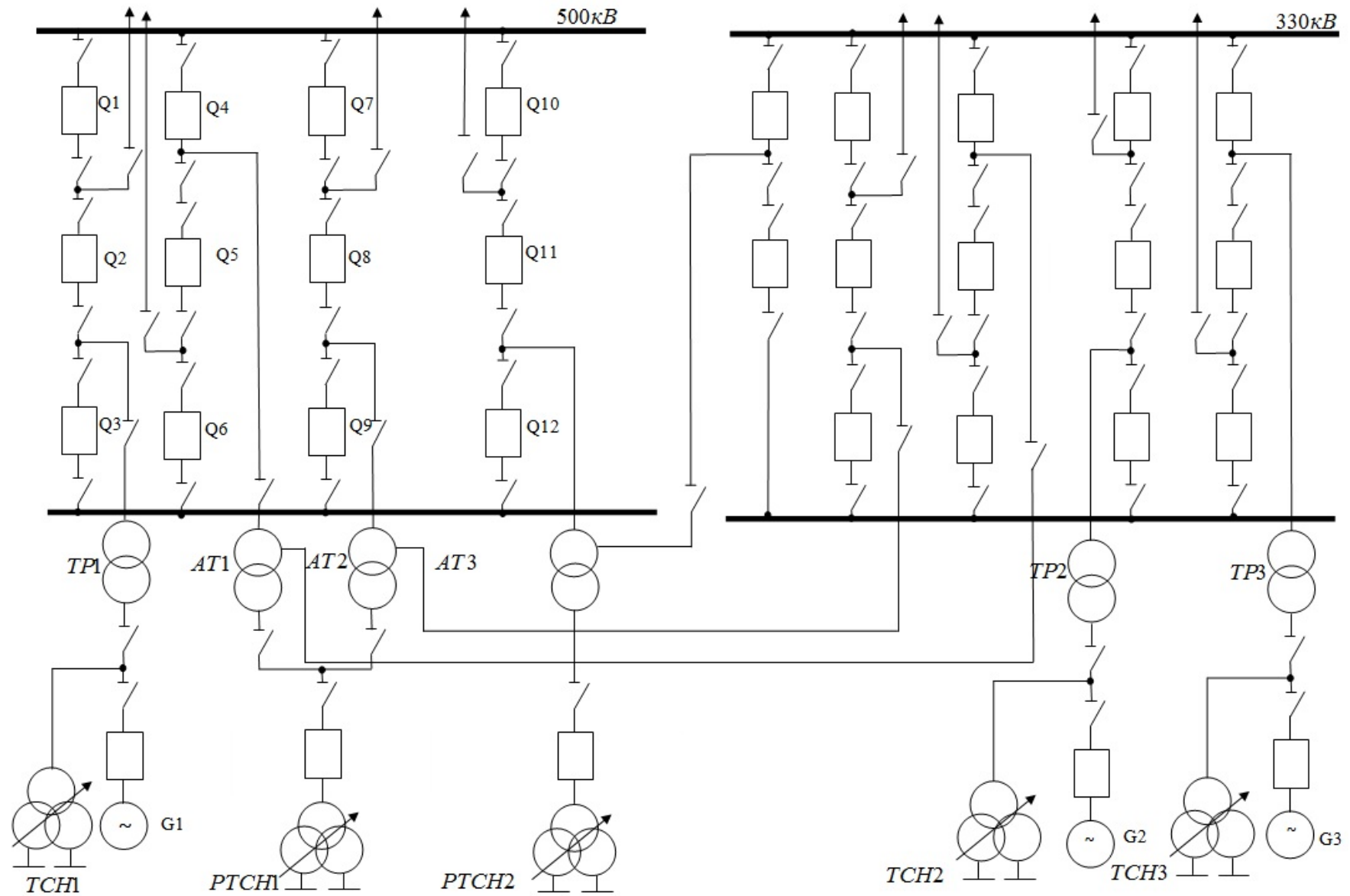


Рисунок Б.2 – Главная упрощенная электрическая схема конденсационной электростанции 2400МВт. Вариант 2

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Охрана труда и охрана окружающей среды. Правила техники безопасности. Защита от действия электромагнитных полей под ЛЭП. Способы очистки дымовых газов от сернистых веществ.

Токоведущие части действующих электроэнергетических установок – открытых распределительных устройств (ОРУ) и воздушных линий (ВЛ) электропередачи напряжением 330 кВ и выше – генерируют электромагнитные волны, которые могут приводить к ухудшению состояния здоровья персонала, выражающееся в виде повышенной утомляемости, вялости, головных болей, плохого сна и т.п. Эффект действия электромагнитного поля на организм человека оценивается количеством электромагнитной энергии, поглощаемой им при нахождении его в электромагнитном поле. Отрицательное действие электромагнитного поля промышленной частоты (50 Гц) на организм человека обусловлено только влиянием электрического поля. Магнитное - поле оказывает незначительное биологическое действие, так как напряженность магнитного поля в рабочих зонах ОРУ и ВЛ напряжением до 750 кВ включительно не превышает 20-25 А/м, в то время как вредное действие магнитного поля на организм человека проявляется при напряженности 150 – 200 А/м. [1]

Предполагается, что биологическое действие электрического поля на организм человека проявляется в виде нарушений регуляции физиологических функций организма – изменения кровяного давления, пульса, сердечного ритма.

Помимо биологического действия электрическое поле создает условия для возникновения разрядов между человеком и металлическими предметами, имеющими иной потенциал, чем человек. В случае прикосновения человека, имеющего контакт с землей, к металлическому предмету большой протяженности, изолированному от земли, а также в случае прикосновения человека, изолированного от земли, к заземленному металлическому предмету, через тело человека будет проходить разрядный ток, который может вызвать болезненные ощущения и даже быть опасным для жизни.

При напряженности электрического поля до 5 кВ/м время пребывания в нем не ограничивается, а при напряженности 20–25 кВ/м время пребывания не должно превышать 10 мин. При напряженности свыше 25 кВ/м необходимо применять средства защиты. Продолжительность работы при этом ограничивается одним рабочим днем.

Допустимое время пребывания в электрическом поле может быть реализовано однократно или дробно в течение рабочего дня. В остальное рабочее время необходимо использовать средства защиты или находиться в электрическом поле напряженностью до 5 кВ/м.

Напряженность электрического поля в электроустановках на рабочих местах определяется с помощью специального прибора–измерителя напряженности. Принцип действия этого прибора следующий: в антенне прибора, представляющей симметричный диполь, электрическое поле создает электродвижущую силу, которая усиливается с помощью транзисторного усилителя, выпрямляется полупроводниковыми диодами и измеряется стрелочным микроамперметром. Шкала этого микроамперметра отградуирована в кВ/м, так как наведенная в антенне электродвижущая сила пропорциональна напряженности электрического поля.

В качестве защитных средств при работах в электрическом поле применяются: стационарные экранирующие устройства (навесы, козырьки, перегородки и др.); переносные и передвижные экранирующие устройства (щиты, зонты, экраны и др.); специальная экранирующая одежда (экранирующие костюмы).

Очистка дымовых газов от сернистых веществ.

Наиболее острой проблемой защиты воздушного бассейна является снижение выброса диоксида серы, ежегодное поступление которой в атмосферу при сжигании органических топлив исчисляется миллионами тонн.

Для анализа влияния вида топлива на выброс оксидов серы и других вредных примесей очень важно знать удельное количество этих выбросов на 1

кВт·ч отпущенной электроэнергии. В таблице 14 представлены удельные выбросы в г/(кВт·ч) при избытке воздуха в уходящих газах $\alpha_{yx} = 1,4$.

В таблице 15 показана ориентировочная структура выбросов диоксида серы всеми ТЭС. Из таблицы видно, что основной и непрерывно возрастающий выброс диоксида серы дают электростанции на твердом топливе.

Таблица 14 – Удельные выбросы вредных веществ на ТЭС при сжигании наиболее распространенных видов органического топлива, г/(кВт ч)

Топливо	Выход газов при нормальных условиях м ³ /(кВт)	Летучая зола	Оксиды серы	Оксиды азота
Березовский уголь	4,35	29	2,1	1,8
Кузнецкий уголь	4,1	82	3,5	5
Донецкий тощий уголь	4	97	21,6	2,8
Экибастузский уголь	4,05	253	9,1	3,2
Сланцы эстонские	5,2	320	18,5	3,4
Подмосковный бурый уголь	4,8	242	53,5	2,88
Мазут ($S^P = 3\%$)	4	0,4	15,9	3,2

Таблица 15 – Динамика выбросов диоксида серы ТЭС

Составляющие суммарного выброса диоксида серы	1975	1980	1985	1990
От сжигания всех видов твердого топлива, %	60,8	61,6	71,6	77,9
В том числе: высокосернистых углей	42,5	44,6	40,3	39,5
колчеданной серы высокосернистых углей	26,8	28,2	25,5	25
От сжигания сернистого мазута, %	39,2	38,4	28,4	22,1

Методы очистки дымовых газов могут быть подразделены на циклические (замкнутые), в которых адсорбент (поглощающее твердое или жидкое вещество) регенерируется и возвращается в цикл, а улавливаемый диоксид серы используется, и нециклические (разомкнутые), где регенерация адсорбента и других веществ не производится.

Кроме того, методы сероочистки подразделяются на сухие и мокрые. Техничко-экономические расчеты показывают, что с увеличением содержания серы в топливе и соответственно концентрации диоксида серы в дымовых газах увеличивается целесообразность применения способов очистки с использованием уловленного диоксида серы.

Мокрый известняковый (известковый) способ. Этот нециклический процесс наиболее разработан и является самым распространенным на электростанциях США, Японии, ФРГ и др. Он обеспечивает очистку газов на 90% от SO₂.

Метод основан на нейтрализации сернистой кислоты, получающейся в результате растворения диоксида серы наиболее дешевыми щелочными реагентами – гидратом оксида кальция (известью) или карбонатом кальция (известняком).

Мокро – сухой способ. Этот нециклический способ нашёл широкое распространение в странах Западной Европы и США главным образом для сжигания углей с содержанием серы от 0,5 до 1,5%. В основе метода поглощение диоксида серы из дымовых газов испаряющимися каплями известкового раствора. Эффективность серо улавливания 90%.

Магnezитовый циклический способ наиболее подробно изучен. Способ испытан на опытно-промышленной установке Северодонецкой ТЭЦ. Любой циклический способ несоизмерим по громоздкости с нециклическими вариантами.

Сущность этого способа заключается в связывании диоксида серы суспензией оксида магния. Основными недостатками магnezитового циклического способа являются наличие сернокислотного производства и многочисленных операций с твердыми веществами (кристаллами сульфита, золы, оксида магния), что связано с износом оборудования и пылением.

Аммиачно-циклический способ основан на обратимой реакции, протекающей между растворенным сульфитом и бисульфитом аммония и диоксидом серы, поглощенной из дымовых газов. При температуре 30 – 35° С эта реакция протекает слева направо, а при кипячении раствора – в обратном направлении.

Аммиачно-циклический способ позволяет получать сжиженный 100%-ный сернистый ангидрид и сульфат аммония – химические продукты, необходимые народному хозяйству.

Озонный способ одновременной очистки дымовых газов от оксидов серы и азота. Все рассмотренные выше способы позволяют очищать дымовые газы ТЭС только от диоксида серы, а также от хлористых и фтористых соединений. Что же касается оксидов азота, присутствующих в дымовых газах на 90 – 95% в виде монооксида, то они улавливаются в незначительном количестве. Это объясняется тем, что реакционная способность оксида азота на три порядка меньше по сравнению с реакционной способностью диоксида серы. Озонный способ позволяет производить окисление озоном низших оксидов азота и отчасти серы с последующим связыванием аммиаком.

Сухой известняковый (аддитивный) способ является наиболее простым и требует наименьших капиталовложений.

Сущность способа заключается в добавлении к сжигаемому топливу известняка или доломита в количестве, примерно в 2 раза превышающем стехиометрически содержание серы в исходном топливе.

В большинстве случаев в горелки подавалась смесь угольной пыли с молотым известняком. В топке при горении угольной пыли известняк – углекислый кальций – диссоциирует на углекислоту и оксид кальция, а последний, двигаясь совместно с продуктами сгорания по газоходам котла, взаимодействует с серным и сернистым ангидридом, образуя сульфит и сульфат кальция. Сульфат и сульфит кальция вместе с золой улавливаются в золоуловителях. Свободный оксид кальция, содержащийся в золе топлива, также связывает оксиды серы. Основным недостатком этого способа очистки газов является образование прочных отложений золы и сульфата кальция на поверхностях нагрева в области температур 700–1000°С. [3] .