

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**КАРАКАЛПАКСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ БЕРДАХА**

ТЕХНИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

Кафедра ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

На правах рукописи

Ибраимов Жалгас

**ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ И АСУ ТЭС
МОЩНОСТЬЮ 400 МВт**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

на соискание степени бакалавра по направлению
5520200 – «Электроэнергетика»

Зав. кафедрой:

д.ф-м.н. Камалов А.

Руководитель:



д.т.н. Сытдыков Р.А.

Нукус – 2013

Техника факультети Электромеханика
кафедраси ЭЛЕКТРОМЕХАНИКА йўналиши _____ гуруҳи _____

Тасдиқлайман _____

Кафедра мудири Қочқоров А.Б.

200 йил <.....>

МАЛАКАВИЙ БИТИРУВ ИШИ БЎЙИЧА ТОПШИРИҚ

Талаба Ибрагимов Жалғас
(фамилияси, исми, шарифи)

1. Битирув ишининг мавзуси Электрическая часть и АСУ ТЭС
мощностью 400 МВт

<.....> 200 йил кафедра мажлисида маъқулланган.

2. Битирув ишни топшириш муддати _____

3. Битирув ишни бажаришга доир бошланғич маълумотлар ТЭС: 4 блока × 100 МВт,
топливо: газ/мазут; напряжение выдачи в систему
220 кВ; длина ЛЭП связи 90 км, $X_{\text{линей}} = 10,0 \text{ Ом}$,
Турбовне ЛЭП 220 кВ × 4, $S_{\Sigma} = 240 \text{ МВА} (4 \times 60)$

4. Ҳисоблаш-тушунтириш ёзувларининг таркиби (ишлаб чиқиладиган масалалар рўйхати)

1. Введение

2. Разработка электрической схемы ТЭС

3. Расчет токов к.з.

4. Выбор аппаратов и оборудования

5. АСУ ТП ТЭС

6. БЖД

7. Экология

5. График ишлар рўйхати (чизмалар номи аниқ кўрсатилади)

1. Главная схема электрических соединений

2. Функциональная схема АСУ ТП энергоблока

3. Схема микропроцессорной АСУ ТП ТЭС.

6. Битирув иши бўйича маслаҳатчи(лар)

№№ п-п	Бўлим мавзуси	Маслаҳатчи ўқитувчи ф., и., ш.	Имзо, сана	
			топшириқ берилди	топшириқ бажарилди
	Безопасность экизие деятель ивем		Секрет	Секрет
	Экспертиза		Секрет	Секрет

7. Битирув ишини бажариш режаси

№№ п-п	Битирув иши босқичларининг номи	Бажариш муддати (сана)	Текширувдан ўтганлик белгиси
1.	Введене		Секрет
2.	Разработка эл. схем		Секрет
3.	Расчет токов к.з.		Секрет
4.	Выбор оборудования		Секрет
5.	АСУ ТП ТЭС		Секрет
6.	БХД		Секрет
7.	Экспертиза		Секрет
8.	Оформление работы		Секрет

Топшириқ берилган сана 200 йил


(имзо)

Битирув иши раҳбари _____

Топшириқни бажаришга олдим _____
сана

(имзо)

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1. Разработка электрической схемы ТЭС и выбор основного силового оборудования	9
2. Расчет токов короткого замыкания	13
3. Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей	21
4. Автоматизированные системы управления технологическим процессом электростанций	28
5. Разработка структурной схемы и описание компонентов АСУ ТЭС	38
6. Безопасность жизнедеятельности	45
7. Экология	50
Заключение	57
Литература	58

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая станция - совокупность установок, оборудования и аппаратуры, используемых непосредственно для производства электрической энергии, а также необходимые для этого сооружения и здания, расположенные на определённой территории.

В зависимости от источника энергии различают:

- *тепловые электростанции* (ТЭС), использующие природное топливо;
- *гидроэлектростанции* (ГЭС), использующие энергию падающей воды запруженных рек;
- *атомные электростанции* (АЭС), использующие ядерную энергию;
- *иные электростанции*, использующие ветровую, солнечную, геотермальную и другие виды энергий.

В нашей стране производится и потребляется огромное количество электроэнергии. Она почти полностью вырабатывается двумя основными типами электростанций: тепловыми и гидроэлектростанциями.

В Узбекистане более 80% энергии производится на тепловых электростанциях. ТЭС строят в районах добычи топлива или в районах потребления энергии.

На их размещение влияют топливный и потребительский факторы. Наиболее мощные электростанции располагаются в местах добычи топлива. ТЭС, использующие калорийное, транспортабельное топливо, ориентированы на потребителей.

Принципиальная схема тепловой электростанции представлена на рис.1. Стоит иметь в виду, что в ее конструкции может быть предусмотрено несколько контуров - теплоноситель от тепловыделяющего реактора может не идти сразу на турбину, а отдать свое тепло в теплообменнике теплоносителю следующего контура, который уже может поступать на турбину, а может дальше передавать свою энергию следующему контуру. Также в любой электростанции предусмотрена система охлаждения отработавшего теплоносителя, чтобы довести температуру теплоносителя до необходимого для повторного цикла значения. Если поблизости от электростанции есть населенный пункт, то это достигается путем использования тепла отработавшего теплоносителя для нагрева воды для отопления домов или горячего водоснабжения, а если нет, то излишнее тепло отработавшего теплоносителя просто сбрасывается в атмосферу в градирнях. Конденсатором отработавшего пара на неатомных электростанциях чаще всего служат именно градирни.

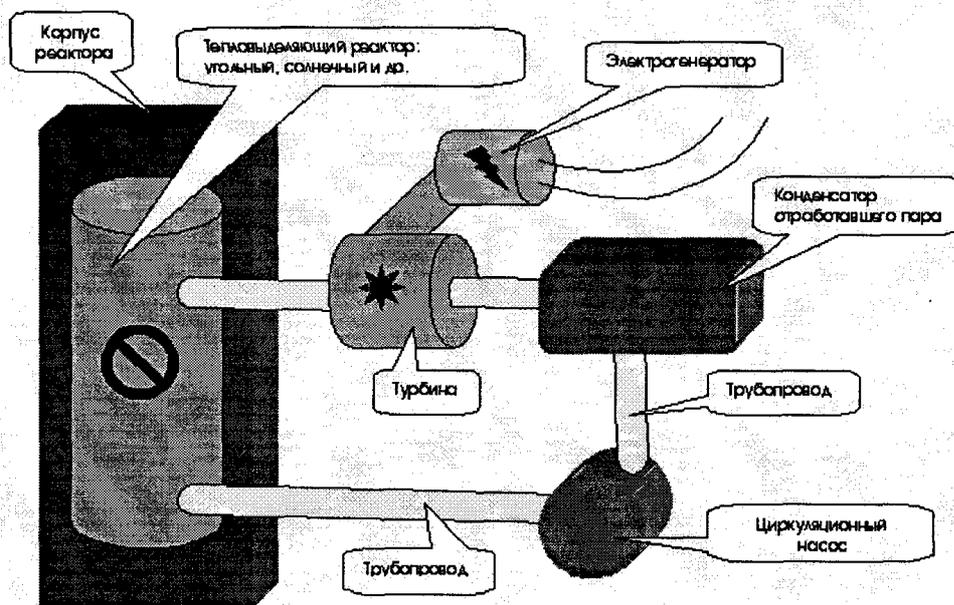


Рис.В-1

ТЭС, вырабатывающая электрическую энергию в результате преобразования тепловой энергии, выделяющейся при сжигании органического топлива. Среди ТЭС преобладают тепловые паротурбинные (ТПЭС), на которых тепловая энергия используется в парогенераторе для получения водяного пара высокого давления, приводящего во вращение ротор паровой турбины, соединённый с ротором электрического генератора (обычно синхронного генератора). В качестве топлива на таких ТЭС используют уголь (преимущественно), мазут, природный газ, лигнит, торф, сланцы.

ТПЭС, имеющие в качестве привода электрогенераторов конденсационные турбины и не использующие тепло отработавшего пара для снабжения тепловой энергией внешних потребителей, называются конденсационными электростанциями. На ГРЭС вырабатывается около электроэнергии, производимой на ТЭС. ТПЭС, оснащенные теплофикационными турбинами и отдающие тепло отработавшего пара промышленным или коммунально-бытовым потребителям, называемым теплоэлектроцентралями (ТЭЦ); ими вырабатывается около электроэнергии, производимой на ТЭС.

ТЭС с приводом электрогенератора от газовой турбины называются газотурбинными электростанциями (ГТЭС). В камере сгорания ГТЭС сжигают газ или жидкое топливо; продукты сгорания с температурой 750-900 С поступают в газовую турбину, вращающую электрогенератор. Кпд таких ТЭС обычно составляет 26-28%,

мощность - до нескольких сотен *Мвт*. ГТЭС обычно применяются для покрытия пиков электрической нагрузки.

ТЭС с парогазотурбинной установкой, состоящей из паротурбинного и газотурбинного агрегатов, называется парогазовой электростанцией (ПГЭС). КПД которой может достигать 42 - 43%. ГТЭС и ПГЭС также могут отпускать тепло внешним потребителям, то есть работать как ТЭЦ.

Тепловые электростанции используют широко распространенные топливные ресурсы, относительно свободно размещаются и способны вырабатывать электроэнергию без сезонных колебаний. Их строительство ведется быстро и связано с меньшими затратами труда и материальных средств. Но у ТЭС есть существенные недостатки. Они используют невозобновимые ресурсы, обладают низким КПД (30-35%), оказывают крайне негативное влияние на экологическую обстановку. ТЭС всего мира ежегодно выбрасывают в атмосферу 200-250 млн. т золы и около 60 млн. т сернистого ангидрида, а также поглощают огромное количество кислорода. Установлено, что уголь в микродозах почти всегда содержит U^{238} , Th^{232} и радиоактивный изотоп углерода. Большинство ТЭС Узбекистана не оснащены эффективными системами очистки уходящих газов от оксидов серы и азота. Хотя установки, работающие на природном газе экологически существенно чище угольных, сланцевых и мазутных, вред природе наносит прокладка газопроводов.

Первостепенную роль среди тепловых установок играют **конденсационные электростанции (КЭС)**. Они тяготеют и к источникам топлива, и к потребителям, и поэтому очень широко распространены.

Чем крупнее КЭС, тем дальше она может передавать электроэнергию, т.е. по мере увеличения мощности возрастает влияние топливно-энергетического фактора. Ориентация на топливные базы происходит при наличии ресурсов дешевого и нетранспортабельного топлива или в случае использования электростанциями торфа, сланцев и мазута (такие КЭС обычно связаны с центрами нефтепереработки).

ТЭЦ (теплоэлектроцентрали) представляют собой установки по комбинированному производству электроэнергии и теплоты. Их КПД доходит до 70% против 30-35% на КЭС. ТЭЦ привязаны к потребителям, т.к. радиус передачи теплоты (пара, горячей воды) составляет 15-20 км. Максимальная мощность ТЭЦ меньше, чем КЭС.

В последнее время появились принципиально новые установки:

- газотурбинные (ГТ) установки, в которых вместо паровых применяются газовые турбины, что снимает проблему водоснабжения;

- парогазотурбинные (ПГУ), где тепло отработавших газов используется для подогрева воды и получения пара низкого давления;
- магнетогидродинамические генераторы (МГД-генераторы), которые преобразуют тепло непосредственно в электрическую энергию;

Особенности КЭС следующие:

1. Строятся по возможности ближе к месторождениям топлива
2. Подавляющую часть выработанной электроэнергии отдают в электрические сети повышенных напряжений (110-750 кВ).
3. Работают по свободному графику (т.е. не ограниченному потребителями) выработки электроэнергии, мощность может меняться от расчётного максимума до так называемого технологического минимума.
4. Низкоманёвренны: разворот турбины и наоборот нагрузки из холодного состояния требует примерно 3-10 ч.
5. Имеют относительно низкий КПД – 30-40%

По характеру годовой электрической нагрузки данная ТЭС является базовой электростанцией. Длительность использования установленной мощности $t_{у} = 7000$ ч/год.

1. РАЗРАБОТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ТЭС И ВЫБОР ОСНОВНОГО СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Согласно исходным данным составим структурную схему ТЭС (рис.1), принимая блочную схему выдачи мощности.

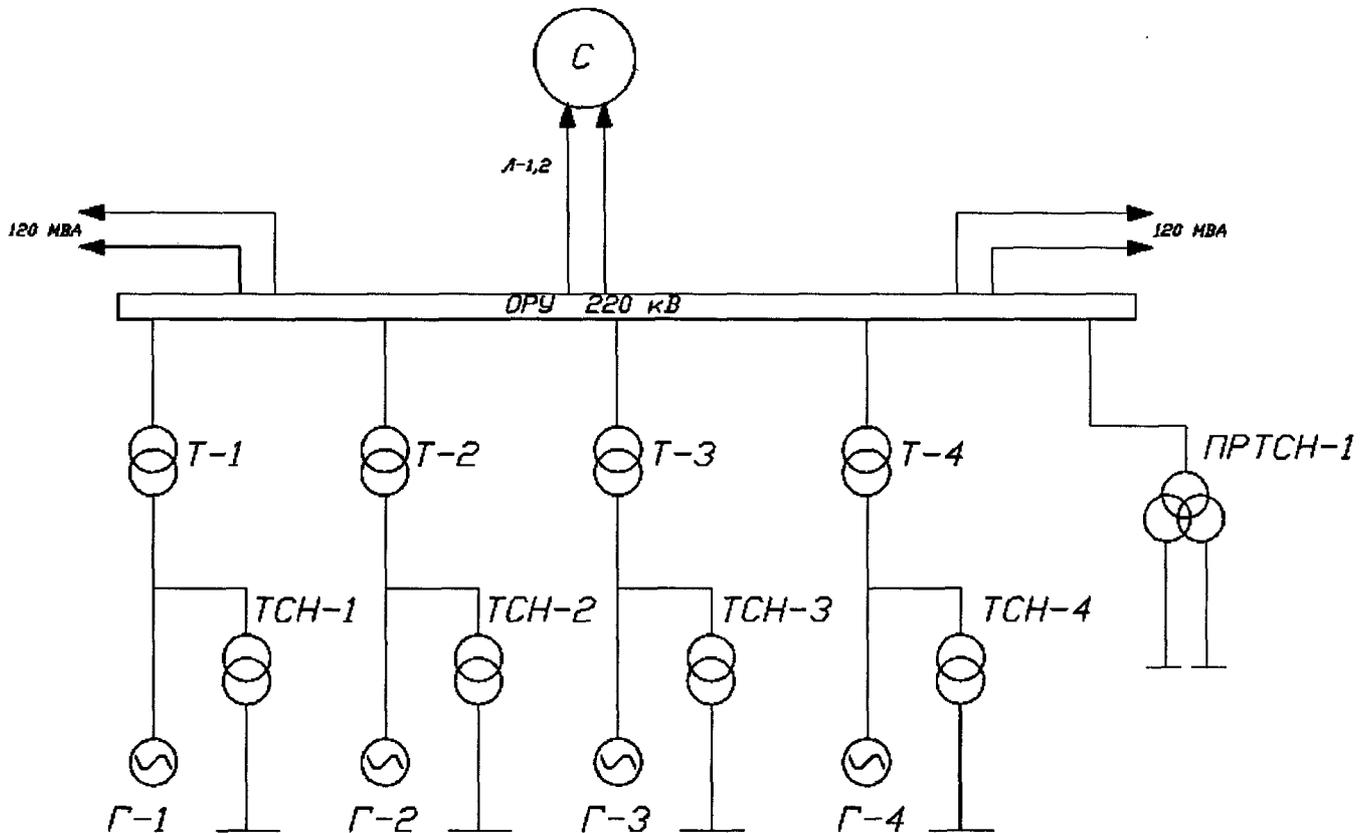


Рис.1

Согласно варианту задания по справочнику [6] принимаем к установке на ТЭС генератора типа ТВФ-100-2У3, с параметрами:

$$n=3000 \text{ об/мин}$$

$$S_H=125 \text{ МВА}$$

$$U_H=10,5 \text{ кВ}$$

$$I_H=6,475 \text{ кА}$$

$$x''_d=0,19; x'_d=0,295$$

$$\cos\varphi=0,85$$

число выводов – 9

Система охлаждения(обмотки статора, стали статора, обмотки ротора)

Форсированное водородное.

Определим мощность на собственные нужды для одного блока(топливо – газ, мазут)
Принимаем требуемую мощность собственных нужд 5% от мощности ТЭС, тогда для каждого блока:

$$S_{CH} = 0,05 * S_{НОМ.ГЕН.} = 0,05 * 125 = 6,25 \text{ МВА}$$

Общая мощность собственных нужд станции:

$$S_{CH.ОБЩ} = 4 * S_{CH} = 4 * 6,25 = 25 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформаторы собственных нужд типа ТДНС-10000/20, с параметрами:

$$S_H = 10 \text{ МВА}$$

$$U_B = 10,5 \text{ кВ}$$

$$U_H = 6,3 \text{ кВ}$$

$$U_k = 10\%$$

Выбираем пускорезервный трансформатор собственных нужд типа:

ТРДНС-32000/220, с параметрами:

$$S_H = 32 \text{ МВА}$$

$$U_B = 230 \text{ кВ}$$

$$U_H = 6,3-6,3 \text{ кВ}$$

$$U_k = 11,5\%$$

Каждый генератор вырабатывает мощность 125 МВА, отбор на собственные нужды составляет 6,25 МВА, тогда мощность протекающая через каждый повышающий силовой трансформатор составит:

$$S_{ТР} = S_{ГЕН.НОМ.} - S_{CH.} = 125 - 6,25 = 118,75 \text{ МВА.}$$

В качестве блочных повышающих трансформаторов по [6] принимаем к установке трансформаторы типа ТДЦ -125000/220, с параметрами:

$$S_H = 125 \text{ МВА}$$

$$U_B = 242 \text{ кВ}$$

$$U_H = 10,5 \text{ кВ}$$

$$U_k = 11\%$$

Мощность станции отдаваемая в систему по линиям связи и местным потребителям по тупиковым линиям:

$$S_{ОТД} = 4 * S_{ТР} = 475 \text{ МВА}$$

По заданному условию местная нагрузка $S_{МЕСТ}$ станции составляет 240 МВА, тогда полная мощность отдаваемая в систему составляет:

$$S_C = S_{OTD} - S_{MECT} = 475 - 240 = 235 \text{ MVA}$$

Выбор линий связи с системой производим по сечению с учётом экономической плотности тока

$$S = \frac{I}{J_{\text{ЭК}}} = \frac{1,72}{1,3} \cdot 1000 = 1323,08 \text{ мм}^2$$

Для мощных тепловых станций коэффициент экономической плотности тока при $T_{\text{max}} > 5000$ ч. $J_{\text{ЭК}} = 1,3$ Принимаем две линии АС 500/64 с $I_{\text{до}} = 945$ А. Остальные данные линии электропередач сведены в таблице 1.

	Л-1	Л-2
Тип	АС-500/64	АС-500/64
Длина l км	90	90
$U_{\text{ном}}$ кВ	220	220
x_0 Ом/км	0,413	0,413
$I_{\text{до}}$ А	945	945

Токи, протекаемые по силовому оборудованию станции в нормальном режиме:

$$I_{TCH.BH} = \frac{S_{TCH}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,55 \text{ кА}$$

$$I_{TCH.HH} = \frac{S_{TCH}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1,08 \text{ кА}$$

$$I_{T-1.BH} = \frac{S_{T-1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,87 \text{ кА}$$

$$I_{T-1.HH} = \frac{S_{T-1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,328 \text{ кА}$$

Общий ток по линиям связи с системой:

$$I_C = \frac{S_C}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{654,14}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1,72 \text{ кА}$$

по каждой:

$$I_{C1} = \frac{I_C}{2} = \frac{1,72}{2} = 0,86 \text{ кА}$$

Общий ток по тупиковым линиям:

$$I_T = \frac{S_{TII}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{240}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,63 \text{ кА}$$

по каждой:

$$I_{T1} = \frac{I_T}{4} = \frac{0,63}{4} = 0,16 \text{ кА}$$

При полной загрузке ПРТСН-1 по обмотке высокого напряжения потечёт ток:

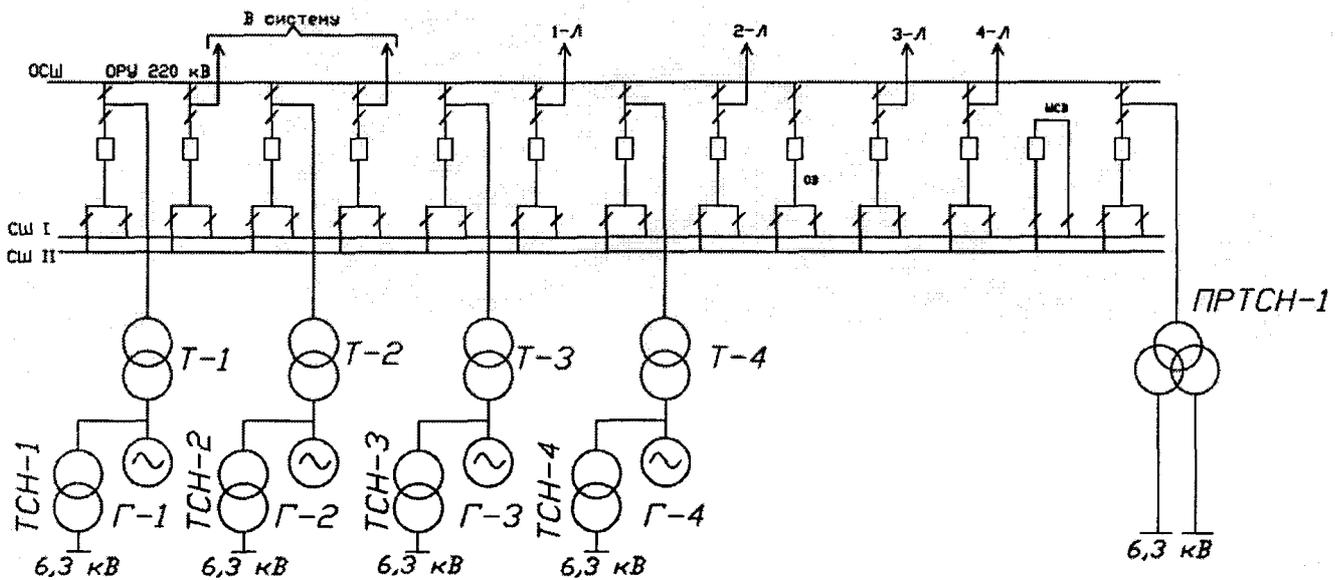
$$I_{\text{ПРТСН.ВН}} = \frac{S_{\text{ПРТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,084 \text{ кА}$$

по каждой обмотке низкого напряжения:

$$I_{\text{ПРТСН.НН}} = \frac{S_{\text{ПРТСН}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{32}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 1,46 \text{ кА}$$

На ОРУ 220 кВ имеется 11 присоединений (4 энергоблока генератор-трансформатор, 6 ЛЭП и 1 ПРТСН). Согласно «Норм технологического проектирования ТЭС» принимаем для ОРУ 220 кВ схему: две рабочие системы шин с обходной системой шин.

Главная схема электрических соединений КЭС приведена на рис. 2



2. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Составим схему замещения электрической станции и определим параметры её элементов.

Принимаем базисные условия $S_б = 1000$ МВА, за базисные напряжения примем средние напряжения точек К.З. $U_{Бi} = U_{CPI}$

Определим базисные токи.

Базисный ток I ступени 220 кВ:

$$I_{BI} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{I.баз}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,62 \text{ кА}$$

Базисный ток II ступени 10,5 кВ:

$$I_{BII} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{II.баз}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 36,66 \text{ кА}$$

Базисный ток III ступени 6,3 кВ:

$$I_{BIII} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{III.баз}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}$$

Рассчитаем ЭДС генераторов, системы и нагрузки:

ЭДС генератора:

$$E_G^* = \sqrt{\cos^2 \varphi + (x_d'' + \sin \varphi)^2} = \sqrt{0,85^2 + (0,19 + 0,53)^2} = 1,11^*$$

ЭДС нагрузки:

$$E_H = 0,85^*$$

ЭДС системы:

$$E_C = 1^*$$

Рассчитаем сопротивления генераторов:

$$x_1 = x_2 = x_3 = x_4 = x_d'' \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ}} = 0,19 \cdot \frac{1000}{235,3} = 0,81^*$$

Сопротивления трансформаторов:

$$x_5 = x_6 = x_7 = x_8 = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44^*$$

Сопротивления трансформаторов собственных нужд:

$$x_9 = x_{10} = x_{11} = x_{12} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,25^*$$

Сопротивление линий связи с системой

$$x_{12} = x_{yo} \cdot \frac{l}{2} \cdot \frac{S_b}{U_{cp.ЛЭП}^2} = \frac{0,413}{2} \cdot 90 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,35^*$$

Сопротивление пускорезервного трансформатора собственных нужд:

Сопротивление обмотки высшего напряжения:

$$x_{16}^* = \frac{0,125 \cdot U_K \%}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{НОМ}} = \frac{0,125 \cdot 11,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 0,45^*$$

Сопротивление обмотки низшего напряжения:

$$x_{17}^* = x_{18}^* = \frac{1,75 \cdot U_K \%}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{НОМ}} = \frac{1,75 \cdot 11,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 6,29^*$$

Сопротивление системы:

$$x_{13}^* = x_c \cdot \frac{S_b}{U_{cp}^2} = 10 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,19^*$$

Сопротивление нагрузки

$$x_{14}^* = x_H \cdot \frac{S_b}{S_{НОМ}} = 0,35 \cdot \frac{1000}{240} = 1,46^*$$

Определим токи К.З. в заданных на схеме точках для дальнейшего выбора электрического оборудования и токоведущих частей

Составим схему замещения:

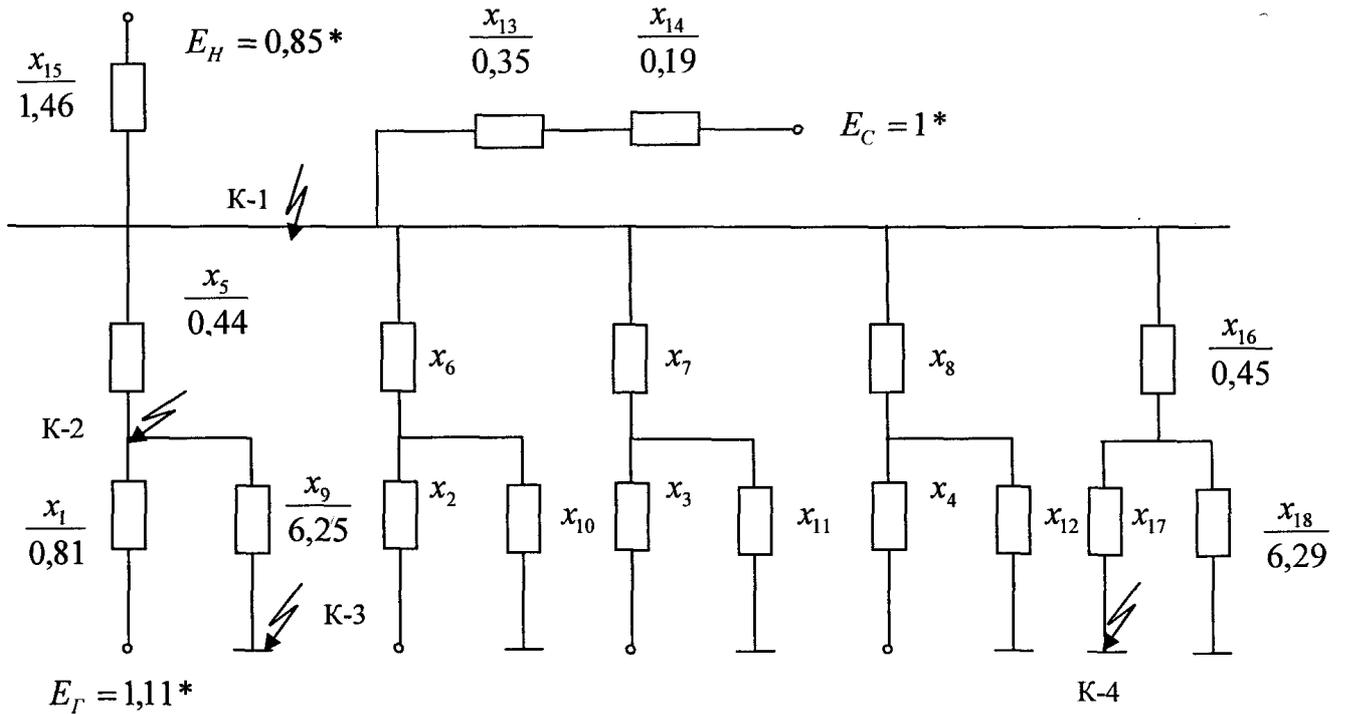
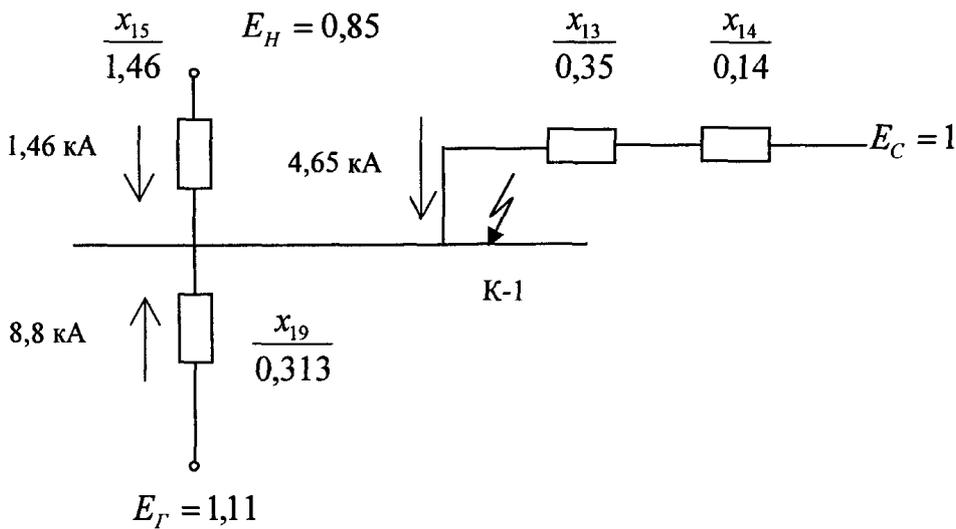


Рис.3 Схема замещения для расчёта токов К.3

Расчёт тока короткого замыкания в точке К-1

$$I_{\text{БЛ}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{1,6\text{аз}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,62 \text{ кА} \quad U_{\text{БЛ}} = 230 \text{ кВ}$$



$$x_{19} = \frac{x_1 + x_5}{4} = \frac{0,81 + 0,44}{4} = 0,313^*$$

Определим ток КЗ от генераторов:

$$I_{K1Г} = \frac{E_G}{x_{19}} \cdot I_{B1} = \frac{1,11}{0,313} \cdot 2,62 = 8,8 \text{ кА}$$

Определим ток КЗ от нагрузки:

$$I_{K1H} = \frac{E_H}{x_H} \cdot I_{B1} = \frac{0,85}{1,46} \cdot 2,62 = 1,46 \text{ кА}$$

Определим ток КЗ от системы:

$$I_{K1C} = \frac{E_C}{x_{13} + x_{14}} \cdot I_{B1} = \frac{1}{0,35 + 0,19} \cdot 2,62 = 4,65 \text{ кА}$$

Нормальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{K1} = I_{K1Г} + I_{K1H} + I_{K1C} = 8,8 + 1,46 + 4,65 = 14,91 \text{ кА}$$

Принимаем по таблице из [3] для шин 220 кВ $k_y = 1,72$, $T_a = 0,03 \text{ сек}$

Ударный ток К.З.:

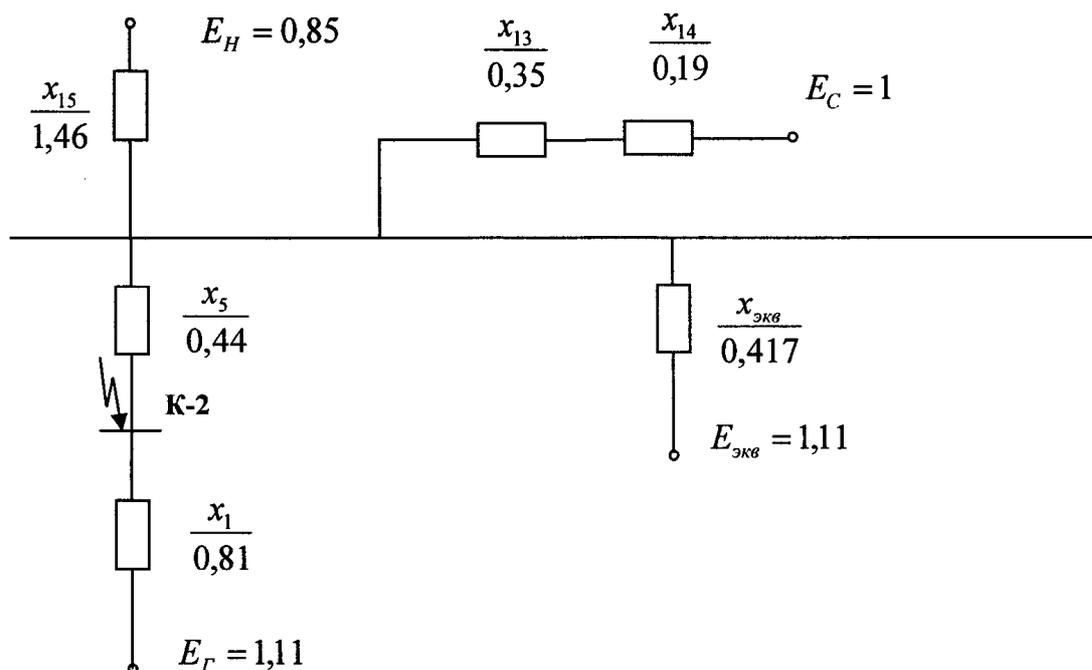
$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 14,91 = 36,27 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 14,91 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,03}} = 2,85 \text{ кА}, \text{ где } \tau = t_{св} + 0,01 = 0,05 + 0,01 = 0,06 \text{ с}$$

Расчёт тока короткого замыкания в точке К-2

$$I_{BH} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{II. баз}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 36,66 \text{ кА};$$



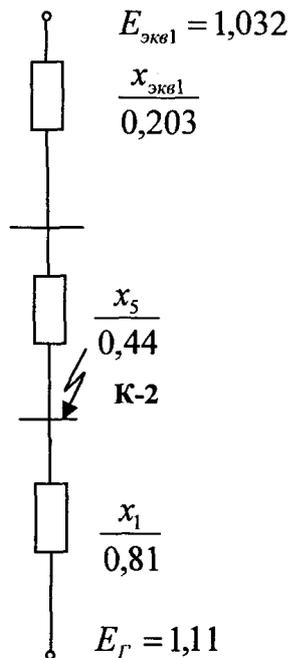
Сворачиваем схему к точке КЗ К-2:

$$x_{20} = x_{13} + x_{14} = 0,19 + 0,35 = 0,54 *_{\neq}$$

$$x_{\text{экв}} = \frac{x_1 + x_5}{3} = \frac{0,44 + 0,81}{3} = 0,417^*$$

$$E_{\text{экв1}} = \frac{E_H Y_{15} + E_C Y_{20} + E_{Г\text{экв}} Y_{\text{экв}}}{Y_{15} + Y_{20} + Y_{\text{экв}}} = \frac{0,85/1,46 + 1/0,54 + 1,11/0,417}{\frac{1}{1,46} + \frac{1}{0,54} + \frac{1}{0,417}} = 1,032^*$$

$$x_{\text{экв1}} = \frac{1}{Y_{15} + Y_{20} + Y_{\text{экв}}} = \frac{1}{\frac{1}{1,46} + \frac{1}{0,54} + \frac{1}{0,417}} = \frac{1}{4,9} = 0,203^*$$



$$x_{\Sigma 1} = x_{\text{экв1}} + x_5 = 0,203 + 0,44 = 0,643$$

$$E_{\text{экв2}} = \frac{E_{\text{экв1}} Y_{\Sigma 1} + E_{Г1} Y_{Г1}}{Y_{\Sigma 1} + Y_{Г1}} = \frac{1,032/0,643 + 1,11/0,81}{\frac{1}{0,643} + \frac{1}{0,81}} = 1,07^*$$

$$x_{\text{экв2}} = \frac{1}{Y_{\Sigma 1} + Y_{Г1}} = \frac{1}{\frac{1}{0,643} + \frac{1}{0,81}} = \frac{1}{2,785} = 0,359^*$$

Нормальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{K2} = \frac{E_{\text{экв2}}}{x_{\text{экв2}}} \cdot I_{B2} = \frac{1,07}{0,359} \cdot 36,66 = 109,257 \text{ кА}$$

По таблице из [7] принимаем $k_y = 1,975$, $T_a = 0,45 \text{ сек}$ (точка КЗ на выводах генератора $P=100 \text{ МВт}$)

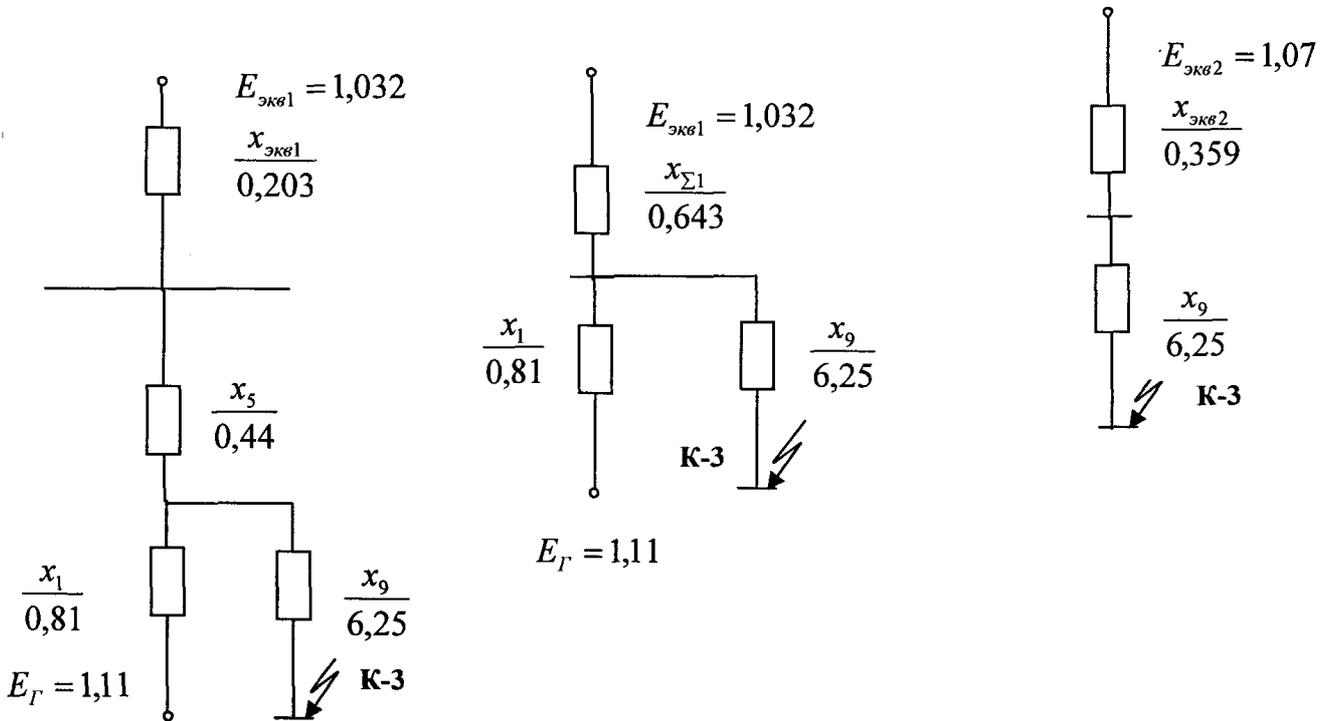
Ударный ток К.З.:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0} = \sqrt{2} \cdot 1,975 \cdot 109,257 = 395,16 \text{ кА}$$

Расчёт тока короткого замыкания в точке К-3

$$I_{БШ} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{Ш.баз}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}; U_{БШ} = 6,3 \text{ кВ}$$

В расчёте используем результаты предыдущей точки КЗ, где $x_{\Sigma 1} = 0,643$
 $E_{экв1} = 1,032$, $E_{экв2} = 1,07$



Нормальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{КЗ} = \frac{E_{экв2}}{x_{экв2} + x_9} \cdot I_{БЗ} = \frac{1,07}{0,359 + 6,25} \cdot 91,64 = 14,837 \text{ кА}$$

По таблице из [3] принимаем для шин РУ СН КЭС $k_y = 1,8$, $T_a = 0,05 \text{ сек}$

Ударный ток К.З.:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{н0} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 14,837 = 37,77 \text{ кА}$$

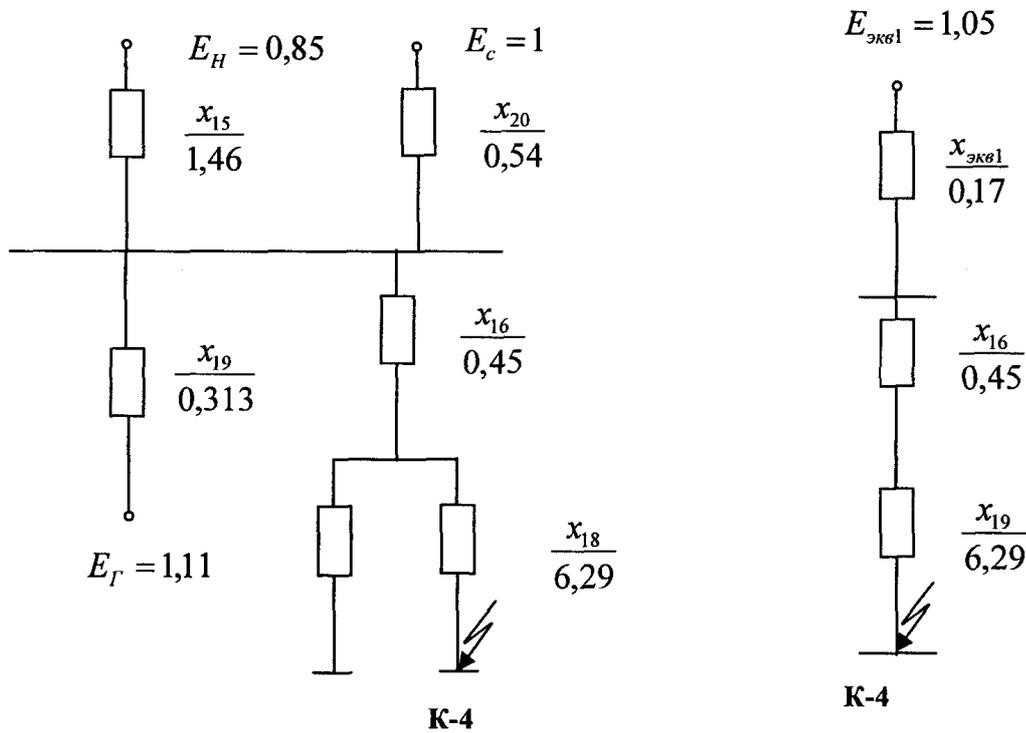
Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 14,837 \cdot e^{-\frac{0,08}{0,05}} = 4,23 \text{ кА}, \text{ где } \tau = t_{св} + 0,01 = 0,07 + 0,01 = 0,08 \text{ с}$$

Расчёт тока короткого замыкания в точке К-4

$$I_{\text{БШ}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Ш.баз}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}; U_{\text{БШ}} = 6,3 \text{ кВ}$$

Используем результаты преобразования и схемы для расчёта токов КЗ в т.К-1



$$E_{\text{экв1}} = \frac{E_H Y_{15} + E_G Y_{19} + E_C Y_{20}}{Y_{15} + Y_{19} + Y_{20}} = \frac{0,85/1,46 + 1/0,54 + 1,11/0,313}{\frac{1}{0,46} + \frac{1}{0,54} + \frac{1}{0,313}} = 1,05^*$$

$$x_{\text{экв1}} = \frac{1}{Y_{15} + Y_{19} + Y_{20}} = \frac{1}{\frac{1}{0,46} + \frac{1}{0,54} + \frac{1}{0,313}} = \frac{1}{5,72} = 0,17^*$$

$$x_{\text{экв2}} = x_{\text{экв1}} + x_{16} + x_{19} = 0,17 + 0,45 + 6,29 = 6,91^*$$

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{E_{\text{экв1}}}{x_{\text{экв2}}} \cdot I_{\text{БШ}} = \frac{1,05}{6,91} \cdot 91,64 = 13,92 \text{ кА}$$

По таблице из [3] принимаем для шин РУ СН КЭС $k_y = 1,8$, $T_a = 0,05 \text{ сек}$
Ударный ток К.З.:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 13,92 = 35,43 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 13,92 \cdot e^{-\frac{0,08}{0,05}} = 3,97 \text{ кА}, \text{ где } \tau = t_{cb} + 0,01 = 0,07 + 0,01 = 0,08 \text{ с}$$

Результаты расчётов токов короткого замыкания сведём в таблицу

Точки К.З.				
	К-1	К-2	К-3	К-4
$U_{НОМ}$, кВ	220	10,5	6,3	6,3
$I_{н0}$, кА	14,91	109,257	14,837	13,92
i_{y0} , кА	36,27	305,16	37,77	35,43
i_{ar} , кА	2,85	-	4,23	3,97
k_y	1,72	1,975	1,8	1,8
T_a , с	0,03	0,45	0,05	0,05

3. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

Все электрические аппараты и токоведущие части выбираются из условий работы в нормальном режиме и проверяются на термическое и динамическое действие токов короткого замыкания. Выбору подлежат: выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разрядники.

ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ.

Выбор выключателей должен производиться согласно методике, указанной в литературе[4].

Выключатели на стороне 220 кВ

Параметры	Расчетные параметры	Каталожные данные выключателя	Условие выбора.
Номинальное напряжение, кВ	$U_{раб} = 220кВ$	$U_{ном} = 220кВ$	$U_{раб} \leq U_{ном}$
Длительный ток, А	$I_{раб} = 860А$	$I_{ном} = 2000А$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
Номинальный ток отключения, кА	$I_{n0} = 14,91кА$	$I_{отк.ном.} = 31,5кА$	$I_{n0} \leq I_{отк.ном}$
Номинальный ток динамической стойкости, кА	$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0} =$ $= \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 14,91 = 36,27кА$	$i_{пр.ск} = 102кА$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
Термическая стойкость, кА ² ·с	$B_k = I_{n0}^2 (T_a + t_{отк}) =$ $= 14,91^2 (0,03 + 3) = 673,59кА^2с$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800кА^2с$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
Апериодическая составляющая	$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 14,91 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,03}} = 2,85$	$i_{ат.ном} = \frac{23}{100} \cdot \sqrt{2} \cdot 31,5 = 10,2$	$i_{ат} \leq i_{ат.ном}$

Выключатели принимаем одностипные на номинальное напряжение 220 кВ

ВВБ-220Б-31,5/2000У1.

Тип выключателя	ВВБ-220Б-1,5/2000У1
Номинальное напряжение, кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Номинальный ток, А	2000
Предельный сквозной ток, кА	102
Номинальный ток включения, кА	102

Ток термической стойкость, $\text{кА}^2/\text{допустимое время его действия, с}$	40/3
Время отключения (с приводом), с	0,08
Собственное время отключения (с приводом), с	0,05
Собственное время включения (с приводом), с	0,2
Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с	0,25
Тип привода или распределительного шкафа	ШРНА

Выключатели на стороне 6,3 кВ

Параметры	Расчетные параметры	Каталожные данные выключателя	Условие выбора.
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{раб}} = 6,3\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10\text{кВ}$	$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}$
Длительный ток, А	$I_{\text{раб}} = 1080\text{А}$	$I_{\text{ном}} = 1600\text{А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
Номинальный ток отключения, кА	$I_{\text{н0}} = 14,837\text{кА}$	$I_{\text{отк.ном.}} = 20\text{кА}$	$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{отк.ном}}$
Номинальный ток динамической стойкости, кА	$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{н0}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 14,837 = 36,27\text{кА}$	$i_{\text{пр.ск}} = 102\text{кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.ск}}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{\text{н0}}^2 (T_a + t_{\text{отк}}) =$ $= 14,837^2 (0,05 + 3) = 671,42\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 8 = 3200\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

Выключатели принимаем одностипные на номинальное напряжение 6,3 кВ
ВМПЭ-10-1600-20У3

Тип выключателя	ВМПЭ-10-1600-20У3
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток отключения, кА	20
Номинальный ток, А	1600
Предельный сквозной ток, кА	52
Номинальный ток включения, кА	52
Ток термической стойкость, $\text{кА}^2/\text{допустимое время его действия, с}$	20/8
Время отключения (с приводом), с	0,095
Собственное время отключения (с приводом), с	0,07
Собственное время включения (с приводом), с	0,3
Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с	0,5
Тип привода или распределительного шкафа	ППВ-10

ВЫБОР РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ.

Разъединители выбираем однотипные на номинальное напряжение 220 кВ

Параметры	Расчетные параметры	Каталожные данные	Условие выбора.
Номинальное напряжение, кВ	$U_{раб} = 220кВ$	$U_{ном} = 220кВ$	$U_{раб} \leq U_{ном}$
Длительный ток, А	$I_{раб} = 860А$	$I_{ном} = 1000А$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
Номинальный ток динамический стойкости, кА	$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{н0} =$ $= \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 14,91 = 36,27кА$	$i_{пр.ск} = 102кА$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
Термическая стойкость, $кА^2 \cdot с$	$B_k = I_{н0}^2 (T_a + t_{отк}) =$ $= 14,91^2 (0,03 + 3) = 673,59кА^2 с$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 1 = 1600кА^2 с$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

Исходя из этих данных выбираем разъединитель РНДЗ-220/1000 У1

Тип разъединителя	РНДЗ-220/1000 У1
Номинальное напряжение, кВ	220
Номинальный ток, кА	1000
Предельный сквозной ток, кА	102
Ток термической стойкости, $кА^2$ /допустимое время его действия, с	40/1
Тип привода	ПРН-110 У1

На стороне генератора ТВФ – 100 принимаем пофазно экранированный токопровод генераторного напряжения с электрически непрерывными кожухами с компенсацией внешнего поля типа ГРТЕ -20-10000-300

Параметры токопровода сведены в таблицу.

Тип турбогенератора	ТГВ – 200
Номинальное напряжение, кВ: турбогенератора токопровода	10,5 20
Номинальный ток, А: турбогенератора токопровода	8625 10000
Электродинамическая стойкость, кА	300
Токоведущая шина $d \times S$, мм	280x15(12,8)
Кожух (экран) $D \times \delta$, мм	750x6(4)
Междуфазное расстояние А, мм	1000; 1200
Тип опорного изолятора	ОФР-20-375с
Шаг между изоляторами, мм	2500-3000
Тип применяемого трансформатора напряжения	ЗОМ-1/15(18); ЗНОМ-15(18)
Тип встраиваемого трансформатора тока	ТШ-20-10000/5; ТШЛ-20Б-1-10000/5/5
Предельная длина монтажного блока или секции, м	8
Масса 1 м. одной фазы, кг.	До 90

ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА.

При выборе трансформаторов тока прежде всего определяется тип трансформатора (встроенный или отдельно стоящий), что, в свою очередь, зависит от типа принятого ранее выключателя. В случае установки масляных малообъемных выключателей должны применяться отдельно стоящие трансформаторы тока. Выбор трансформаторов тока завершается сводной таблицей.

Трансформаторы тока на 220 кВ

Параметры	Расчетные параметры	Каталожные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{раб}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}$
Длительный ток, А	$I_{\text{раб}} = 860 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1200 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
Номинальный ток динамической стойкости, кА	$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{н0}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 14,91 = 36,27 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.ск}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.ск}}$
Термическая стойкость, кА ² ·с	$B_k = I_{\text{н0}}^2 (T_a + t_{\text{отк}}) =$ $= 14,91^2 (0,03 + 3) = 673,59 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 39,2^2 \cdot 3 = 4609 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

Исходя из проведенных расчетов и сравнений принимаем ТФЗМ-220Б-III (случай рассмотрен для рабочего тока ячейки линии, связывающей КЭС с системой).

Трансформаторы тока на стороне 220 кВ принимаем одноступенчатые, но с разными коэффициентами трансформации тока.

В ячейках отходящих линий, межсекционного выключателя, обходного выключателя устанавливаем ТФЗМ-220Б-III с коэффициентом трансформации 1200/5.

В ячейках трансформаторов блоков на стороне 220 кВ устанавливаем ТФЗМ-220Б-III с коэффициентом трансформации 600/5.

В нейтрали повышающих трансформаторов устанавливаем ТВТ-110-И-600/5

В ячейках тупиковых линий устанавливаем трансформаторы тока ТФЗМ-220Б-III с коэффициентом трансформации 300/5.

В ячейке пускорезервного трансформатора собственных нужд устанавливаем трансформаторы тока ТФЗМ-220Б-III с коэффициентом трансформации 300/5.

В нуле генератора для питания поперечной дифференциальной защиты устанавливаем ТТ типа ТШЛО-20-Р-1500/5, также на нулевые выводы устанавливаем ТТ ТВГ-24-И-6000/5.

Выбор трансформаторов тока на выводах ПРТСН.

На стороне 6,3 кВ устанавливаем трансформаторы тока типа ТПЛК-10-Р/0,5-1500/5.

Параметры	Расчетные параметры	Каталожные данные выключателя	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	$U_{раб} = 6,3кВ$	$U_{ном} = 10кВ$	$U_{раб} \leq U_{ном}$
Длительный ток, А	$I_{раб} = 1,46кА$	$I_{ном} = 1500А$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
Номинальный ток динамический стойкости, кА	$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{н0} =$ $= \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 13,92 = 35,43кА$	$i_{пр.ск} = 102кА$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
Термическая стойкость, $кА^2 \cdot с$	$B_k = I_{н0}^2 (T_a + t_{отк}) =$ $= 13,92^2 (0,05 + 3) = 591кА^2с$	$I_T^2 \cdot t_T = 70,8^2 \cdot 3 = 15037кА^2с$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

В нейтрали пускорезервного трансформатора собственных нужд ПРТСН-1 устанавливаем трансформатор тока типа ТВТ-110-І-600/5.

Выбор трансформаторов тока на выводах ТСН.

Выбор трансформаторов тока на выводах 6,3 кВ трансформатора собственных нужд. Устанавливаем ТПЛК-10-Р-/0,5-1500/5

Параметры	Расчетные параметры	Каталожные данные выключателя	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	$U_{раб} = 6,3кВ$	$U_{ном} = 10кВ$	$U_{раб} \leq U_{ном}$
Длительный ток, А	$I_{раб} = 1,08кА$	$I_{ном} = 1500А$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
Номинальный ток динамический стойкости, кА	$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{н0} =$ $= \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 14,837 = 37,77кА$	$i_{пр.ск} = 102кА$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
Термическая стойкость, $кА^2 \cdot с$	$B_k = I_{н0}^2 (T_a + t_{отк}) =$ $= 14,837^2 (0,05 + 3) = 591кА^2с$	$I_T^2 \cdot t_T = 70,8^2 \cdot 3 = 15037кА^2с$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

На выводах 10,5 кВ устанавливаем ТПОЛ-20-600/5

ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Трансформаторы напряжения выбираются по номинальному напряжению на высокой стороне, классу точности, мощности на низкой стороне и типу. Они изготавливаются однофазными и трёхфазными пятистержневыми. Тип трансформатора напряжения выбирается в зависимости от назначения.

Класс точности определяется номинальной мощностью подключённых приборов, поэтому выбирают их путём сравнения номинальной мощности при данном классе точности с нагрузкой, создаваемой подключёнными приборами.

На первой, второй и обходной системах шин 220 кВ установим через разъединители однофазные каскадные трехобмоточные ТН типа:

НКФ-220-58 У1 с номинальными напряжениями - $\Delta / \Delta / \Delta \frac{220000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / 100$ В.,

с номинальной мощностью - 400 ВА для класса 0,5; 600 ВА для класса 1; 1200 ВА для класса 3. Такие комплекты устанавливаем на I-ой и II-ой системах шин;

$V / V / V$ - в фазах А и С со схемой соединения I/I-0 на обходной системе шин для контроля напряжения.

Трансформаторы тока устанавливаемые на выводах генератора входят в комплект пофазно экранированного токопровода. Параметры токопровода приведены выше.

В нулевой вывод генераторов устанавливаем ЗОМ-1/15 с номинальными напряжениями $\frac{15750}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / 100$ В.

На шинах 6,3 кВ устанавливаем ЗНОЛ.06-6У3 с номинальными напряжениями $\frac{6300}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / 100$ с номинальной мощностью – 50 ВА для класса 0,5; 75 ВА - для класса точности 1; 200 ВА – для класса точности 3.

4. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Управление – это воздействие на объект или процесс с определенной целью. Процесс управления включает три стадии: сбор информации, обработка информации и принятие управляющих решений, передача управляющих команд. Если все операции осуществляются автоматически, без участия персонала, система управления называется автоматической. Если на какой-либо стадии в управлении участвует персонал, система управления называется автоматизированной.

Автоматизированная система управления (АСУ) является человеко – машинной системой. Она представляет собой совокупность методов и технических средств, обеспечивающих наиболее эффективное выполнение функций управления на основе использования экономико-математических методов и средств вычислительной техники.

Различают два вида управления: управление технологическими процессами, обеспечивающее воздействие на режим работы агрегатов, объектов, комплексов объектов, и организационно – экономическое управление, осуществляющее воздействие на трудовые, материальные и финансовые ресурсы, участвующие в производстве. Соответственно различают автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) и автоматизированные системы организационно-экономического управления (АСУОЭ).

В соответствии с общепромышленными руководящими методическими материалами по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами даются следующие определения.

Современный высокопроизводительный технологический объект представляет собой совокупность автоматизированного технологического оборудования и высокоэффективных средств управления и образует автоматизированный технологический комплекс (АТК). Совокупность средств управления в составе АТК образует систему управления, получившую условное наименование АСУТП.

АСУТП – система, реализуемая на базе высокоэффективной вычислительной и управляющей техники, обеспечивающая управление технологическим процессом на основе централизованно обработанной информации по заданным технологическим и технико-экономическим критериям, определяющим количественные и качественные результаты выработки продукта и подготавливающая информацию для решения организационно-экономических задач.

АСУТП должна включать: техническое, программное, информационное, организационное обеспечение, оперативный персонал.

Техническое обеспечение – комплекс технических средств (КТС) АСУТП включает:

- средства получения информации (сигналов) о состоянии объекта управления;
- средства формирования и передачи информации (сигналов) в системе;
- средства локального регулирования и управления;
- средства вычислительной техники;
- средства представления информации оперативному персоналу системы;
- исполнительные устройства;
- средства передачи информации в смежные и вышестоящие АСУ (при необходимости).

Программное обеспечение АСУТП включает:

- общее программное обеспечение, поставляемое в комплекте с используемыми средствами вычислительной техники, в том числе организующие и диспетчирующие программы, транслирующие программы, библиотеки стандартных программ и др.;
- специальное программное обеспечение, представляющее собой совокупность программ, реализующих функции конкретной системы и обеспечивающих организацию функционирования КТС.

Информационное обеспечение АСУТП включает:

- единую систему кодирования технологической и технико-экономической информации;
- справочную и оперативную информацию.

Организационное обеспечение АСУТП включает:

- описание функциональной, технической и организационной структур системы;
- инструкции и регламенты для оперативного персонала по работе АСУТП.

Оперативный персонал АСУТП включает:

- технологов-операторов, осуществляющих управление технологическим объектом в составе АСУТП;
- эксплуатационный персонал, обеспечивающий заданное функционирование системы в целом.

Функции АСУТП подразделяются на информационные и управляющие.

Необходимыми условиями принадлежности системы к АСУТП является обязательное

выполнение хотя бы в минимальном объеме следующих информационных и управляющих функций:

- непрерывное периодическое и (или) по вызову измерение, оперативное отображение и регистрация значений технологических параметров и показателей состояния оборудования;
- обнаружение, оперативное отображение, регистрация и сигнализация отклонений значений технологических параметров и показателей состояния оборудования от установленных пределов;
- оперативное отображение и регистрация результатов математических и логических операций, выполняемых комплексом технических средств системы;
- подготовка информации и выполнение процедур обмена информацией со смежными и вышестоящими системами управления;
- определение рационального режима ведения технологического процесса;
- формирование и передача на входы исполнительных устройств управляющих воздействий, обеспечивающих реализацию выбранного режима.

На предприятиях и в объединениях создаются комплексные системы, обеспечивающие решение задач, как технологического, так и организационно-экономического управления. Такие системы называются организационно-технологическими АСУ.

Автоматизированные системы управления технологическими процессами созданы и эксплуатируются в энергетике на всех уровнях управления. К ним относятся: автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ) энергосистемами, АСУТП электростанций и энергоблоков, АСУТП крупных подстанций, АСУТП нормальных и аварийных режимов работы энергосистем.

АСДУ создаются на всех уровнях управления как самостоятельные системы технологического управления или как часть комплексной организационно-технологической АСУ (от АСУ).

АСДУ - принципиально новый этап автоматизации оперативного управления энергосистемами, базирующийся на широком использовании средств вычислительной техники и современных систем сбора и передачи информации. С помощью АСДУ обеспечивается решение задач планирования режимов и оперативного управления энергосистемами.

АСУТП созданы и успешно функционируют на ряде тепловых электростанций, обеспечивая сбор, обработку и отображение оперативной информации, расчеты технико-экономических показателей и решение ряда других задач управления.

АСУТП гидроэлектростанций и каскадов гидроэлектростанций обеспечивают управление ГЭС в нормальных и аварийных режимах на основе централизованной информации.

АСУТП подстанций электрических сетей - с помощью малых ЭВМ, устанавливаемых на подстанциях, обеспечивается решение информационных задач и ряда функций автоматического управления.

Система управления современными мощными ТЭС имеет, как правило, два уровня: управление энергоблоком или группой энергоблоков - первый уровень и управление ТЭС в целом - второй уровень. Задачи управления распределены между этими двумя уровнями. На первом уровне осуществляется управление всеми элементами энергоблока (котел, турбина, генератор, установки собственных нужд энергоблока) с целью обеспечения заданного режима работы, предотвращения повреждения элементов энергоблока, ликвидации аварийных ситуаций. На втором уровне осуществляется управление общестанционными устройствами (топливоподачей, химводоочисткой, компрессорной циркуляционной насосной, распределительными устройствами электростанции, общестанционными собственными нуждами и т.д.). При этом должно быть обеспечено выполнение графика нагрузки, заданного электростанции, предотвращение повреждения отдельных элементов оборудования, ликвидация аварийных ситуаций, возникающих на станции, правильное поведение агрегатов электростанции при ликвидации аварийных ситуаций в энергосистеме.

Соответственно и АСУТП ТЭС создаются как одноуровневые (когда они обеспечивают решение задач одного уровня управления) или как двухуровневые (когда они обеспечивают решение задач обеих уровней управления) системы.

Внедрение средств компьютерной техники на мощных тепловых электростанциях стало необходимым в связи с усложнением управления технологическими процессами, обусловленными увеличением мощности агрегатов и повышением параметров пара. Переход к мощным энергоблокам потребовал значительного расширения сферы автоматизации и создания комплексных систем управления, в состав которых входят развитые системы автоматического контроля, дистанционного и автоматического управления, регулирования и технологических защит. Так, например, контроль режима энергоблока мощностью 300 МВт осуществляется по 600-800 параметрам; поддержание основных параметров обеспечивается воздействием на 100-120 регулирующих органов; на

блоке устанавливается около 100 автоматических регуляторов и 60 комплектов технологических защит. Ещё более сложны системы управления энергоблоками 500 и 800 МВт.

АСУТП обеспечивает выполнение следующих функций:

- Последовательный контроль групп параметров с автоматической световой и звуковой сигнализацией при их отклонении за установленные пределы (уставки предупредительной и аварийной сигнализации);
- Выборочный контроль по указывающему прибору и регистрацию значений любого параметра на самописце, контроль по вызову (либо автоматически) любого параметра по цифровому табло;
- Расчет некоторых технико-экономических показателей и отдельных коэффициентов;
- Периодическую цифровую регистрацию значений параметров технико-экономических показателей и параметров, вышедших за установленные пределы;
- Автоматический контроль и сигнализацию в случае неисправности различных устройств и блоков системы и линий связи с датчиками.

Внедрение АСУ на энергоблоках обеспечило повышение достоверности и оперативности представления информации, что позволило уменьшить количество оперативного персонала на энергоблоках и повысить надежность их работы.

С помощью ИВК АСУ обеспечивается информационное обслуживание оперативного персонала, вызов информации на табло по запросу, контроль основных параметров режима работы энергоблока в нормальном режиме, а также при пуске и останове агрегата, документирование оперативной информации, фиксация параметров для ретроспективного анализа аварийных ситуаций. С помощью ЭВМ осуществляется также оперативный расчет технико-экономических показателей энергоблока.

Центральным научно-исследовательским институтом комплексной автоматизации (ЦНИИКА) совместно с институтом «Теплоэлектропроект» разработана АСУТП «Комплекс-АСВТ», предназначенная для управления конденсационными энергоблоками 300, 500 и 800 МВт, а также теплофикационными агрегатами 250 МВт. АСУТП «Комплекс-АСВТ» построена по иерархическому принципу и состоит из двух независимых, но связанных между собой подсистем - информационной и вычислительной.

Информационная подсистема реализует сравнительно простые алгоритмы сбора, обработки и отображения информации, носящие регулярный и массовый характер. В ее

функции входит также передача информации от объекта к вычислительной подсистеме, которая реализует сложные алгоритмы обработки информации.

Информационная подсистема, устанавливаемая на каждом агрегате, представляет собой набор устройств с фиксированной (заранее заданной) программой действия. Первые образцы информационной подсистемы реализованы на дискретных элементах, а последние на микроэлектронных компонентах.

Информационная подсистема одновременно выполняет функции централизованного контроля с выводом информации на аналоговые и цифровые приборы и регистрацию по вызову, а также сигнализацию технологических параметров, отклонившихся от установленных значений.

Информационная подсистема рассчитана на подключение до 1000 термопар, термометров сопротивления, датчиков с унифицированным токовым сигналом 0-5 мА и до 250 двухпозиционных датчиков.

Вычислительная подсистема строится на базе двух типовых комплексов ЭВМ.

Комплекс технических средств представляет собой широкий набор агрегатных модулей для реализации разнообразных функций сбора, обработки и вывода информации.

Программы регистрации аварийных ситуаций обрабатывают информацию от 100 аналоговых датчиков технологических параметров, 80 датчиков состояния двухпозиционных органов. Время фиксации - 10 мин до и 15 мин после начала аварии. Обработанная информация выводится на печатающее устройство.

Благодаря применению более мощной ЭВМ система «Комплекс-АСВТ» обеспечивает решение основных задач управления энергоблоком с большей оперативностью и достоверностью.

С помощью «Комплекс-АСВТ» обеспечивается решение следующих задач управления энергоблоками:

- Контроль за параметрами режима, фиксация и сигнализация отклонений контролируемых параметров от установленных пределов;
- Регистрация аварийных событий и анализ предаварийных ситуаций;
- Расчеты режима энергоблока (за 15 мин, 1 час), анализ и выдача рекомендаций оператору по ведению экономического режима;
- расчеты неоперативных (сутки) и отчетных технико-экономических показателей;
- контроль за пуском агрегата и выдача рекомендаций оперативному персоналу и др.

Наряду с осуществлением информационно-вычислительных функций на ряде энергоблоков внедрены управляющие ЭВМ, осуществляющие автоматический пуск энергоблока из различных тепловых состояний и останов; управление блоком при аварийных ситуациях с целью сохранения блока в работе с максимально возможной нагрузкой; автоматическое управление режимом работы котла; управление локальными устройствами автоматики, регулирующими режим работы агрегата и др.

Информационно-вычислительные и управляющие ЭВМ находят все более широкое применение на энергоблоках - автоматизировано управление энергоблоком при пуске и останове, а также в нормальном режиме. Объем управления, осуществляемого с помощью ЭВМ:

- По котлу - подготовка питательной воды, заполнение котла, пуск и останов вентиляторов и дымососов, запуск систем растопочного и основного топлива, розжиг и отключение горелок, поддержание температуры пара в заданной точке тракта, подъем температуры и давления свежего пара, управление горелками;

- По турбине - управление подачей пара на уплотнение при пуске и останове, набор и сброс вакуума, прогрев, пуск и останов главного питательного насоса, управление дренажными вентилями, включение турбоагрегата, разворот турбины и управление на выбеге, синхронизация, набор нагрузки пуск и останов питательного турбонасоса и другие операции.

С помощью АСУТП ТЭС осуществляется решение следующих основных задач управления:

- Автоматический сбор и первичная обработка технологической информации, поступающей от АСУТП энергоблоков или непосредственно от информационных подсистем отдельных агрегатов;
- Расчет, регистрация и отображение обобщенных технико-экономических показателей о работе электростанции в целом или группы агрегатов за определенные периоды времени (смена, сутки, месяц);
- Сбор информации о работе электрической части электростанции (основной сети, схемы собственных нужд), контроль за параметрами сети, отображение и регистрация информации;
- Расчет энергетических характеристик агрегатов и суммарной характеристики ТЭС или группы агрегатов для передачи ее на высшие уровни управления.
- Распределение нагрузки между агрегатами;

- Регистрация доаварийных, аварийных и послеаварийных значений параметров, срабатываний устройств защиты и автоматики, переключений коммутационных аппаратов электрической схемы для анализа причин возникновения и хода развития аварий;
- Автоматизация ведения оперативных ведомостей текущих значений параметров;
- Определение сроков чистки теплообменной аппаратуры;
- Участие в автоматическом регулировании частоты, напряжения, активной и реактивной мощности;
- Участие в системах противоаварийной автоматики;
- Учет топлива, учета анализ топливной составляющей себестоимости;
- Обмен информацией с АСУ высших уровней управления и др.

Перечисленные задачи, обеспечивающие повышение экономичности и надежности работы электростанции, могут быть разделены на следующие группы:

1. Задачи, повышающие экономичность работы ТЭС. К этой группе задач относятся расчеты технико-экономических характеристик электростанции в целом, аналогичные расчетам, выполняемым для энергоблоков, они используются для анализа экономичности режима электростанции и оценки качества работы оперативного персонала. Наряду с расчетом фактических технико-экономических показателей электростанции за определенный отрезок времени (смена, сутки, месяц) в АСУ ТЭС часто предусматривается комплекс расчетов нормативных и плановых технико-экономических показателей, определяемых на основе измеренных параметров режима энергетического оборудования. Выполняются также ретроспективные расчеты прошедших режимов (например, за прошлые сутки) для оценки отклонения фактического режима от оптимального. Для выполнения подобного комплекса расчетов обычно используются более мощные ЭВМ, установленные в вычислительном центре энергосистемы. Обмен информацией при этом между АСУТП ТЭС и вычислительным центром энергосистемы осуществляется с помощью аппаратуры передачи данных и телемеханики.

Оптимальное распределение нагрузки между агрегатами по критерию минимума расхода топлива на основании характеристик относительных приростов отдельных агрегатов. Решение этой задачи обычно осуществляется при составлении графика нагрузки на следующие сутки при заданной суммарной мощности электростанции и известных ранее определенных характеристик относительных приростов в зависимости от

состава вспомогательного оборудования (агрегатов собственных нужд) и параметров режима каждого агрегата.

Поскольку режим работы агрегатов, а также состав вспомогательного оборудования может изменяться в процессе работы, при оперативном управлении с помощью ЭВМ осуществляется корректировка характеристик и перераспределение нагрузки между агрегатами. Перераспределение нагрузки обычно осуществляется вручную персоналом на основании рекомендаций, выдаваемых ЭВМ.

В процессе работы происходит ухудшение экономических характеристик агрегата, изменение его характеристик относительных приростов. Поэтому в процессе работы производится корректировка базовых (нормативных) характеристик, построенных после проведения соответствующих испытаний.

При наличии расхождения контрольной и базовой характеристик контролируемого агрегата ЭВМ дает рекомендацию на проведение тарировки датчиков основных технологических параметров этого агрегата. После тарировки приборов, осуществляемой персоналом, и введения в ЭВМ соответствующей информации производится повторное определение контрольной характеристики и если сохраняется ее расхождение с базовой дается команда персоналу на корректировку характеристики.

2. Задачи, повышающие надежность работы агрегатов. К этой группе задач относятся: регистрация доаварийных, аварийных и послеаварийных значений параметров, срабатываний устройств технологической защиты, определение сроков чистки теплообменной аппаратуры, диагностика и прогнозирование хода технологического процесса и работы технологического оборудования, контроль за ходом пуска и останова агрегата и выдача рекомендаций персоналу по ведению режима.

Цель оптимального управления агрегатом при пуске заключается в том, чтобы, выдержав ограничения на температуру прогрева турбоустановки и котлоагрегата и ограничения на скорость изменения параметров, за наименьшее время набрать заданную нагрузку. В части турбоагрегата при этом производится анализ текущей информации о тепловом состоянии агрегата с целью определения допустимых пределов температур свежего и вторичного пара, скоростей вращения ротора для ориентировки оператора; в части котлоагрегата - помощь оператору в осуществлении контроля за состоянием оборудования и анализа возникающих ситуаций при пуске.

3. Задачи, обеспечивающие управления электрической частью электростанции. К этой группе задач относятся: автоматизация составления бланков переключений и ведение суточной ведомости о параметрах режима электрической части и генераторов; обмен информацией с высшими уровнями управления, контроль за

состояние коммутационной аппаратуры и регистрация переключений; контроль за параметрами режима электрической сети, регистрация отклонений; фиксация срабатывания устройств релейной защиты и автоматики.

4. Задачи, обеспечивающие управление электростанций как элементом энергосистемы. К этой группе задач относятся: автоматическое управление элементами электростанции в нормальных режимах, обеспечивающее регулирование частоты и активной мощности, напряжения и реактивной мощности; управление агрегатами и коммутационными аппаратами в аварийных режимах (противоаварийная автоматика), обеспечивающее изменение мощности электростанции и схемы электрических соединений для предотвращения развития аварийных ситуаций.

Экономическая эффективность АСУ тепловых электростанций определяется снижением затрат на ремонт оборудования и уменьшением суммарного расхода топлива в энергосистеме на производство электрической энергии и тепла.

Снижение затрат на ремонт оборудования обуславливаются повышением его надежности, что обеспечивается благодаря более строгому контролю за его работой и своевременному принятию мер по предотвращению или ликвидации отклонений от нормального режима, а также благодаря более правильному определению сроков и объемов ремонта.

Снижение суммарного расхода топлива на производство электроэнергии и тепла, достигаемое благодаря созданию АСУ тепловой электростанции, определяется по энергосистеме в целом, где работает рассматриваемая электростанция и включает следующие составляющие:

- Экономия топлива за счет снижения удельного расхода топлива на данной электростанции;
- Экономия топлива за счет дополнительной выработки электроэнергии на рассматриваемой электростанции (которая, как правило, является более экономичной, чем ряд других электростанций энергосистемы) благодаря сокращению простоя оборудования в ремонте;
- Дополнительная экономия, достигаемая благодаря выработке на рассматриваемой или другой аналогичной электростанции дополнительной электроэнергии на топливе, сэкономленном по двум первым составляющим (системный эффект).

При разработке и эксплуатации АСУ ТЭС необходимо соблюдать требования правил техники эксплуатации. Весь персонал, занятый эксплуатацией и ремонтом средств вычислительной техники, датчиков теплотехнических и электрических параметров,

средств отображения информации, должен руководствоваться правилами техники безопасности для персонала, обслуживающего электрические и энергетические установки.

Работы в электрических установках и в энергетических цехах ТЭС должны быть оформлены нарядами в соответствии с действующими правилами и инструкциями по эксплуатации.

Работы на ЭВМ и периферийном оборудовании в вычислительном центре могут выполняться без наряда с оформлением в оперативном журнале.

5. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ И ОПИСАНИЕ КОМПОНЕНТОВ АСУ ТЭС

Микропроцессорная автоматизированная система управления тепловыми электростанциями

В связи с возрастающей по мере развития электроэнергетики сложностью решения проблемы оптимального распределения активной нагрузки при поддержании практически неизменной частоты и, особенно, противоаварийного управления мощностью электроэнергетических систем и ее перетоками между ними к покрытию неплановой случайно изменяющейся части графика нагрузки ЭЭС стали привлекаться и тепловые электростанции. В соответствии с общей концепцией построения АСУ ТП тепловых электростанций на общестанционную ее часть, кроме оптимального распределения плановой мощности, возлагается задача технически рационального и технико-экономически оптимального распределения между энергоблоками ТЭС неплановой, задаваемой общей для ЭЭС автоматической системой управления активной мощностью. Общестанционная часть АСУ ТП обеспечивает участие ТЭС и в автоматическом регулировании частоты. Особая роль принадлежит ТЭС в противоаварийном управлении мощностью: кратковременные импульсное и длительное снижение мощности турбогенераторов (их разгрузка) являются решающими факторами предотвращения нарушения динамической и статической устойчивости электроэнергетических систем соответственно.

Поэтому и в связи с громоздкостью теплоэнергетического технологического оборудования функции микропроцессорной АСУ ТП тепловой электростанции существенно сложнее выполняемых автоматизированной системой управления гидроэлектростанцией. В соответствии с общей концепцией построения АСУ ТП тепловых электростанций она, является интегрированной, иерархической, двухуровневой и распределенной, функционирующей на основе переработки обширной информации.

Основной уровень АСУ ТП — это ее общестанционная часть ОСЧ (рис. 1). Она состоит из информационного ИВК и управляющего УВК вычислительных комплексов. Информационное обеспечение АСУ имеет решающее значение для эффективности ее функционирования. Общестанционная часть АСУ осуществляет обмен информацией по телеавтоматическим каналам технических средств сбора и передачи информации (ССПИ с АСУ ЭЭС, автоматизированной системой диспетчерского управления (АСДУ) ОЭС и по каналам быстродействующей передачи сигналов БСПА с централизованной противоаварийной автоматикой ЦПА. Общестанционная часть получает информацию о заданном графике загрузки электростанции плановой мощностью и о предписанной

неплановой, покрытие которой связано с участием ТЭС в автоматическом регулировании частоты, информацию о дозированных противоаварийных воздействиях на кратковременное и длительное снижение мощности турбин в аварийном и послеаварийном режимах соответственно и выдает информацию о режимах работы ТЭС и ее технико-экономических показателях, о схеме электростанции, состояниях энергоблоков, максимально и минимально допустимых мощностях и об исполнении заданий по плановой и неплановой мощностям.

Информационно-вычислительный комплекс ИВК собирает информацию от измерительных преобразователей электрических режимных параметров турбогенераторов и датчиков тепловых, термодинамических и механических режимных параметров энергоблоков и оборудования собственных нужд (источников информации ИИ агрегатной части АЧ АСУ) и производит ее обработку, прежде всего для отображения оперативному персоналу ООП, диагностики состояния и определения ресурсов основного тепло- и электроэнергетического оборудования ДСЭО, учета выработанной, потребляемой на собственные нужды и отпущенной электрической и тепловой энергии УЭТЭ, поступающей в устройства отображения и использования информации УО и ИИ. В ИВК производятся расчеты по оптимальному распределению плановой и неплановой мощностей электростанции между энергоблоками по рассчитываемым циклически на основе собираемой информации технико-экономическим показателям энергоблоков РОРМ, формируются данные для передачи в АСУ ЭЭС; производится регистрация и анализ аварийных ситуаций РААС и ряд расчетов планово-производственного характера.

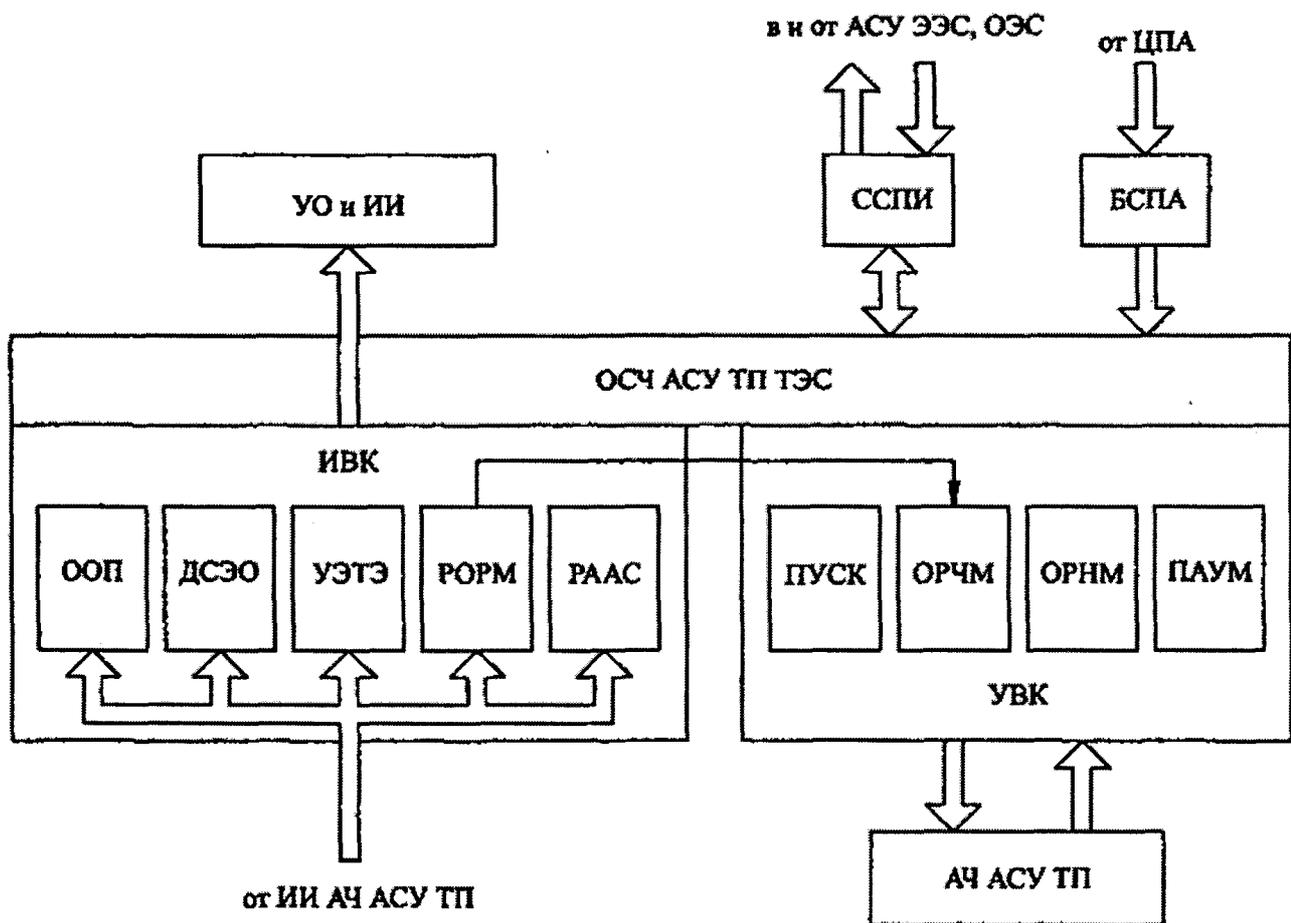


Рис. 1 Функциональная схема АСУ ТП тепловой электростанции

Управляющий вычислительный комплекс состоит из четырех частей: управления пуском, включением на параллельную работу и нагружением турбогенераторов ПУСК, общестанционного регулирования частоты и мощности ОРЧМ, напряжения и реактивной мощности ОРНМ и противоаварийного управления мощностью ПАУМ. Основные отличительные от управляющей части АСУ ГЭС особенности УВК определяются сложностью технологических процессов пуска, останова и нагружения паровых турбин и рассмотренными задачами автоматического управления мощностью в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах, реализуемого микропроцессорной автоматической системой управления мощностью, выполняющей функции ОРЧМ и ПАУМ. Усложняются и функции ОРНМ по сравнению с выполняемыми в АСУ ГЭС, поскольку ТЭС часто имеют шины нескольких напряжений, а ТЭЦ — и генераторного напряжения. Соответственно требуется больший объем информации и согласование управляющих воздействий на АРВ синхронных генераторов и АРКТ трансформаторов и автотрансформаторов связи между шинами.

Автоматическая система ОРМ (рис. 1) программно реализуется как многосвязная автоматическая система регулирования.

Поскольку режим работы современных ТЭС по напряжению и реактивной мощности определяется множеством параметров: напряжениями шин, распределением реактивной нагрузки электростанции между синхронными и асинхронизированными генераторами, потоками реактивной мощности через трансформаторы связи между шинами различных напряжений и по линиям электропередачи, то метод расчета, управляющих воздействий на АРВ генераторов и АРКТ трансформаторов представляет собой нормализованный математический аппарат решения оптимизационной задачи.

Микропроцессорная автоматическая система управления частотой и мощностью ОРЧМ (см. рис. 1) является основной частью АСУ ТП. В связи с противоречивостью энергосистемных и внутриблочных требований и условий она отличается значительной сложностью. Для поддержания оптимального режима и устойчивости функционирования энергообъединений особенно важны скорость и точность отработки выдаваемых ТЭС заданий по мощности, тогда как допустимая и реализуемая скорости изменения мощности инерционных тепловых энергоблоков ограничены. Поэтому автоматическая система управления содержит специфические элементы ограничения темпа, задания мощности (ОТЗ) и безударного ее подключения и отключения. По существу, только микропроцессорная реализация позволила, на удовлетворительном уровне компромиссно разрешить противоречивость общесистемных и внутриблочных условий и придала автоматической системе управления новые, по сравнению с аналоговой реализацией, свойства.

В соответствии с указанными техническими задачами АСУ ТП общестанционная автоматическая система управления (регулирования) частоты и мощности тепловой электростанции программно выполняет функции (рис. 2): задающих элементов плановой нагрузки (ее графика) ЗГН и неплановой мощности ЗНМ; ограничителя темпа заданий на изменения мощностей ОТЗ и элемента безударного подключения и отключения ОРЧМ (безударных операций) БО; элементов оптимального по технико-экономическим показателям распределения мощности ОРМ и задания мощности $P_{г.пр.i}$ энергоблокам ЗМБ; измерительного органа частоты ИОЧ с зоной нечувствительности $\Delta f_{нч} > |\pm 0,1| ГЦ$. Выходной сумматор сигналов SM воздействует на микропроцессорную ЭЧСР-М турбоагрегата и аналоговый регулятор парогенератора АРПГ.

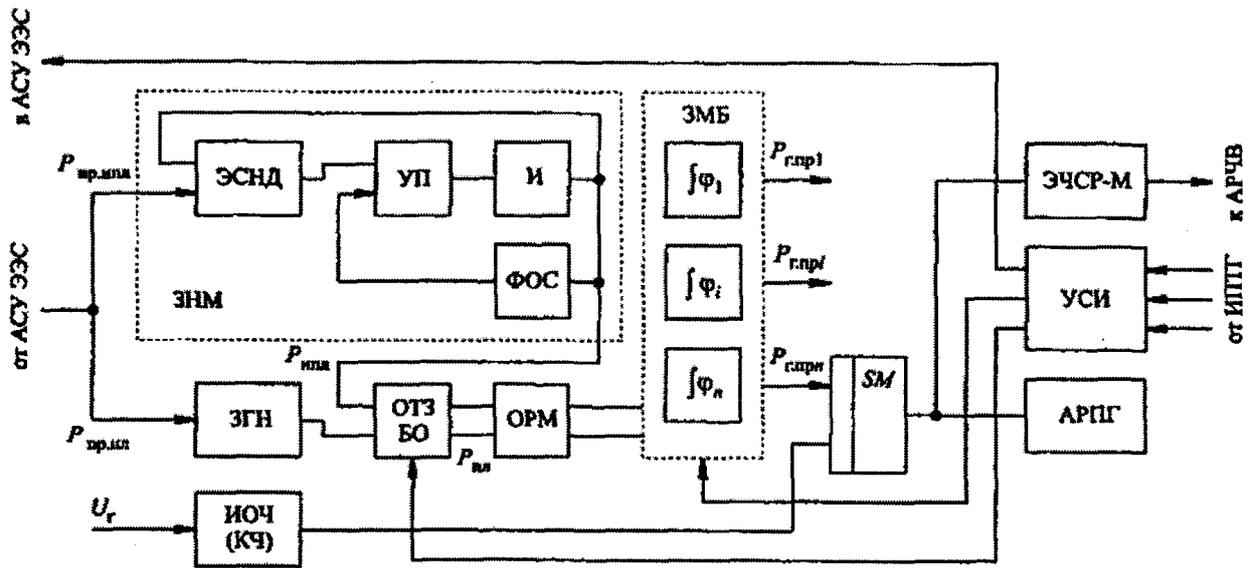


Рис. 2 Функциональная схема микропроцессорной автоматической системы управления мощностью тепловой электростанции

Плановая предписанная нагрузка $P_{\text{пр.пл}}$ рассчитывается в общеэнергосистемном оперативном информационно-управляющем комплексе АСУ ЭЭС (см. ниже) и передается по каналам связи системы сбора и передачи информации на ТЭС заблаговременно в виде почасовых точек графика нагрузки и состава турбогенераторов (их пуска и останова). Задачи, связанные с управлением неплановой предписанной мощностью $P_{\text{пр.нпл}}$ и противоаварийным управлением, решаются в реальном времени управляющим вычислительным комплексом общеэнергосистемного уровня. Расчеты заданий плановой мощности энергоблокам по их технико-экономическим показателям производится микропроцессорами общестанционной части АСУ ТП в соответствии с почасовым графиком нагрузки, а неплановой - в реальном времени (циклически каждые 0,2 с).

Функции заданий мощностей ЗГН, ЗНМ и ЗМБ выполняются по замкнутым схемам следящего автоматического регулирования, поэтому функция задания неплановой нагрузки энергоблокам называется регулятором неплановой мощности. Они функционируют по интегральному алгоритму автоматического регулирования и принципиально реализуются как программные позиционные астатические регуляторы, содержащие, например ЗНМ, элемент сравнения непрерывного действия ЭСНД (рис. 2), релейный усилитель-преобразователь УП и интегратор И, охваченные функциональной гибкой отрицательной обратной связью ФОС с передаточной функцией аperiodического звена. Их техническая реализация — цифровая по соответствующим программам управления

микропроцессорными вычислительными средствами, т.е. в виде цифровых моделей астатического следящего регулятора.

Программа оптимального распределения мощности обеспечивает вычисление функций φ_i ; изменений мощностей энергоблоков по их технико-экономическим показателям и технологическим ограничениям и определяет приоритет загрузки отдельных энергоблоков или их групп с учетом технологически допустимых регулировочных диапазонов. Их численным интегрированием, что условно (знаками интегралов) и обозначено на рис. 2, и определяются предписанные мощности $P_{Г.пр.i}$ энергоблоков.

Ограничители темпа- задания (их два в каналах мощностей $P_{пр.пл}$ и $P_{пр.нпл}$) также представляют собой цифровые модели астатических регуляторов с интеграторами, постоянные времени которых и устанавливают допустимые по технологическим условиям скорости изменений заданий мощностей, поступающих из АСУ ЭЭС, или скорость изменений нагрузок энергоблоков при подключениях и отключениях, ввиду или недостоверности информации, или неисправности АСРМ. Программно реализуется и измерительный орган частоты ИОЧ с зоной нечувствительности.

6. Безопасность жизнедеятельности

Обеспечение безопасности при эксплуатации электроустановок. Защита от неблагоприятного действия электричества

Действие электрического тока на организм человека и виды поражений.

1. Электрический ток оказывает на человека биологическое, тепловое, механическое и химическое действие.

- Биологическое - проявляется в нарушении протекающих в организме биологических процессов, сопровождающихся раздражением (разрушением) нервных и других тканей и ожогах, прекращению деятельности органов дыхания и кровообращения.
- Тепловое действие характеризуется нагревом тканей, кровеносных сосудов, нервов сердца и др. органов, находящихся на пути тока.
- Механическое действие сопровождается разрывом тканей, кровеносных сосудов в результате электродинамического эффекта.
- Химическое - разлагает кровь, лимфу, нарушает их физико-химический состав.

2. Факторы, определяющие опасность поражения электрическим током.

а) Электрические: напряжение, сила, род тока, его частота, электрическое сопротивление человека.

б) Неэлектрические: индивидуальные особенности человека, продолжительность действия тока и его путь через человека.

в) Состояние окружающей среды.

а) Электрический ток наименьшей силы, вызывающий раздражающее ощущение человеком, называется пороговым ощутимым током. Это примерно 1,1 МА для тока частоты 50 Гц, а для постоянного тока - 6 МА. При токе 10-15 МА частотой 50 Гц и постоянным в 50-80 МА человек не в состоянии разжать руку, которой касается токоведущей части. Такой ток называется неотпускающим пороговым. Ток 80-100 МА для частоты 50 Гц и 300 МА для постоянного тока вызывает прекращение кровообращения и смерть. Этот ток называется фибрилляционным. а минимальное его значение - пороговым фибрилляционным током. Ток более 100 МА (при частоте 50 Гц) мгновенно вызывает

смерть от остановки сердца. Наиболее опасным является переменный ток частотой 20-1000 гц. Значение неблагоприятного тока для постоянного больше в 3 раза, чем переменного. Сопротивление цепи человека электрическому току:

$$R_{\text{ч}} = R_{\text{т.ч.}} + R_{\text{о.д.}} + R_{\text{о.б.}} + R_{\text{о.п.}}$$

где $R_{\text{т.ч.}}$ -сопротивление тела человека

$R_{\text{о.д.}}$ - сопротивление одежды

$R_{\text{о.б.}}$ - сопротивление обуви

$R_{\text{о.п.}}$ - сопротивление опорной поверхности ног

Электрическое сопротивление тела человека индивидуально, его значение ориентировочно принимается равным 1000 ом. Продолжительность действия тока на тело человека пропорционально тяжести поражения, предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и силы токов выше отпускающих установлены для путей тока от одной руки к другой, от руки к ногам ГОСТ12.1.038. Стандарт. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов», которые для нормального ритма работы электроустановки при продолжительности воздействия не более 10 минут в сутки не должны превышать следующих значений: при переменном токе 50 гц - 2 в и при постоянном токе - 8 в при токе 0,3 МА. При работе в условиях высоких температур (более 25 градусов) и влажности более 75 процентов указанные значения напряжения прикосновения я должны быть уменьшены в 3 раза.

В зависимости от влияния окружающей среды ПУЭ классифицируют производственные помещения по степени опасности поражения электрическим током:

а) помещения с повышенной опасностью характеризуются наличием в них одного из следующих факторов:

- сырость (относительная влажность более 75 %)
- токопроводящая пыль
- токопроводящие полы
- высокая температура воздуха (более 35 градусов)

- возможность одновременного прикосновения человека к заземленным местам металлоконструкций с одной стороны и металлическим частям электрооборудования с другой.

б) особо опасные помещения характеризуются наличием одного из факторов:

- особая сырость (относительная влажность более 100%)
- *химически активная или органическая среда*
- одновременно два или более признака помещений с повышенной опасностью.

Помещениями без повышенной опасности являются такие, в которых отсутствуют признаки, указанные выше.

Территории размещения наружного электрооборудования приравниваются к особо-опасным помещениям.

Мероприятия по обеспечению электробезопасности.

Основными мероприятиями по защите от поражения электрическим током являются:

1. Обеспечение недоступности электроведущих частей.
2. Электрическое разделение сети.
3. Устранение опасности поражения при появлении напряжения на корпусах других частях электрооборудования нормально не находящихся под напряжением с помощью:
 - а) защитного заземления,
 - б) зануления,
 - в) защитного отключения.
4. Применение малых напряжений
5. Защита от опасности при переходе от напряжения с высшей стороны на низшую.
6. Контроль и профилактика повреждений изоляции.
7. Компенсация емкостной составляющей тока на землю.

8. Применение специальных электротехнических средств.

9. Организация безопасной эксплуатации электроустановок.

Применение малых напряжений: 6-12-24-36-42 в. ограничивается трудностью осуществления протяжной сети. Область применения: ручной инструмент, переносные лампы, лампы местного освещения, сигнализация.

Электрическое разделение сети, осуществляется путем подключения отдельных электроприемников через разделительный трансформатор. Цель - уменьшение емкости и увеличение сопротивления сети.

Защита от опасности при переходе с высшей стороны на низшую.

Опасность возникает при повреждении изоляции между обмотками ВН и НН трансформатора. Способы защиты зависят от режима нейтрали. Сети до 1 кв с изолированной нейтралью: связанные с сетями выше 3 кв защищают с помощью пробивного предохранителя, установленного в нейтрали или фазе на стороне НН трансформатора. Если напряжение стороны НН лежит в пределах 1 ВН 3 кв, заземляют обмотку НН.

Контроль и профилактика повреждений изоляции. С течением времени изоляция «стареет». Поэтому необходимо регулярно выполнять профилактические испытания, осмотры. В помещениях без повышенной опасности 1 раз в 2 года, в опасных помещениях 1 раз в полгода проверяют сопротивление изоляции. По ПУЗ не менее 0,5 мом/фазу участка сети напряжением до 1 кв. Существуют такие приборы контроля изоляции ПКИ, РУВ, УАКИ. Часто применяется метод испытания изоляции повышенным напряжением.

Защита от случайного прикосновения к токоведущим частям.

а) ограждение: - сплошное / до 1 кв / - сетчатые.

б) блокировки (для электроустановок более 250 в, в которых часто производятся ремонтные работы. Блокировки бывают электрические и механические.

Компенсация емкостной составляющей тока замыкания на землю.

Осуществляется введением в сеть дополнительной индукции. ПУЭ предписывает компенсацию при токах замыкания на землю: 35кВ-10А, 15 - 20 кВ - 15 А, 10кВ-20А, 6кВ - 30А.

Защитное заземление - преднамеренное электрическое соединение с землёй металлических нетокопроводящих частей.

Эффективно только в случае, если ток замыкания на землю не увеличивается с уменьшением сопротивления заземления. Область применения:

- Сети до 1000 В переменного тока: 3-х фазные с изолированной нейтралью, 1-фазные 2-х проводные изолированные от земли, постоянного тока 2-х проводные изолированные от земли.

- Сети свыше 1кВ переменного и постоянного тока с любым режимом земли. Защитному заземлению подлежит оборудование:

- В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных,

- Наружных установках при номинальном напряжении выше 42 В переменного тока и 110 В постоянного тока,

- В помещениях без повышенной опасности при переменном токе более 380 В и постоянном токе более 440В.

- Во всех взрывоопасных помещениях.

Заземлители бывают: естественными и искусственными, выносные и контурные.

По требованию ПУЭ сопротивление заземления должно быть равно или менее 4 Ом в сетях до 1 кВ или 10 Ом, если суммарная мощность источников подключения к сети не более 100 КВА.

В сетях свыше 1 Кв и токами замыкания на землю более 500 А сопротивление заземления должно быть равно или менее 0,5 Ом , для сетей свыше 1 КВ и токами замыкания менее 500 А допускается сопротивление заземления равным или менее $250/I_z$ но не более 10 Ом.

7. ЭКОЛОГИЯ

Энергетика и экология

Электрическая энергия – важнейший, универсальный, самый эффективный технически и экономически вид энергии. Другое его преимущество – экологическая безопасность использования и передачи электроэнергии по линиям электропередач по сравнению с перевозкой топлив, перекачкой их по системам трубопроводов. Электричество способствует развитию природосберегающих технологий во всех отраслях производства. Однако выработка электроэнергии на многочисленных ТЭС, ГЭС, АЭС сопряжена со значительными отрицательными воздействиями на окружающую среду. Энергетические объекты вообще по степени влияния принадлежат к числу наиболее интенсивно воздействующих на биосферу промышленных объектов.

На современном этапе проблема взаимодействия энергетики и окружающей среды приобрела новые черты, распространяя влияние на огромные территории, большинство рек и озёр, громадные объёмы атмосферы и гидросферы Земли. Ещё более значительные масштабы энергопотребления в обозримом будущем определяют дальнейшее интенсивное увеличение разнообразных воздействий на все компоненты окружающей среды в глобальных масштабах.

С ростом единичных мощностей блоков, электрических станций и энергетических систем, удельных и суммарных уровней энергопотребления возникла задача ограничения загрязняющих выбросов в воздушный и водный бассейны, а также более полного использования их естественной рассеивающей способности.

Ранее при выборе способов получения электрической и тепловой энергии, путей комплексного решения проблем энергетики, водного хозяйства, транспорта, назначении основных параметров объектов (тип и мощность станции, объем водохранилища и др.) руководствовались в первую очередь минимизацией экономических затрат. В настоящее же время на первый план все более выдвигаются вопросы оценки возможных последствий возведения и эксплуатации объектов энергетики.

Влияние ТЭС на биосферу

Большая доля электроэнергии в мире и в Узбекистане вырабатывается на ТЭС. Поэтому вредные выбросы этого типа электростанций в атмосферу обеспечивают

наибольшее количество антропогенных загрязнений в ней. Так, на их долю приходится примерно 25% всех вредных выбросов, поступающих в атмосферу от промышленных предприятий.

Кроме основных компонентов, образующихся в результате сжигания органического топлива (углекислого газа и воды), выбросы ТЭС содержат пылевые частицы различного состава, оксиды серы, оксиды азота, фтористые соединения, оксиды металлов, газообразные продукты неполного сгорания топлива. Их поступление в воздушную среду наносит большой ущерб, как всем основным компонентам биосферы, так и предприятиям, объектам городского хозяйства, транспорту и населению городов. Наличие пылевых частиц, оксидов серы обусловлено содержанием в топливе минеральных примесей, а наличие оксидов азота – частичным окислением азота воздуха в высокотемпературном пламени. До 50% вредных веществ приходится на диоксид серы, примерно 30% – на оксида азота, до 25% - на летучую золу. Данные по годовым выбросам ТЭС в атмосферу для разных топлив представлены в таблице №1. Приведённые данные относятся к установившимся режимам работы оборудования. Работа же ТЭС на нерасчётных (переходных) режимах связана не только с понижением экономичности котлоагрегатов, турбоагрегатов, электрогенераторов, но и с ухудшением эффективности всех устройств, снижающих негативные воздействия электростанций.

Таблица №1. Годовые выбросы ТЭС на органическом топливе мощностью 1000 МВт,

Тыс. т.

Выброс \ Топливо	Газ	Мазут	Уголь
SO _x	0,012	52,66	139
NO _x	12,08	21,70	20,88
CO	Незначительно	0,08	0,21
Твёрдые частицы	0,46	0,73	4,49
Гидрокарбонаты	Незначительно	0,67	0,52

Газообразные выбросы главным образом включают соединения углерода, серы, азота, а также аэрозоли и канцерогенные вещества.

Окислы углерода (CO и CO₂) практически не взаимодействуют с другими веществами в атмосфере и время их существования практически не ограничено. Свойства

СО и СО₂, как и других газов, по отношению к солнечному излучению характеризуются избирательностью в небольших участках спектра. Так, для СО₂ при нормальных условиях характерны три полосы селективного поглощения излучения в диапазонах длин волн: 2,4 – 3,0; 4,0 – 4,8; 12,5 – 16,5 мкм. С ростом температуры ширина полос увеличивается, а поглощательная способность уменьшается, т.к. уменьшается плотность газа.

Одним из наиболее токсичных газообразных выбросов энергоустановок является *сернистый ангидрид* – SO₂. Он составляет примерно 99% выбросов сернистых соединений (остальное количество приходится на SO₃). Его удельная масса – 2,93 кг/м³, температура кипения – 195°С. Продолжительность пребывания SO₂ в атмосфере сравнительно невелика. Он принимает участие в каталитических, фотохимических и других реакциях, в результате которых окисляется и выпадает в сульфаты. В присутствии значительных количеств аммиака NH₃ и некоторых других веществ время жизни SO₂ исчисляется несколькими часами. В сравнительно чистом воздухе оно достигает 15 – 20 суток. В присутствии кислорода SO₂ окисляется до SO₃ и вступает в реакцию с водой, образуя серную кислоту. Согласно некоторым исследованиям, конечные продукты реакций с участием SO₂ распределяются следующим образом: в виде осадков выпадает на поверхность литосферы 43% и на поверхность гидросферы 13%. Накопление серосодержащих соединений происходит в основном в мировом океане. Воздействие этих продуктов на людей, животных и растения, а также на различные вещества разнообразно и зависит от концентрации и от различных факторов окружающей среды.

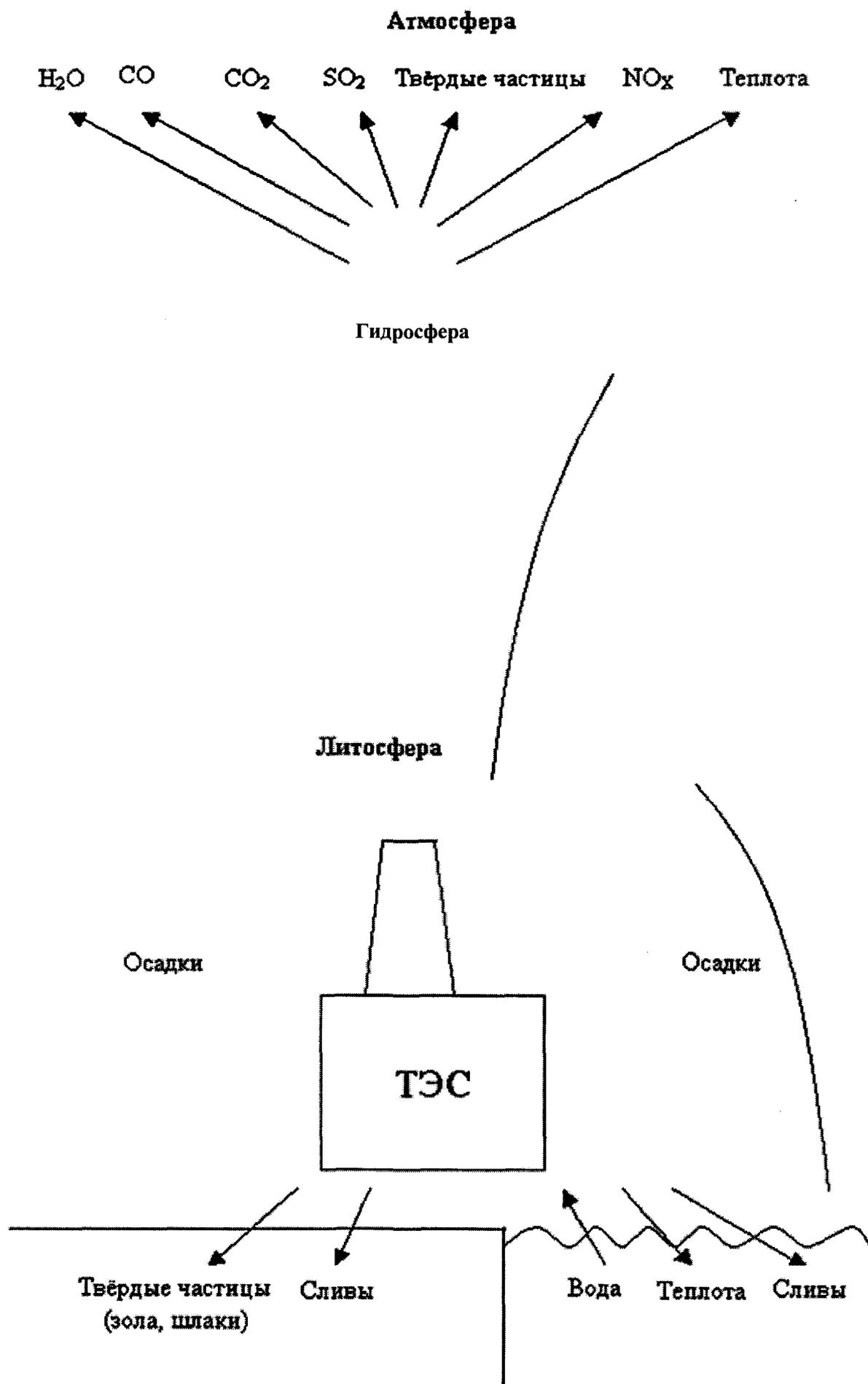


Рис. 1. Влияния ТЭС на окружающую среду

Азотный ангидрид N_2O_3 – сильный окислитель. Взаимодействуя с водой, образует серную кислоту. Ввиду скоротечности реакций образования окислов азота и их взаимодействий друг с другом и компонентами атмосферы, а также из-за излучения учесть точное количество каждого из окислов невозможно. Поэтому суммарное количество NO_x приводят к NO_2 . Но для оценок токсического воздействия необходимо учитывать, что соединения азота, выбрасываемые в атмосферу, имеют различную активность и продолжительность существования: NO_2 – около 100 часов, N_2O – 4,5 года.

Аэрозоли подразделяются на первичные – непосредственно выбрасываемые, и вторичные – образующиеся при превращениях в атмосфере. Время существования аэрозолей в атмосфере колеблется в широких пределах – от минут до месяцев, в зависимости от многих факторов. Крупные аэрозоли в атмосфере на высоте до 1 км существуют 2-3 суток, в тропосфере – 5-10 суток, в стратосфере – до нескольких месяцев. Подобно аэрозолям ведут себя и *канцерогенные вещества*, выбрасываемые или образующиеся в атмосфере. Однако точных данных о поведении этих веществ в воздухе практически нет.

Одним из факторов взаимодействия ТЭС с водной средой является потребление воды системами технического водоснабжения, в т.ч. безвозвратное потребление воды. Основная часть расхода воды в этих системах идёт на охлаждение конденсаторов паровых турбин. Остальные потребители технической воды (системы золо- и шлакоудаления, химводоочистки, охлаждения и промывки оборудования) потребляют около 7% общего расхода воды. В тоже время именно они являются основными источниками примесного загрязнения. Например, при промывке поверхностей нагрева котлоагрегатов серийных блоков ТЭС мощностью 300 МВт образуется до 10000 м³ разбавленных растворов соляной кислоты, едкого натра, аммиака, солей аммония.

Кроме того, сточные воды ТЭС содержат ванадий, никель, фтор, фенолы и нефтепродукты. На крупных электростанциях расход воды, загрязнённой нефтепродуктами (масла и мазут), доходит до 10-15 м³/ч при среднем содержании нефтепродуктов 1-30 мг/кг (после очистки). При сбросе их в водоёмы они оказывают пагубное влияние на качество воды, водные организмы.

Представляет опасность и так называемое тепловое загрязнение водоёмов, вызывающее многообразные нарушения их состояния. ТЭС производят энергию при помощи турбин, приводимых в движение нагретым паром, а отработанный пар

охлаждается водой. Поэтому от электростанций в водоёмы непрерывно поступает поток воды с температурой на 8-12°C превышающей температуру воды в водоёме. Крупные ТЭС сбрасывают до 90 м³/с нагретой воды. По подсчётам немецких и швейцарских учёных, возможности рек Швейцарии и верхнего течения Рейна по нагреву сбросной теплотой электростанций уже исчерпаны. Нагрев воды в любом месте реки не должен превышать больше чем на 3°C максимальную температуру воды реки, которая принята равной 28°C. Из этих условий мощность электростанций ФРГ, сооружаемых на Рейне, Инне, Везере и Эльбе, ограничивается значением 35000 МВт. Тепловое загрязнение может привести к печальным последствиям.

Нужно сказать, что воздействия ТЭС на окружающую среду значительно отличаются по видам топлива (таблица 1). Одним из факторов воздействия ТЭС на угле являются выбросы систем складирования, транспортировки, пылеприготовления и золоудаления. При транспортировке и складировании возможно не только пылевое загрязнение, но и выделение продуктов окисления топлива.

Наиболее «чистое» топливо для тепловых электростанций – газ, как природный, так и получаемый при переработке нефти или в процессе метанового брожения органических веществ. Наиболее «грязное» топливо – горючие сланцы, торф, бурый уголь. При их сжигании образуется больше всего пылевых частиц и оксидов серы.

Для соединений серы существуют два подхода к решению проблемы минимизации выбросов в атмосферу при сжигании органических топлив:

- 1) очистка от соединений серы продуктов сгорания топлива (сероочистка дымовых газов);
- 2) удаление серы из топлива до его сжигания.

К настоящему времени по обоим направлениям достигнуты определённые результаты. В числе достоинств первого подхода следует назвать его безусловную эффективность – удаляется до 90-95% серы – возможность применения практически вне зависимости от вида топлива. К недостаткам следует отнести большие капиталовложения. Энергетические потери для ТЭС, связанные с сероочисткой, ориентировочно составляют 3-7%. Основным преимуществом второго пути является то, что очистка осуществляется независимо от режимов работы ТЭС, в то время как установки по сероочистке дымовых газов резко ухудшают экономические показатели электростанций за счёт того, что большую часть времени вынуждены работать в нерасчётном режиме. Установки же по

сероочистке топлив можно всегда использовать в номинальном режиме, складывая очищенное топливо.

Проблема снижения выбросов окислов азота ТЭС серьёзно рассматривается с конца 60-х годов. В настоящее время по этому вопросу уже накоплен определённый опыт. Можно назвать следующие методы:

- 1) уменьшение коэффициента избытка воздуха (так можно добиться снижения содержания окислов азота на 25-30%, уменьшив коэффициент избытка воздуха (α) с 1,15 - 1,20 до 1,03);
- 2) улавливание окислов с последующей переработкой в товарные продукты;
- 3) разрушение окислов до нетоксичных составляющих.

Для уменьшения концентрации вредных соединений в приземном слое воздуха котельные ТЭС оборудуют высокими, до 100-200 и более метров, дымовыми трубами. Но это приводит также к увеличению площади их рассеивания. В результате крупными промышленными центрами образуются загрязнённые области протяженностью в десятки, а при устойчивом ветре – в сотни километров.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены актуальные вопросы разработки электрической части и АСУ ТЭС мощностью 4x100 МВт в свете современных технических решений.

1. Разработана главная схема электрических соединений ТЭС. Принята блочная схема выдачи мощности ТЭС. ОРУ – 110 кВ выполнено по схеме: две рабочие системы шин с обходной.

2. В работе были рассчитаны максимальные рабочие токи и токи короткого замыкания на шинах ОРУ – 220 кВ, на выводах генераторов, на шинах собственных нужд.

3. Был осуществлен выбор основного силового оборудования ТЭС, а также необходимых электрических аппаратов.

4. В разделе автоматизации управления и АСУ ТЭС проработаны следующие вопросы:

- микропроцессорная автоматизированная система управления технологическим процессом энергоблока ТЭС (АСУ ТП);
- микропроцессорная автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) ТЭС.

5. Схема электрических соединений, все оборудование ТЭС соответствуют ПУЭ, НТП, требованиям техники безопасности.

6. Выпускная квалификационная работа может быть использована для принятия проектных решений по ТЭС с энергоблоками 100 МВт.

Литература

1. Каримов И.А. Узбекистан на пороге XXI века: угрозы безопасности, условия и гарантии прогресса. Ташкент: Узбекистан, 1997.
2. Аллаев К.Р. Электроэнергетика Узбекистана и мира. – Ташкент: «Fan va texnologiya», 2009, 464 с.
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). /Инспекция «Узгосэнергонадзор». Под общ. ред. Б.Х.Гулямова, А.Г.Салиева, Б.Т.Ташпулатова, Б.М.Тешабаева. Ташкент, 2007 г. – 732 с. (Раздел III. Защита и автоматика)
4. Электротехнический справочник: Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии./ Под общ. ред. профессоров МЭИ. – М.: Издательство МЭИ, 2004, 964 с.
5. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций./ Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергия, 1989, 456 с.
6. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1986, 640 с.
7. Л.Д.Рожкова, В.С.Козулин. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергия, 1986.
8. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат, 1985, 312 с.
9. Околович М.Н. Проектирование электрических станций. М.: Энергоатомиздат, 1982, 400 с.
10. Радионова О.В. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. / Конспект лекций. Ташкент, 2007.
11. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. / Под ред. А.Ф.Дьякова. М.: ЭНАС, 2000.
12. Беркович М.А., Гладышев В.Л., Семенов В.А. Автоматика электроэнергетики. М.: ЭАИ, 1991.
13. Электрическая часть станций и подстанций. /Под ред. А.А.Васильева. Учебник для вузов. – М.: Энергия, 1980, 608 с.
14. Электрическая часть электростанций. /Под ред. С.В.Усова. Учебник для вузов. – Л.: Энергия, 1988, 616 с.

15. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда). /Юлдашев О.Р., Кудратов О.К. и др. – Т.: Укитувчи, 2009. – 318 с.
16. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1988.
17. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках. – М.: Энергоиздат, 1984.
18. www.uzreport.com.
19. www.uzenergy.uzpak.uz.
20. www.areva-td.com.
21. www.esan.uz.
22. www.energsoyuz.spb.ru
23. www.rtsoft.ru
24. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Под ред. Ю.Н. Руденко и В.А. Семенова. М.: Издательство МЭИ, 2000.