



**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**Белорусский национальный  
технический университет**

---

**Кафедра «Электрические станции»**

**ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ  
И ПОДСТАНЦИЙ**

**Учебно-методическое пособие**

**Часть 2**

**Минск  
БНТУ  
2018**

## ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Учебно-методическое пособие для практических занятий  
для студентов специальностей 1-43 01 01 «Электрические станции»,  
1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»,  
1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»,  
1-43 01 04 «Тепловые электрические станции»,  
1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных электрических  
станций», 1-43 01 09 «Релейная защита и автоматика»

В 2 частях

Часть 2

*Рекомендовано учебно-методическим объединением по образованию  
в области энергетики и энергетического оборудования*

Минск  
БНТУ  
2018

УДК 621.311.2.002.5-83(076.5) (075.8)

ББК 31.277я7

Э45

Авторы:

*В. Н. Мазуркевич, И. И. Сергей,  
Л. В. Тетерина, В. А. Булат*

Рецензенты:

*В. Л. Радюк, В. М. Збрадыга*

**Электрическая** часть электрических станций и подстанций:  
Э45 учебно-методическое пособие для практических занятий для студентов специальностей 1-43 01 01 «Электрические станции», 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети», 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)», 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции», 1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных электрических станций», 1-43 01 09 «Релейная защита и автоматика»: в 2 ч. Ч. 2 / В. Н. Мазуркевич [и др.]. – Минск : БНТУ, 2017. – 62 с.  
ISBN 978-985-550-623-3 (Ч. 2).

Издание содержит примеры решения задач по дисциплинам «Электрическая часть электрических станций», «Производство электроэнергии», «Электрооборудование АЭС», «Электрооборудование электростанций». Приводятся рекомендации и примеры выбора электрооборудования и токоведущих частей электрических станций.

Часть 1 (авторы В. А. Булат, В. Н. Мазуркевич, И. И. Сергей, Л. В. Тетерина) вышла в БНТУ в 2014 г.

УДК 621.311.2.002.5-83(076.5) (075.8)

ББК 31.277я7

ISBN 978-985-550-623-3 (Ч. 2)

ISBN 978-985-550-479-6

© Белорусский национальный  
технический университет, 2018

## ВВЕДЕНИЕ

Издание является второй частью методического пособия для практических занятий по дисциплинам «Электрическая часть электрических станций», «Производство электроэнергии», «Электрооборудование АЭС», «Электрооборудование электростанций». В первой части, содержащей четыре раздела и пять примеров, рассматривались вопросы разработки структурных и главных схем КЭС и АЭС, расчета токов КЗ для выбора оборудования. Во второй части пособия рассматриваются вопросы разработки главных схем ТЭЦ и выбора электрооборудования и токоведущих частей электростанций. Даются рекомендации по выполнению чертежа главной схемы соединений электростанции.

## **5. РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ И СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ТЭЦ**

ТЭЦ – электрические станции, предназначенные для централизованного снабжения промышленных предприятий и городов электрической и тепловой энергией. Специфика их электрической части состоит в том, что располагаясь в городах или на территории промышленных предприятий они выдают электроэнергию близко расположенным потребителям на генераторном напряжении (6 или 10 кВ). Для этого на ТЭЦ сооружаются генераторные распределительные устройства (ГРУ). ГРУ, как правило, сооружаются с одиночной секционированной реактированной системой шин. Число и мощность генераторов, присоединенных к ГРУ, должно быть таким, чтобы при отключении одного генератора оставшиеся в работе полностью обеспечивали питание подключенных к ГРУ потребителей. При этом число генераторов, подключенных к ГРУ, не должно превышать четырех, каждый из них присоединяется к отдельной секции ГРУ.

Связь с энергосистемой и выдача избыточной мощности осуществляется на повышенном напряжении 110, 220 или 330 кВ, для чего на ТЭЦ сооружаются РУ повышенного напряжения. ГРУ соединяются с РУ повышенного напряжения через трансформаторы связи. Обычно устанавливаются два трансформатора связи, которые должны обеспечить выдачу всей избыточной мощности при различных режимах работы станции.

При больших тепловых нагрузках на ТЭЦ устанавливаются турбоагрегаты больших единичных мощностей – 120 МВт и более. Поскольку номинальные напряжения генераторов таких мощностей превышают 10 кВ (15,75; 18 или 20 кВ), то они соединяются в блоки с повышающими трансформаторами и выдают электроэнергию на шины РУ 110–330 кВ. В этом случае потребители 6–10 кВ получают питание от потребительских КРУ.

Потребительские КРУ имеют одну или две секционированные нормально отключенными секционными выключателями системы шин. Секции КРУ присоединяются через понижающие трансформаторы к двум генераторам ТЭЦ.

В случае, когда генераторы ТЭЦ имеют номинальное напряжение 6 или 10 кВ, а мощность местных потребителей меньше мощности одного генератора, ГРУ не сооружают. Для электроснабжения местных потребителей создается потребительское КРУ, получающее энергию на генераторном напряжении от двух генераторов через токоограничивающие реакторы. Выдача избыточной мощности этих генераторов осуществляется в РУ повышенного напряжения через блочные трансформаторы.

Потребители электроэнергии собственных нужд питаются от секций собственных нужд 6,3 кВ. Секции собственных нужд 6,3 кВ получают энергию от генераторов через реакторы – если напряжение генераторов 6,3 кВ, или через трансформаторы – когда напряжение генераторов больше 6,3 кВ.

На ТЭЦ с ГРУ реакторы или трансформаторы собственных нужд подключаются к шинам секций ГРУ. В случае применения потребительского КРУ реакторы или трансформаторы собственных нужд присоединяются к генераторам. Количество секций собственных нужд 6,3 кВ обычно равно числу котлов. Мощность реакторов или трансформаторов собственных нужд выбираются по выражению (5.18) [3]. Схемы собственных нужд блоков генератор – трансформатор на ТЭЦ выполняются так же, как и на КЭС.

## **5.1. Выбор основного электрооборудования и разработка структурной схемы выдачи электроэнергии ТЭЦ**

### ***5.1.1. Составление структурной схемы ТЭЦ***

На рис. 5.1 показаны типовые структурные схемы ТЭЦ.

На ТЭЦ все генераторы присоединяются к ГРУ и должны быть, как правило, одинаковой мощности. Допускается применение генераторов двух разных типов. Мощности генераторов и число оборотов подбираются по мощности и числу оборотов турбин. Если мощность потребителей местной нагрузки превышает 30 % суммарной мощности генераторов, то в этом случае необходимо сооружать ГРУ.

Количество генераторов, присоединенных к ГРУ, зависит от нагрузки 6–10 кВ и находится в диапазоне от 2 до 4. На рис. 5.1, а два генератора присоединены к ГРУ, а один, более мощный, – к РУ ВН. Линии РУ ВН осуществляют связь с энергосистемой.

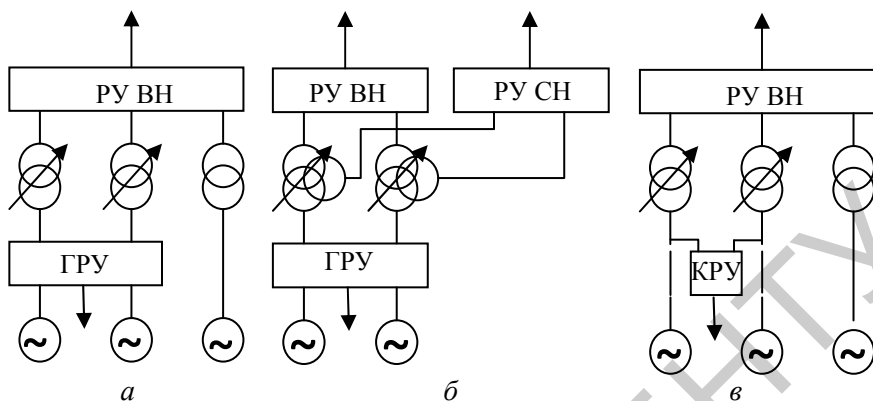


Рис. 5.1. Структурные схемы ТЭЦ

Если вблизи ТЭЦ предусматривается сооружение энергоемких производств, то их питание может осуществляться по ВЛ 35–110 кВ.

В этом случае на ТЭЦ предусматривается РУ среднего напряжения (рис. 5.1, б). Связь между РУ разного напряжения осуществляется с помощью трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов.

При незначительной нагрузке на напряжении 6–10 кВ целесообразно блочное соединение генераторов с повышающими трансформаторами без поперечных связей на генераторном напряжении. Это уменьшает токи короткого замыкания и позволяет вместо дорогостоящего ГРУ применить КРУ для питания местной нагрузки (рис. 5.1, в).

### 5.1.2. Выбор трансформаторов в структурной схеме ТЭЦ

Трансформаторы на ТЭЦ служат для связи ГРУ с энергосистемой и электроснабжения потребителей собственных нужд. Обычно на ТЭЦ устанавливаются два трансформатора связи. Повышающие трансформаторы в схеме ТЭЦ служат для выдачи избыточной мощности в энергосистему.

Мощность, передаваемая через трансформаторы связи, определяется с учетом разных значений  $\cos\varphi$  генераторов, нагрузки и потребителей собственных нужд, МВА.

$$S = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\text{н}} - P_{\text{с.н.}})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\text{н}} - Q_{\text{с.н.}})^2}, \quad (5.1)$$

где  $P_n$ ,  $Q_n$  – суммарная активная и реактивная нагрузка на генераторном напряжении;

$P_{с.н.}$ ,  $Q_{с.н.}$  – активная и реактивная нагрузка собственных нужд.

Мощность, передаваемая через трансформаторы связи, изменяется в зависимости от режима работы генераторов и графика нагрузки потребителей. При отсутствии таких графиков определяют мощность, передаваемую через трансформаторы, в трех режимах: минимальных нагрузок, подставляя в формулу (5.1)  $P_{\min}$ ,  $Q_{\min}$ , находят  $S_{1\text{расч}}$ ; максимальных нагрузок –  $P_{\max}$ ,  $Q_{\max}$  находят  $S_{2\text{расч}}$ ; в послеаварийном режиме при отключении самого мощного генератора и максимальной нагрузке потребителей (изменяется величина  $\sum P_{\Gamma}$ ,  $\sum Q_{\Gamma}$ ) находят  $S_{3\text{расч}}$ .

По наибольшей расчетной нагрузке определяется мощность трансформаторов связи. При установке двух трансформаторов

$$S_{\Gamma} \geq \frac{S_{\text{расч. max}}}{1,4}, \quad (5.2)$$

где  $K_{\text{пт}} = 1,4$  учитывает допустимую перегрузку трансформатора.

При наличии среднего напряжения в качестве трансформаторов связи выбираются трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы. Выбор типа трансформаторов связи зависит от комбинации повышенных напряжений, на которых выдается мощность электростанции. При комбинации напряжений 110–220/35/10 выбираются трехобмоточные трансформаторы. Если  $U_{\text{в}} = 330–750$  кВ, а  $U_{\text{с}} = 110–220$  кВ, то тогда выбирают к установке силовые автотрансформаторы.

В связи с реверсивным режимом работы трансформаторов связи необходимо предусмотреть устройства для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) на стороне ВН.

## 5.2. Пример составления структурной схемы ТЭЦ и выбора основного оборудования

**Пример 6.** Разработать схему выдачи мощности ТЭЦ, на которой по тепловым нагрузкам выбраны к установке три турбины мощностью 60 МВт каждая (ПТ-60). Нагрузка на шинах 10 кВ в максимальном режиме равна 100 МВт, в минимальном – 75 МВт,  $\cos \varphi_n = 0,91$ ,

$T_m = 5800$  ч. Нагрузка на шинах 35 кВ в максимальном режиме равна 23 МВт, в минимальном – 14 МВт,  $\cos\varphi_n = 0,92$ . Вся остальная мощность выдается в сеть 110 кВ. Нагрузка собственных нужд принята равной 10 % от установленной мощности,  $\cos\varphi_n = 0,8$ .

**Решение.** По [6] из стандартного ряда мощностей турбогенераторов по мощности турбин и числу оборотов выбираем генераторы равной или несколько большей мощности. Принимаем генераторы типа ТФ–63-2 с  $P_r = 63$  МВт,  $\cos\varphi = 0,8$ .

Намечаем два варианта схемы выдачи мощности электрической станции (рис. 5.2). В обоих вариантах предусматривается установка двух трехобмоточных трансформаторов связи для обеспечения надежного электроснабжения нагрузки на напряжении 35 кВ и выдачи всей избыточной мощности в сеть 110 кВ. Рассматриваемые варианты по степени надежности можно считать одинаковыми, поэтому сравниваются без учета ущерба от недоотпуска электроэнергии.

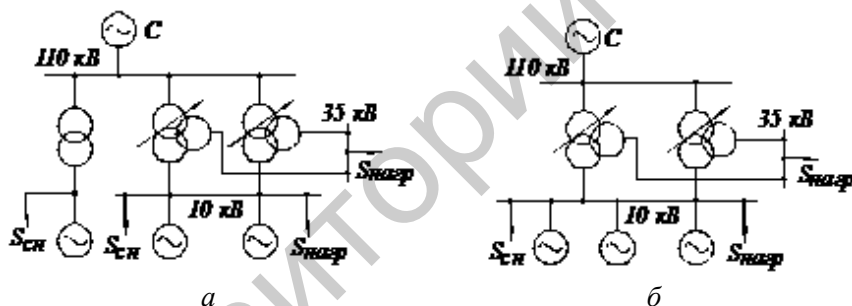


Рис. 5.2. Схемы выдачи мощности ТЭЦ к примеру 6:  
а – первый вариант; б – второй вариант

Выбираем трансформаторы связи по условиям баланса мощности на шинах низшего напряжения по формуле (5.1).

В первом варианте

$$S_1 = \sqrt{(2 \cdot 63 - 75 - 12)^2 + (90 - 34 - 9)^2} = 57 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_2 = \sqrt{(2 \cdot 63 - 100 - 12)^2 + (90 - 45 - 9)^2} = 37 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_3 = \sqrt{(2 \cdot 63 - 100 - 12 - 6)^2 + (90 - 45 - 45 - 4,5)^2} = 46 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

*Примечание.* Реактивная мощность определяется по выражению  $Q = P \operatorname{tg} \varphi$ , где  $\operatorname{tg} \varphi$  определяется по известному значению  $\cos \varphi$ .

Отрицательные значения результирующих величин в скобках под корнем в выражении  $S_3$  показывают, что при отключении одного генератора мощность передается с шин 110 кВ на шины 10 кВ.

При отключении одного генератора соответственно снижен расход на собственные нужды.

Мощность трансформатора выбирается по наибольшему перетоку  $S_1 = 57 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . Согласно выражению (5.2)

$$S_T \geq \frac{57}{1,4} = 40,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем трансформатор ТДТН-40000/110 мощностью 40 МВ·А,  $\Delta P_{\text{к.з.}} = 230 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_{\text{х.х.}} = 63 \text{ кВт}$ , процентное соотношение мощностей обмоток – 100 : 100 : 100.

Во втором варианте

$$S_1 = \sqrt{(3 \cdot 63 - 75 - 18)^2 + (135 - 34 - 13,5)^2} = 123 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_2 = \sqrt{(3 \cdot 63 - 100 - 18)^2 + (135 - 45 - 13,5)^2} = 98 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_3 = \sqrt{(2 \cdot 63 - 63 - 100 - 12)^2 + (135 - 45 - 45 - 9)^2} = 37 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$S_T \geq \frac{123}{1,4} = 88 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем трансформатор ТДЦТН-80000/110 мощностью 80 МВ·А;  $\Delta P_{\text{к.з.}} = 390 \text{ кВт}$ ;  $\Delta P_{\text{х.х.}} = 102 \text{ кВт}$ ; процентное соотношение мощностей обмоток ВН, СН и НН 100 : 100 : 100.

Во втором варианте при отключении одного трансформатора и передаче мощности  $S_1$  второй будет перегружаться на 150 %, что допустимо лишь в зимние сутки на 1 ч. В другое время ограничивается выдача мощности до  $1,4 S_T$ , то есть 112 МВ·А. Проверка трансформаторов с учетом реальных графиков по нагрузочной способности подробно (с примером) изложена в [7, с. 330].

Учитывая, что аварийные и плановые отключения трансформаторов редки, принимаем к установке трансформаторы мощностью  $80 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

Потребители на стороне 35 кВ получают питание через трехобмоточные трансформаторы связи в максимальном режиме  $S_{35\text{макс}} = 23 : 0,92 = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ; в минимальном режиме  $S_{35\text{мин}} = 15 : 0,92 = 16,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

Выбранные трансформаторы обеспечивают передачу необходимой мощности потребителям, подключенным на стороне 35 кВ.

В блоке генератор–трансформатор для первого варианта выбираем трансформатор типа ТД-80000/100, характеризующийся следующими значениями потерь:  $\Delta P_{\text{к.з.}} = 315 \text{ кВт}$ ;  $\Delta P_{\text{х.х.}} = 89 \text{ кВт}$ .

Технико-экономическое сравнение вариантов структурных схем проводим аналогично примеру 1 первой части пособия.

Выбираем наиболее экономичный второй вариант схемы (рис. 5.2, б).

### 5.3. Пример разработки главной схемы электрических соединений ТЭЦ

**Пример 7.** Составить главную схему электрических соединений ТЭЦ, структурная схема выдачи мощности которой представлена на рис. 5.2, б.

**Решение.** Для принятой схемы выдачи мощности определяем число присоединений в каждом РУ, которое рассчитывается как сумма числа отходящих к потребителям линий  $n_{\text{лэп}}$ , числа линий связи с системой  $n_{\text{св}}$  и числа трансформаторов связи или питающих трансформаторов  $n_{\text{т}}$ , подключенных к данному РУ.

Количество отходящих линий определяется, исходя из дальности передачи и экономически целесообразных величин передаваемых мощностей:

$$n_{\text{лэп}} = \frac{P_{\text{макс}}}{P_{\text{лэп}}};$$

$$N = n_{\text{лэп}} + n_{\text{св}} + n_{\text{т}} (\text{РУ-110 кВ});$$

$$n_{\text{пр.110}} = 2 + 2 + 2 = 6.$$

По рекомендациям [1, 5] при таком числе присоединений в РУ 110 кВ принимаем схему с двумя рабочими и обходной системами шин с одним выключателем на цепь. В нормальном режиме обе рабочие системы шин находятся в работе при соответствующем фиксированном распределении всех присоединений. Определяем количество присоединений на стороне 35 кВ

$$n_{\text{пр.35}} = 4 + 2 = 6 \text{ (РУ-35 кВ)}.$$

В соответствии с требованиями норм технологического проектирования для РУ 35 кВ, применяют одиночную секционированную схему шин.

Из-за небольшого числа линий и малой ответственности потребителей принимаем в РУ 35 кВ схему с одиночной секционированной системой шин [1].

На генераторном напряжении применяем одиночную секционированную реактированную систему шин. Потребители получают питание через групповые реакторы. Число линий 10 кВ  $n = 18$ , и они распределены равномерно между секциями. Для ограничения токов коротких замыканий на шинах секции ГРУ соединены между собой с помощью секционных выключателей и секционных реакторов.

Упрощенная главная схема электрических соединений ТЭЦ представлена на рис. 5.3.

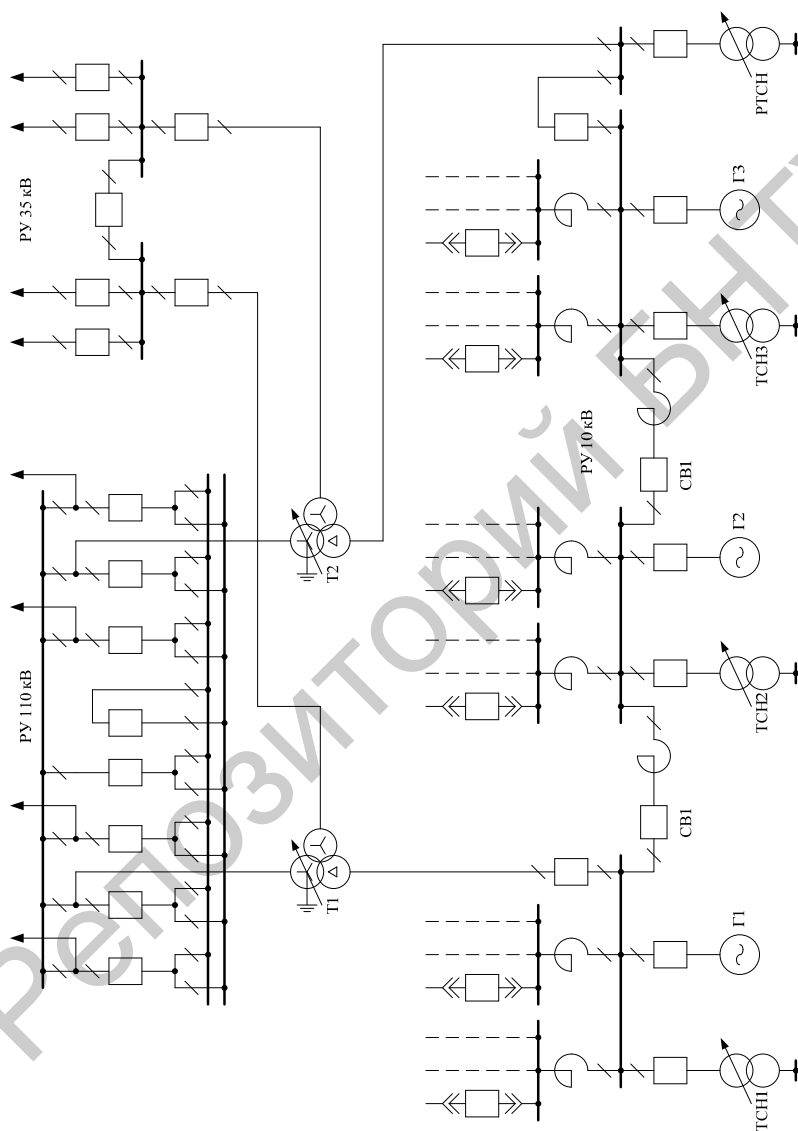


Рис. 5.3. Упрощенная главная схема ТЭЦ

## 6. ПРИМЕР РАСЧЕТА ТКЗ ДЛЯ ВЫБОРА ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ В ГЛАВНОЙ СХЕМЕ ТЭЦ

**Пример 8.** Рассчитать ТКЗ для выбора токоведущих частей и аппаратов в цепи генератора и сборных шин ГРУ главной схемы ТЭЦ, приведенной на рис. 5.3. По упрощенной схеме составить расчетную схему (рис. 6.1).

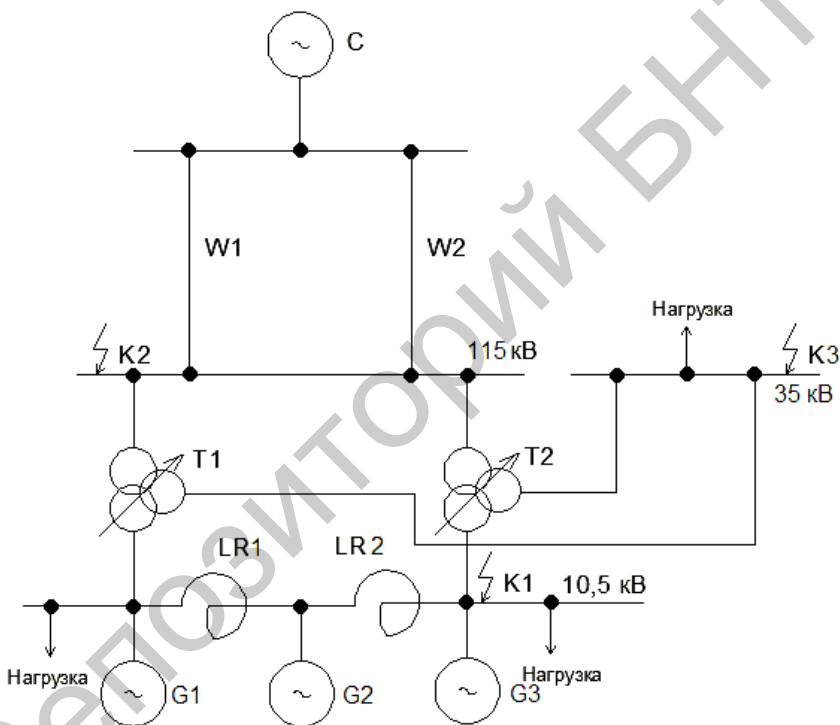


Рис. 6.1. Расчетная схема установки

### Исходные данные:

- электрическая система  $C$ :  $S_{\text{ном}} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ ;  $X_{*c} = 1,2$ ;
- линии электропередачи  $W1$  и  $W2$ :  $l = 50 \text{ км}$ ;  $X_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$ ;

– трансформаторы связи Т1 и Т2: тип ТДЦ ТН-80000/110;  $U_{\text{вн}} = 115 \text{ кВ}$ ;  $U_{\text{сн}} = 38,5 \text{ кВ}$ ;  $U_{\text{нн}} = 11 \text{ кВ}$ ;  $U_{\text{к вн-сн}} = 11 \%$ ;  $U_{\text{к вн-нн}} = 18,5 \%$ ;  $U_{\text{к сн-нн}} = 7 \%$ ;

– генераторы G1, G2 и G3: тип ТФ-60-2;  $S_{\text{ном}} = 78,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ ;  $X_d'' = 0,139$ ;  $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,8$ ;

– секционный реактор LR1 и LR2: тип РБДГ10-4000-0,18;  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ ;  $I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$ ;  $X_p = 0,18 \text{ Ом}$ ;  $I_{\text{тер}} = 25,6 \text{ кА}$ ;  $t_{\text{тер}} = 8 \text{ с}$ ;  $i_{\text{дин}} = 65 \text{ кА}$ .

Для расчета тока трехфазного КЗ в точке К1 на основании расчетной схемы составляется схема замещения прямой последовательности. Определяется значение базисных единиц и параметров схемы замещения в системе относительных единиц при  $S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  и  $U_6 = 10,5 \text{ кВ}$ . Значение сверхпереходных ЭДС источников принимаем в соответствии с рекомендациями [1, табл. 3.2]:

– для системы  $E_{*c}'' = 1,0$ ;

– для генераторов G1, G2 и G3  $E_G'' = 1,08$ , но учитывая нагрузку, подключенную к шинам ГРУ-10,5 кВ, уменьшаем до величины  $E_G'' = 1,0$ .

Рассчитываем сопротивления в выбранной системе единиц, используя формулы, приведенные в [3, табл. 3.4]:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА} \quad (\text{для точки К1});$$

$$X_1 = X_c \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = 1,2 \cdot \frac{1000}{1000} = 1,2;$$

$$X_2 = \frac{1}{2} X_0 I \frac{S_6}{U_{\text{ср.н}}^2} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 50 \frac{1000}{115^2} = 0,826;$$

$$\begin{aligned} X_3 = X_4 &= \frac{1}{200} (U_{\text{кв-с}} + U_{\text{кв-н}} - U_{\text{кс-н}}) \frac{S_6}{S_{\text{номТ}}} = \\ &= \frac{1}{200} (11 + 18,5 - 7) \frac{1000}{80} = 1,34; \end{aligned}$$

$$X_5 = X_6 = \frac{1}{200}(U_{\text{KB-с}} + U_{\text{КС-н}} - U_{\text{KB-н}}) \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} =$$

$$= \frac{1}{200}(11 + 7 - 18,5) \frac{1000}{80} = -0,03.$$

Из-за отрицательных значений принимаем  $X_5 = X_6 = 0$ .

$$X_7 = X_8 = \frac{1}{200}(U_{\text{KB-н}} + U_{\text{КС-н}} - U_{\text{KB-с}}) \frac{S_6}{S_{\text{НОМТ}}} =$$

$$= \frac{1}{200}(18,5 + 7 - 11) \frac{1000}{80} = 0,9;$$

$$X_9 = X_{10} = X_{11} = X_d'' \frac{S_6}{S_{\text{НОМГ}}} = 0,139 \frac{1000}{78,75} = 1,77;$$

$$X_{12} = X_{13} = X_p \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,18 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,63.$$

Схема замещения представлена на рис. 6.2.

Упрощаем (преобразуем) схему на рис. 6.2 относительно расчетной точки К1 с учетом возможных путей протекания токов от источников к месту КЗ. Последовательное сложение сопротивлений 1 и 2, а также параллельное сложение 3 и 4, дает дальнейшее преобразование схемы:

$$X_{14} = X_1 + X_2 = 1,2 + 0,826 = 2,026;$$

$$X_{15} = X_3 // X_4 \frac{1,34}{2} = 0,67;$$

$$X_{16} = X_{14} + X_{15} = 2,026 + 0,696 = 2,722.$$

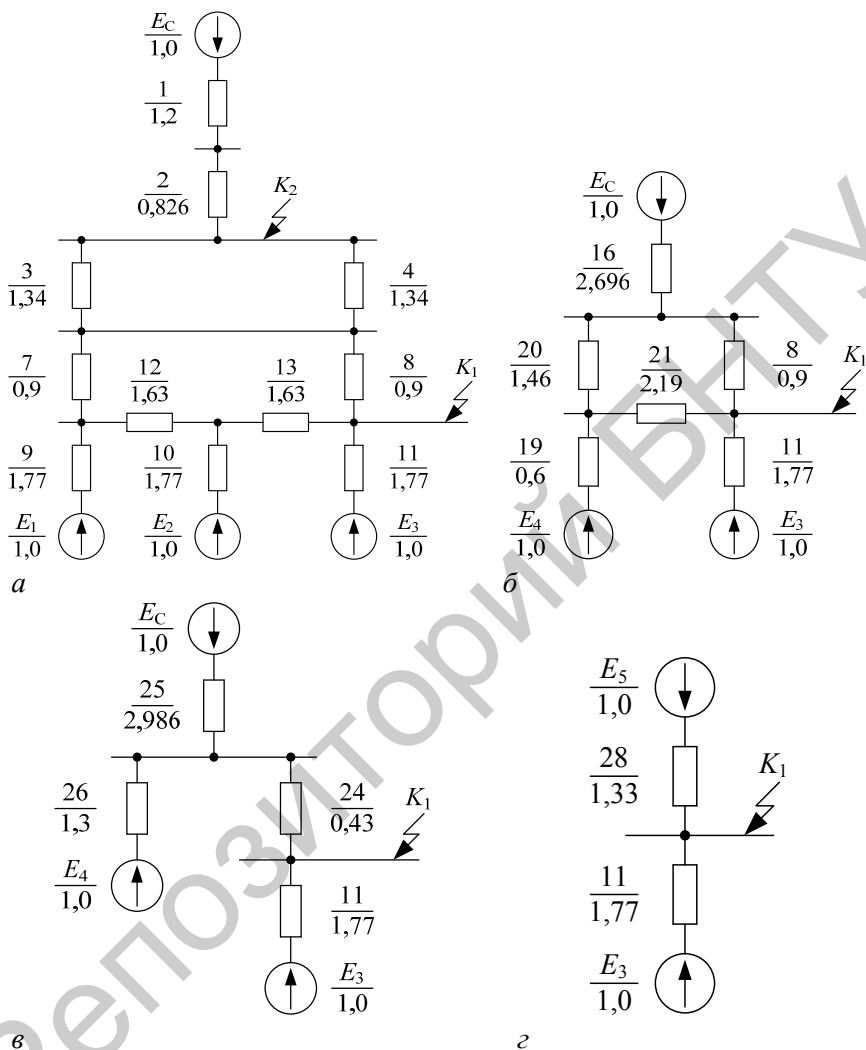


Рис. 6.2. Эквивалентная схема замещения и пути ее преобразования

Генераторы G1 и G2 имеют одинаковые ЭДС, вследствие чего их можно объединить в эквивалентную машину. При таком объединении образуется треугольник сопротивлений 9, 10 и 12, который преобразуется в звезду.

$$X_{17} = \frac{X_9 X_{12}}{X_9 + X_{10} + X_{12}} = \frac{1,77 \cdot 1,63}{1,77 + 1,77 + 1,63} = 0,56;$$

$$X_{18} = \frac{X_{10} X_{12}}{X_9 + X_{10} + X_{12}} = \frac{1,77 \cdot 1,63}{1,77 + 1,77 + 1,63} = 0,56;$$

$$X_{19} = \frac{X_9 X_{12}}{X_9 + X_{10} + X_{12}} = \frac{1,77 \cdot 1,63}{1,77 + 1,77 + 1,63} = 0,6.$$

Последовательное сложение сопротивлений 14 и 17, 18 и 13 дает дальнейшее преобразование схемы (рис. 6.2, в)

$$X_{20} = X_{14} + X_{17} = 0,9 + 0,56 = 1,46;$$

$$X_{21} = X_{13} + X_{18} = 1,63 + 0,56 = 2,19.$$

Продолжаем преобразования схемы

$$X_{25} = X_{16} + X_{22} = 2,696 + 0,29 = 2,986;$$

$$X_{26} = X_{19} + X_{23} = 0,6 + 0,7 = 1,3.$$

В результате получаем схему, изображенную на рис. 6.2, г. Эквивалентная ЭДС луча  $E_4$  и системы

$$E_5 = \frac{E_c X_{26} + E_4 X_{25}}{X_{26} + X_{25}} = \frac{1,0 \cdot 1,3 + 1,0 \cdot 2,986}{1,3 + 2,986} = 1,0.$$

Окончательная схема изображена на рис. 6.2, д, где

$$X_{28} = \frac{X_{25} X_{26}}{X_{25} + X_{26}} + X_{24} = \frac{2,986 \cdot 1,3}{2,986 + 1,3} + 0,43 = 1,33.$$

Рассчитаем токи трехфазного КЗ в точке К1. Определяем ток КЗ как сумму токов в отдельных ветвях схемы.

Ветвь генератора G3:

$$I_{*по} = \frac{E_3}{X_{11}} = \frac{1,0}{1,77} = 0,565$$

или в именованных единицах

$$I_{по} = I_{*по} I_{б1} = 0,565 \cdot 55 = 31,07 \text{ кА};$$

$$K_y = 1,95; \quad T_a = 0,25 \text{ по [3, табл. 3.7];}$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} K_y I_{по} = \sqrt{2} \cdot 1,95 \cdot 31,07 = 85,4 \text{ кА}.$$

Ветвь от эквивалентного источника:

$$I_{*по} = \frac{E_5}{X_{28}} = \frac{1,0}{1,33} = 0,75$$

или в именованных единицах

$$I_{по} = I_{*по} I_{б1} = 0,75 \cdot 55 = 41,25 \text{ кА};$$

$$i_y = \sqrt{2} K_y I_{по} = 113,4 \text{ кА}.$$

Суммарный ток в точке К1:

$$I_{по\Sigma} = 31,07 + 41,25 = 72,32 \text{ кА};$$

$$i_{уд\Sigma} = 85,4 + 113,4 = 198,8 \text{ кА}.$$

Расчет ТКЗ в других точках короткого замыкания схемы ТЭЦ выполняют подобно рассмотренным примерам в первой части пособия.

$I_{пт}^{(3)}$  и  $i_{пт}^{(3)}$  определяем по формулам [3, табл. 3.12] с учетом собственного времени отключения установленного выключателя и с учетом типовых кривых [3, рис. 3.8].

Таблица 6.1

Значение токов КЗ

Источник	$I_{п,о}, \text{кА}$	$I_{п,т}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$i_{a,т}, \text{кА}$
G1, G2 + система	41,25	31,2	11,34	17,3
G3	31,07	22,19	85,4	26,44
Итого на шинах 10,5 кВ	72,32	53,39	198,8	43,74

## 7. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Электрические аппараты главной схемы соединений (выключатели, разъединители, отделители, предохранители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, реакторы, опорные и проходные изоляторы, ограничители перенапряжений и др.) выбираются по расчетным условиям продолжительного режима с последующей проверкой их работоспособности в аварийных режимах. При этом расчетные величины должны быть меньше или равны номинальным параметрам выбранного аппарата [1, 3].

Под расчетными условиями продолжительного режима понимают ремонтный или послеаварийный период работы установки, при котором рабочий ток цепи, в которой выбирают аппараты, превышает ток ее нормального режима.

Для выбора электрических аппаратов и токоведущих частей в цепях главной схемы намечают точки КЗ в соответствующих местах и рассчитывают токи КЗ подобно тому, как рассмотрено в примерах 6 и 7.

Для цепи генераторов этот ток определяется с учетом понижения напряжения на 5 % ( $I_{фор.г} = 1,05I_{ном.г}$ ); для присоединений РУ 330–750 кВ из условия, что при ремонте выключателей через другие вы-

ключатели может протекать ток от двух блоков генератор–трансформатор ( $I_{\text{фор. 330–750 кВ}} = 2I_{\text{ном. блока}}$ ); для РУ 35-220 кВ расчетный ток продолжительного режима определяется из условия, что при отключении одного трансформатора (автотрансформатора) связи используется перегрузочная способность другого Т ( $I_{\text{форт. 35–220 кВ}} = 1,4 I_{\text{ном. т}}$ ) или АТ ( $I_{\text{фор АТ 110–220–330 кВ}} = 1,2I_{\text{ном АТ}}$ ).

Для присоединений РУ 6–10 кВ потребителей расчетный ток продолжительного режима принимается равным удвоенному значению номинального тока присоединения ( $I_{\text{фор 6–10 кВ}} = 2I_{\text{ном}}$ ).

Для электродвигателей собственных нужд утяжеленный режим отсутствует, поэтому в качестве расчетного тока продолжительного режима для них принимается номинальный ток двигателя ( $I_{\text{фор. эд}} = I_{\text{ном эд}}$ ).

Все электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, роду установки и конструктивному исполнению. Кроме того, каждый аппарат в зависимости от его назначения выбирается по ряду специфических параметров. Конкретные параметры выбора и проверки аппаратов по условиям их работы при протекании токов КЗ приведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Параметры аппарата	Расчетные значения параметров аппаратов	Условия выбора и проверки
1	2	3
<b>1. Выключатели</b>		
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$	$U_{\text{н. зу}}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{н. зу}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$	$I_{\text{фор}}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{фор}}$
Номинальный ток отключения: – симметричный $I_{\text{н. откл}}$ – аperiodический $i_{\text{а ном}} = \sqrt{2} \frac{\beta_{\text{н}}}{100} I_{\text{н. откл}}$	$I_{\text{пт}}$  $i_{\text{а,т}}$	$I_{\text{н. откл}} \geq I_{\text{пт}}$  $i_{\text{а ном}} \geq i_{\text{а,т}}$
Номинальный ток включения: – действующее значение периодической составляющей $I_{\text{н. вкл}}$ – амплитудное значение $i_{\text{н. вкл}}$	$I_{\text{по}}$ $i_{\text{уд}}$	$I_{\text{н. вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{н. вкл}} \geq i_{\text{уд}}$

1	2	3
Номинальный ток электродинамической стойкости: – действующее значение периодической составляющей $I_{\text{дин}}$ – амплитудное значение $i_{\text{дин}}$	$I_{\text{по}}$ $i_{\text{уд}}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
Номинальный ток термической стойкости $I_{\text{тер}}$	$B_{\text{к}}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
Номинальное время термической стойкости $t_{\text{тер}}$ Собственное время отключения $t_{\text{соб}}$ Полное время отключения $t_{\text{ов}}$	Минимальное время действия защиты $t_{\text{рз min}}$ Время действия защиты $t_{\text{рзо}}$	$\tau = t_{\text{соб}} + t_{\text{рз min}}$ $t_{\text{кз}} = t_{\text{ов}} + t_{\text{рзо}}$
<b>2. Разъединители</b>		
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$	$U_{\text{н.эв}}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{н.эв}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$	$I_{\text{фор}}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{фор}}$
Номинальный ток электродинамической стойкости: – действующее значение $I_{\text{дин}}$ – амплитудное значение $i_{\text{дин}}$	$I_{\text{по}}$ $i_{\text{уд}}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{уд}} \geq i_{\text{уд}}$
Номинальный ток термической стойкости $I_{\text{тер}}$	$B_{\text{к}}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
Номинальное время термической стойкости $t_{\text{тер}}$		
<b>3. Предохранители</b>		
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$	$U_{\text{н.эв}}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{н.эв}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$	$I_{\text{фор}}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{фор}}$
Номинальный ток отключения $I_{\text{н.откл}}$	$I_{\text{по}}$	$I_{\text{н.откл}} \geq I_{\text{по}}$
<b>4. Трансформаторы тока</b>		
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$	$U_{\text{н.эв}}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{н.эв}}$
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$	$I_{\text{фор}}$	$I_{1\text{ном}} \geq I_{\text{фор}}$
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$	$I_{2\text{р}}$	$I_{2\text{ном}} \geq I_{2\text{р}}$
Класс точности $N_{\text{ном}\%}$	$N_{\text{трб}\%}$	$N_{\text{ном}\%} \leq N_{\text{трб}\%}$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2\text{ном}}$	$Z_{2\text{р}}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2\text{р}} \approx Z_2$

Окончание табл. 7.1

1	2	3
Кратность тока электродинамической стойкости $K_{\text{дин}}$	$i_{\text{уд}}$	$K_{\text{дин}} \sqrt{2} I_{\text{ном}} \geq i_{\text{уд}}$
Кратность тока термической стойкости $K_{\text{тер}}$	$B_{\text{к}}$	$(K_{\text{тер}} I_{\text{ном}})^2 t_{\text{тер}} > B_{\text{к}}$
Номинальное время термической стойкости $t_{\text{тер}}$		
<b>5. Трансформаторы напряжения</b>		
Номинальное первичное напряжение $U_{\text{1ном}}$	$U_{\text{н. эу}}$	$U_{\text{1ном}} \geq U_{\text{н. эу}}$
Класс точности $N_{\text{ном}\%}$	$N_{\text{доп}\%}$	$N_{\text{ном}\%} \leq N_{\text{доп}\%}$
Номинальная мощность вторичной обмотки в требуемом классе точности $S_2$	$S_{2\text{р}}$	$S_2 \geq S_{2\text{р}}$
<b>6. Токоограничивающие реакторы</b>		
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$	$U_{\text{н. эу}}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{н. эу}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$	$I_{\text{фор}}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{фор}}$
Индуктивное сопротивление $X_{\text{ном}}$	$X_{\text{р}}$	$X_{\text{ном}} \geq X_{\text{р}}$
Номинальный ток электродинамической стойкости (амплитуда) $i_{\text{дин}}$	$i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
Номинальный ток термической стойкости $I_{\text{тер}}$	$B_{\text{к}}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
Номинальное время термической стойкости $t_{\text{тер}}$		
<b>7. Опорные изоляторы</b>		
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$	$U_{\text{н. эу}}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{н. эу}}$
Минимальное разрушающее усилие $F_{\text{разр}}$	$F_{\text{расч}}$	$0,6F_{\text{разр}} \geq F_{\text{расч}}$
<b>8. Проходные изоляторы</b>		
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$	$U_{\text{н. эу}}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{н. эу}}$
Минимальное разрушающее усилие $F_{\text{разр}}$	$F_{\text{расч}}$	$0,6F_{\text{разр}} \geq F_{\text{расч}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$	$I_{\text{фор}}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{фор}}$

Пояснение к табл. 7.1. В распределительных устройствах (РУ) номинального напряжения 35–750 кВ все выключатели и разъединители принимаются однотипными и проверяются по суммарному току трехфазного КЗ на сборных шинах этих РУ.

РУ 6–10 кВ потребителей выполняются комплектными (КРУ). Выключатели потребителей, присоединенных к шинам КРУ, принимаются одного типа, а выключатели цепи питания секции и секционные – того же или другого типа, но с большим номинальным током. Номинальный ток выключателя питающей цепи принимается равным сумме токов, подключенных к шинам потребителей, а ток секционного выключателя равен  $1/2 I_{\text{ном}}$  выключателя цепи питания.

В КРУ 6–10 кВ собственных нужд выключатели рабочего и резервного питания выбираются с одинаковым номинальным током, равным полному току нагрузки секции.

В цепи генератора выключатель и другие аппараты проверяются по большему значению составляющих тока КЗ на выводах генератора либо от генератора, либо от системы.

Дополнительно генераторные выключатели должны проверяться на несинхронное включение в условиях противофазы, то есть при расхождении углов напряжений на  $180^\circ$  ( $\delta = 180^\circ$ ).

Должны выполняться следующие условия:

$$I_{\text{вкл ном}} \geq I_{\text{с по вкл}},$$

$$i_{\text{вкл ном}} \geq i_{\text{с уд вкл}},$$

где

$$I_{\text{с по вкл}} = \frac{E_{\text{гб}} + E_{\text{сб}}}{X_{\text{гб}} + X_{\text{сб}}} I_6 \sin \frac{\delta}{2} - \quad (7.1)$$

величина начального значения тока периодической составляющей тока несинхронного включения;

$E_{\text{гб}}, E_{\text{сб}}$  – ЭДС генератора и системы в двухлучевой схеме замещения относительно точки включения;

$X_{\text{гб}}, X_{\text{сб}}$  – эквивалентные сопротивления генератора и системы в двухлучевой схеме.

Ударный ток при включении генератора в сеть

$$i_{\text{уд вкл}} = \sqrt{2} K_{\text{уд г}} I_{\text{по вкл}}.$$

Кроме того, должна выполняться проверка по току включения генератора в сеть методом самосинхронизации. Начальное значение

периодической составляющей тока включения при самосинхронизации  $I_{\text{по сх}}$ :

$$I_{\text{по сх}} = \frac{E_{\text{сб}}}{X_{\text{гб}} + X_{\text{сб}}} I_{\text{б}}. \quad (7.2)$$

Ударный ток при этом:

$$i_{\text{уд сх}} = \sqrt{2} K_{\text{уд г}} I_{\text{по сх}}.$$

При выборе реакторов величина их индуктивного сопротивления определяется из условия необходимого ограничения токов КЗ и допустимой потери напряжения в реакторе в нормальном режиме.

### 7.1. Пример выбора электрических аппаратов в главной схеме ТЭЦ

**Пример 9.** Выбрать электрические аппараты в главной схеме ТЭЦ (рис. 5.3), разработанной в разделе 5.3 второй части пособия. В качестве примера выберем выключатель и разъединитель в цепи генератора ТФ-63-2, работающего на шины 10 кВ.

Выключатель в цепи генератора выбираем по условиям рабочего продолжительного режима и проверяем на действие тока короткого замыкания. Определяем наибольший рабочий ток с учетом допустимой перегрузки генератора:

$$I_{\text{раб. нб}} = \frac{K_{\text{пер}} P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{1,05 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 4558 \text{ А}.$$

Намечаем к установке вакуумный генераторный выключатель типа ВГГ-10-63/5000УЗ со следующими параметрами:

$$\begin{aligned} U_{\text{ном}} &= 10 \text{ кВ}; \quad I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А}; \quad I_{\text{пр. скв}} = 161 \text{ кА}; \\ I_{\text{пр. скв}} &= 300 \text{ кА}; \quad I_{\text{откл. ном}} = 63 \text{ кА}; \quad I_{\text{тер. ном}} = 63 \text{ кА}; \\ t_{\text{тер. ном}} &= 4 \text{ с}; \quad t_{\text{откл. сб}} = 0,05 \text{ с}; \quad t_{\text{откл. ном}} = 0,1 \text{ с}; \\ \beta_{\text{норм}} &= 20 \%; \quad t_{\text{вкл. сб}} = 0,08 \text{ с}. \end{aligned}$$

Расчетные токи КЗ принимаем по табл. 6.1:

$$I_{\text{по}} = 41,25 \text{ кА}; I_{\text{пт}} = 31,2 \text{ кА}; i_y = 113,4 \text{ кА}; \\ i_{a,\tau} = 17,3 \text{ кА}; B_k = 41,25^2(4 + 0,14) = 7044,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По условиям рабочего продолжительного режима имеем

$$I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А} > I_{\text{раб. нб}} = 4558 \text{ А};$$

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{ном сети}} = 10 \text{ кВ}.$$

Далее проверим выбранный выключатель по условиям КЗ. Наиболее тяжелые условия КЗ будут в случае КЗ непосредственно на шинах ГРУ, при этом определяющим будет ток КЗ самого генератора. Проверяем на симметричный ток отключения

$$I_{\text{пт}} = 31,2 \text{ кА} < I_{\text{откл. ном}} = 63 \text{ кА}.$$

Затем проверяем возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{a,\tau} = 17,3 \text{ кА} < i_{a. \text{ ном}} = \frac{\sqrt{2} \beta_n I_{\text{откл. ном}}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 63}{100} = 18,14 \text{ кА}.$$

Проверка по включающей способности:

$$i_y = 113,4 \text{ кА} < i_{\text{вкл}} = 160,65 \text{ кА};$$

$$I_{\text{по}} = 41,25 \text{ кА} \leq I_{\text{вкл}} = 63 \text{ кА}.$$

Проверяем выключатель на электродинамическую стойкость по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{\text{по}} = 41,25 \text{ кА} < I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА};$$

$$i_y = 113,4 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 161 \text{ кА}.$$

Проверяем выключатель на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k = 7044,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 63^2 \cdot 4 = 15876 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверка на несинхронное включение и самосинхронизацию выполняется аналогично примеру 10.

Проверка выключателя по параметрам восстанавливающего напряжения на контактах выключателя не выполняется, так как в большинстве энергосистем реальные условия восстановления напряжения соответствуют условиям испытания выключателя.

Выбираем разъединитель типа РВК-10-5000 со следующими параметрами:

$$\begin{aligned}U_{\text{ном}} &= 10 \text{ кВ}; \quad I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А}; \\i_{\text{дин}} &= 200 \text{ кА}; \quad I_{\text{тер}} = 70 \text{ кА}; \\t_{\text{тер}} &= 10 \text{ с}.\end{aligned}$$

По условиям рабочего режима

$$\begin{aligned}U_{\text{ном}} &= 10 \text{ кВ} = U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}; \\I_{\text{ном}} &= 5000 \text{ А} > I_{\text{раб. нб}} = 4558 \text{ А}.\end{aligned}$$

Проверяем на электродинамическую стойкость:

$$i_y = 113,4 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 200 \text{ кА}.$$

Проверяем на термическую стойкость:

$$B_k = 7044,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 70^2 \cdot 4 = 49\,000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранные выключатель и разъединитель удовлетворяют всем расчетным данным.

## **7.2. Пример выбора электрических аппаратов в главной схеме АЭС**

**Пример 10.** Выбрать электрические аппараты в главной схеме АЭС, приведенной в разделе 3.1 первой части пособия.

Упрощенная главная схема АЭС приведена на рис. 7.1.

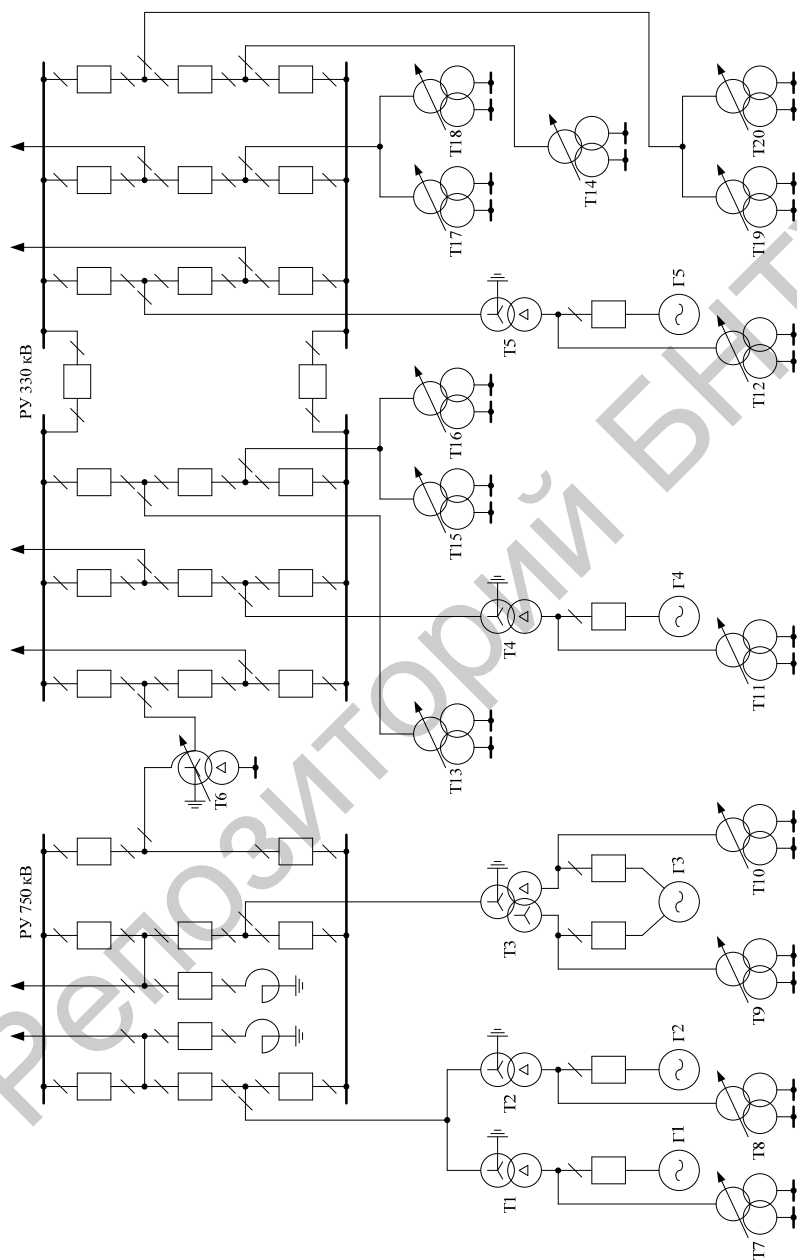


Рис. 7.1. Упрощенная главная схема АЭС

Результаты расчетов токов КЗ в главной схеме АЭС приведены в табл. 7.2.

Таблица 7.2

Расчетная величина	K1 $U_{\text{ном}} = 750 \text{ кВ}$	K2 $U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$	K3 $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	K4 $U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{пос}}, \text{кА}$	10,72	87,226	18,636	13,86
$I_{\text{пог}} (I_{\text{под}}), \text{кА}$	9,18	97,22	19,2	11,66
$I_{\text{пое}}, \text{кА}$	19,92	184,446	37,84	25,52
$i_{\text{удс}}, \text{кА}$	28,26	223,05	49,956	34,19
$i_{\text{удг}} (i_{\text{уддв}}), \text{кА}$	25,36	270,45	44,7	32,38
$i_{\text{уде}}, \text{кА}$	53,62	504,52	94,254	66,58
$I_{\text{птс}}, \text{кА}$	10,39	87,22	18,636	13,86
$I_{\text{птг}} (I_{\text{птдв}}), \text{кА}$	8,26	75,83	7,8	11,42
$I_{\text{пте}}, \text{кА}$	18,65	163,05	26,436	25,28
$i_{\text{атс}}, \text{кА}$	9,87	73,38	15,22	5,86
$i_{\text{атг}} (i_{\text{атдв}}), \text{кА}$	11,71	119,64	6,9	14,59
$i_{\text{ате}}, \text{кА}$	21,58	193,02	22,13	20,45
$B_{\text{кзеу}}, \text{кА}^2\text{с}$		86889,3		
$B_{\text{кзг}}, \text{кА}^2\text{с}$	1584	30433,5	260	2605
$B_{\text{кзс}}, \text{кА}^2\text{с}$		15122,7		

При определении расчетных токов КЗ на шинах собственных нужд (точка КЗ –  $K_3$ ) использованы данные из [4]. Параметры эквивалентного двигателя следующие:  $K_{\text{уд дв}} = 1,77$ ;  $T_{\text{п.эд}} = 0,1 \text{ с}$ ;  $T_{\text{а.эд}} = 0,067 \text{ с}$ ;  $K_{*\text{пуск}} = 6,6$  (для реакторов ВВЭР).

Поскольку точный состав электродвигателей собственных нужд неизвестен, периодическая составляющая тока подпитки КЗ от двигателей определяется по мощности рабочего трансформатора [4]:

$$I_{\text{подд}} = \frac{K_{*\text{пуск}} 1,2 S_{\text{тсн}}}{\eta \cos \varphi \sqrt{3}} = 4,7 \frac{1,2 S_{\text{тсн}}}{2 U_{\text{ном}}}, \quad (7.3)$$

где  $\frac{S_{\text{тсн}}}{2}$  – мощность одной обмотки трансформатора собственных нужд ТРДНС-80/35/10-10;

1,2 – коэффициент увеличения, учитывающий специфику АЭС и возможность возникновения КЗ во время опробования резервного

дизель-генератора, включаемого параллельно с рабочим трансформатором собственных нужд;

$\eta = 0,94$  коэффициент полезного действия эквивалентного двигателя;

$\cos\varphi = 0,87$  – коэффициент мощности.

**Решение.** Примем, что в месте сооружения АЭС условия окружающей среды являются нормальными. Поэтому распределительные устройства 330 кВ и 750 кВ будут сооружаться открытыми (ОРУ).

Для выбора аппаратов в разных частях главной схемы (с разным номинальным напряжением) определяется максимальный ток продолжительного режима  $I_{\text{фор}}$ .

В цепях ОРУ 750 кВ:

$$I_{\text{фор}} = 2 \frac{S_{\text{н блока}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = 2 \frac{1333}{\sqrt{3} \cdot 750} = 2055 \text{ А.}$$

В цепях ОРУ 330 кВ:

$$I_{\text{фор}} = 2 \frac{S_{\text{н блока}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = 2 \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 330} = 2208 \text{ А.}$$

В цепи одной обмотки генератора ГЗ:

$$I_{\text{фор}} = \frac{S_{\text{ном ГЗ}}}{2\sqrt{3} U_{\text{ном}} 0,95} = \frac{1333}{2\sqrt{3} \cdot 24 \cdot 0,95} = 16\,898 \text{ А.}$$

Результаты выбора электрических аппаратов приведены в табл. 7.3, 7.4.

Для уточнения результатов выбора генераторного выключателя определим ток несинхронного включения генератора в сеть при угле расхождения векторов напряжения генератора и системы в  $180^\circ$  ( $\delta = 180^\circ$ ). При этом относительное значение сверхпереходной ЭДС генератора равно 1,0 и его вторая обмотка разомкнута

$$I_{\text{с по вкл}} = \frac{E_{\Gamma*} + E_{\text{с*с}}}{X_{\Gamma*} + X_{\text{с*}}} I_{\delta} \sin \frac{\delta}{2} = \frac{1 + 1,035}{0,345 + 0,284} \cdot 24,08 \cdot 1 = 77,9 \text{ кА,}$$

где  $E_{с*}$ ,  $X_{г*}$ ,  $X_{с*}$ ,  $I_{\delta}$  принимаются по данным расчета токов КЗ в точке К2.

Ударный ток включения

$$i_{с\text{ уд вкл}} = \sqrt{2} K_{уд} I_{с\text{ по вкл}} = \sqrt{2} \cdot 1,973 \cdot 77,9 = 216,7 \text{ кА}.$$

Ток включения генератора при самосинхронизации

$$I_{\text{по сх}} = \frac{E_{с*} \cdot I_{\delta}}{X_{г*} + X_{с*}} = \frac{1,035}{0,345 + 0,284} \cdot 24,08 = 39,62 \text{ кА}.$$

Таким образом,

$$I_{\text{вкл ном}} = 360 > I_{с\text{ по вкл}} = 216,7 \text{ кА}.$$

Выключатель HECS-130 XL подходит по параметрам.

В табл. 7.3 измерительные трансформаторы тока и напряжения выбраны по номинальным параметрам без их проверки на электродинамическую стойкость и по классу точности.

Таблица 7.3

Параметры аппаратов номинальные расчетные данные	ОРУ-750		ОРУ-330		Генератор ГЗ	Собственные нужды ГЗ
	Выключатель	Разъединитель	Выключатель	Разъединитель	Выключатель	Выключатель
1	НРЛ800В4 ABB	РВНЗ- 750/4000	ВВГ-330	РНДЗ- 330/3150	HECS-130XL генераторный комплекс ABB	ВБЧЭ-10- 40/3150 ЭНЭКО
	2	3	4	5	6	7
$\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном эу}}}, \text{кВ}$	$\frac{750}{750}$	$\frac{750}{750}$	$\frac{330}{330}$	$\frac{330}{330}$	$\frac{25,3}{24}$	$\frac{10}{10}$
$\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{фор}}}, \text{кА}$	$\frac{4000}{2055}$	$\frac{4000}{2055}$	$\frac{3150}{2208}$	$\frac{3150}{2208}$	$\frac{18\,000}{16\,800}$	$\frac{3150}{2320}$
$\frac{I_{\text{н откл}}}{I_{\text{пт}}}, \text{кА}$	$\frac{50}{18,65}$		$\frac{40}{25,28}$		$\frac{130}{79,8}$	$\frac{40}{26,43}$
$\sqrt{2} \frac{\beta_{\text{н}} I_{\text{н откл}}}{100 i_{\text{а,т}}}, \text{кА}$	$\frac{36,4}{21,54}$		$\frac{22,6}{20,39}$		$\frac{137,12}{122,72}$	$\frac{22,59}{20,36}$
$\frac{I_{\text{н вкл}}}{I_{\text{по}}}, \text{кА}$	$\frac{40}{19,9}$		$\frac{40}{25,52}$		$\frac{130}{97,22}$	

1	2	3	4	5	6	7
$\frac{i_{\text{п вкл}}}{i_{\text{уд}}}, \text{кА}$	$\frac{104}{53,6}$		$\frac{102}{66,58}$		$\frac{360}{270,45}$	
$\frac{I_{\text{дин}}}{I_{\text{по}}}, \text{кА}$	$\frac{50}{19,9}$		$\frac{40}{25,52}$		$\frac{140}{101,18}$	
$\frac{i_{\text{дин}}}{i_{\text{уд}}}, \text{кА}$	$\frac{125}{53,6}$	$\frac{160}{53,6}$	$\frac{102}{66,58}$	$\frac{160}{66,58}$	$\frac{360}{281,47}$	$\frac{102}{94,16}$
$\frac{I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}}{B_{\text{к}}}, \text{кА}^2 \text{с}$	$\frac{7500}{1584}$	$\frac{7938}{1584}$	$\frac{4800}{2605}$	$\frac{7938}{2605}$	$\frac{50\,000}{30433,5}$	$\frac{4800}{260}$
$t_{\text{собр}}, \text{мс}$	20		32		42	30
$t_{\text{ов}}, \text{мс}$	40		62		65	60

Таблица 7.4

Номинальное напряжение места установки аппарата	Трансформаторы тока		Трансформаторы напряжения	Ограничители перенапряжений
	Наружной установки	Встроенные		
750 кВ	ТФРМ-750-У1 3000-1500/1А 0,2S/10P/10P/ 10P/10P	ТВМ-750 3000-2000- 1000/1	НДЕ-750У1 $\frac{750}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1$ 0,2/0,5/3P	ОПН-750У1 $U_{\text{ди. доп}} = 465 \text{ кВ}$
330 кВ	ТФРМ-330Б-У1 3000-1500/1А 0,2S/10P/10P/ 10P/10P	ТВТ-330 3000/1 0,25/0,2/5P/ 5P/5P/5P	НКФ-330 $\frac{330}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1$ 0,2/0,5/3P	ОПН-330У1 $U_{\text{ди. доп}} = 230 \text{ кВ}$
24 кВ	ТШЛ-24 20000/1А 0,2S/0,2/5P/5P/ 5p/5P	ТШВ-24 10000/1/1/1А 5P/5P/5P ТШВ-24 1000/1/1А 5P/5P	3НОЛ.06-24У3 $\frac{750}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1$ 0,2/0,5/3P	ОПН-24У3 $U_{\text{ди. доп}} = 28 \text{ кВ}$
10 кВ	ТЛ-10У3 3000/5А 0,5/P		НАМИ 10-95 $\frac{750}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1$ 0,2/0,5/3P	ОПН-10 $U_{\text{ди. доп}} = 12 \text{ кВ}$

## 8. ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

### 8.1. Типы проводников, применяемых в главных схемах

Генераторы, трансформаторы и электрические аппараты в цепях главной схемы соединений станции соединяются между собой проводниками разных типов.

Для определения типов проводников, применяемых в различных цепях главных схем электростанций, рассмотрим рис. 8.1, где упрощенно, без разъединителей, показаны элементы главных схем ТЭЦ, КЭС и АЭС. Дополнительно штриховыми линиями на рис. 8.1 указаны контуры зданий и сооружений, где размещается электрооборудование.

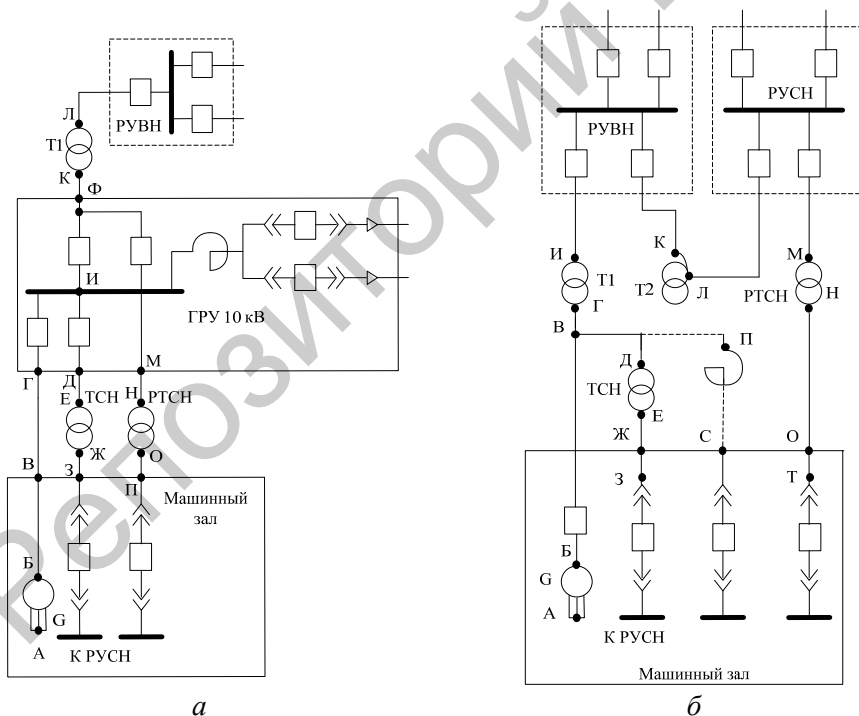


Рис. 8.1. К выбору проводников в основных электрических цепях:  
а – элементы схем ТЭЦ; б – КЭС и АЭС

В схеме ТЭЦ с ГРУ (рис. 8.1, *а*) в пределах машинного зала главного корпуса ТЭЦ от выводов генератора *G* до фасадной стены (участок АВ) токоведущие части выполняются шинным мостом из жестких алюминиевых или медных голых шин или комплектным пофазно-экранированным токопроводом (в цепях генераторов мощностью 60 МВт и выше). На участке ВГ между стеной машзала и зданием ГРУ соединение выполняется шинным мостом, гибким подвесным токопроводом либо пофазно-экранированным токопроводом. Все соединения внутри закрытого ГРУ выполняются жесткими голыми шинами прямоугольного или коробчатого сечения. Соединение от ГРУ до выводов трансформаторов связи (участок ФК) осуществляется шинным мостом или гибким подвесным токопроводом.

Токоведущие части РУ 35 кВ и выше обычно выполняют сталеалюминиевыми проводами АС. В отдельных случаях в ОРУ  $\geq 35$  кВ часть или вся ошиновка может выполняться алюминиевыми трубами.

Цепи рабочего (ТСН) и резервного (РТСН) трансформатора собственных нужд от стены здания ГРУ до их выводов (участки ДЕ и МН) осуществляются жесткими шинами, если трансформаторы установлены вблизи ГРУ. Если ТСН и РТСН установлены у фасадной стены главного корпуса – участки ДЕ и МН выполняются гибким токопроводом. От трансформаторов до распределительных устройств собственных нужд (участки ЖЗ и ОП) применяется кабельное соединение.

В цепях линий 6–10 кВ вся ошиновка до реактора и за ним, а также в шкафах КРУ, выполнена прямоугольными шинами. Непосредственно к потребителю отходят кабельные линии. Жесткие прямоугольные шины могут быть выполнены из алюминия или меди. Последние являются более дорогими.

В схеме блочных ТЭЦ с потребительским КРУ соединение генератора с блочным трансформатором Т1 (рис. 8.1, *б*), ТСН и источником питания потребительского КРУ – реактором или трансформатором – осуществляется пофазно-экранированным токопроводом (участок АГДП). При этом на участке токопровода ДП используется токопровод на соответствующий номинальный ток, а токи термической и динамической стойкости должны быть равны (или больше) токам термической и динамической стойкости отпайки на собственные нужды генераторного токопровода. От ТСН до КРУ собственных нужд (участок ЕЖ) применяется комплектный токопровод

в общей для трех фаз оболочке прямоугольного (марки ТКЗ) или круглого сечения (марки ТЗК).

Потребительское КРУ может встраиваться в здание машинного зала главного корпуса, или для него может сооружаться отдельное здание. В случае, когда источником питания потребительского КРУ являются токоограничивающие реакторы, они устанавливаются в здании машинного зала, в отдельном здании или открыто. Токоведущие части от реакторов до потребительского КРУ при его размещении в машзале выполняются жесткими шинами. Когда сооружается отдельное здание для реакторов или КРУ, то от реакторов до КРУ применяется кабельное соединение.

Если источниками питания потребительского КРУ являются трансформаторы, то их токоведущие части выполняются аналогично ТСН. Если здание потребительского КРУ отдельное, то на стороне низшего напряжения ТЗ применяется кабельное соединение (пучок из нескольких кабелей).

На КЭС и АЭС (рис. 8.1, б) соединения генераторов с блочными трансформаторами и отпайка к трансформатору собственных нужд выполняются пофазно-экранированными токопроводами. Отпайка на собственные нужды (участок ВД) выполняется из токопровода той же марки, но на меньший ток, чем на участке БГ, и большие токи электродинамической и термической стойкости.

Токоведущие части участка ИКЛМ выполняются из сталеалюминиевых проводов в случае, когда РУ ВН и РУ СН выполняются открытого типа (ОРУ), в случае применения КРУЭ – элегазовыми токопроводами ( $РУ \geq 330$  кВ).

Резервные трансформаторы собственных нужд блочных станций подключаются к РУ ВН или РУ СН. Участок НОТ от резервного трансформатора собственных нужд до здания машинного зала и внутри зала выполняется кабельной линией (пучком кабелей) или токопроводами. Магистраль резервного питания секций собственных нужд 6 (10) кВ на ТЭС и АЭС с генераторами до 500 МВт выполняются комплектными токопроводами, при большей мощности генераторов используются кабельные линии.

## **8.2. Выбор токоведущих частей**

*Выбор сечения токоведущих частей и присоединений к сборным шинам (ошиновки) проводится по экономической плотности тока*

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2, \quad (8.1)$$

где  $I_{\text{норм}}$  – максимальный ток нормального режима (без перегрузки), А;  
 $j_{\text{эк}}$  – экономическая плотность тока, зависящая от продолжительности использования максимума нагрузки  $T_{\text{мах}}$ , типа и материала проводника (табл. 8.1).

Таблица 8.1

Экономическая плотность тока

Тип и материал проводника	При $T_{\text{мах}}, \text{ ч}, \text{ А/мм}^2$		
	1000–3000	3000–5000	более 5000
Неизолированные провода и шины			
– медные	2,5	2,1	1,8
– алюминиевые	1,3	1,1	1
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами			
– медными	3	2,5	2
– алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами			
– медными	3,5	3,1	2,7
– алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Рассчитанное сечение округляется до стандартного. При этом принимается ближайшее меньшее стандартное сечение  $q$ , если оно не отличается от  $q_{\text{эк}}$  более чем на 15 %. В противном случае принимается ближайшее большее стандартное сечение.

Выбранное сечение проверяется на нагрев максимальным током длительного режима:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{фор}}, \quad (8.2)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – допустимый ток для проводника (с учетом поправки при расположении шин плашмя и на температуру воздуха, отличную от стандартной).

Ток  $I_{\text{доп}}$  для жестких и гибких проводников нормирован при температуре окружающего воздуха  $\vartheta_0 = +25^\circ\text{C}$  или земли (для кабелей)  $\vartheta_0 = +15^\circ\text{C}$  [1]. Если действительная температура окружающей среды  $\vartheta_{\text{ср}}$  отличается от  $\vartheta_0$ , то пересчет допустимого тока осуществляется по выражению

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{\text{ср}}}{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0}}, \quad (8.3)$$

где  $\vartheta_{\text{доп}}$  – длительно допустимая температура проводника, принимаемая для неизолированных проводов и окрашенных шин  $+70^\circ\text{C}$ .

Сборные шины РУ всех напряжений выбираются по допустимому току. Максимальный рабочий ток шин определяется при этом как наибольший ток наиболее мощного присоединения к шинам.

Выбранные жесткие шины должны быть проверены на термическую и динамическую стойкость при КЗ.

Проверка на термическую стойкость проводится по условию

$$\vartheta_{\text{кз}} \leq \vartheta_{\text{кз доп}} \quad \text{или} \quad q_{\text{min}} \leq q, \quad (8.4)$$

где  $\vartheta_{\text{кз}}$  – температура шин при нагреве током КЗ;

$\vartheta_{\text{кз доп}}$  – допустимая температура нагрева шин при КЗ (табл. 8.2);

$q_{\text{min}}$  – минимальное сечение проводника по термической стойкости

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{кз}}}}{C}, \quad (8.5)$$

где  $C$  – функция, значение которой приведены в табл. 8.3.

Таблица 8.2

Проводник	Допустимая температура при КЗ, $^\circ\text{C}$
1	2
Шины:	
– медные;	300
– алюминиевые;	200
– стальные, присоединенные к аппаратам;	300
– стальные, не соприкасающиеся с изоляционными материалами и выводами аппаратов	400

Окончание табл. 8.2

1	2
Неизолированные провода: – медные при тяжениях, Н/мм <sup>2</sup> : менее 20; 20 и более; – алюминиевые при тяжении, Н/мм <sup>2</sup> : менее 10; 10 и более; – алюминиевая часть сталеалюминиевых проводов	  250 200  200 160 200
Кабели и изолированные провода с медными и алюминиевыми жилами и изоляцией: – поливинилхлоридной и резиновой; – полиэтиленовой; – этилен пропиленовой резиной	 160 130 250
Кабели до 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена: – температура жилы; – температура экрана	 250 350

Таблица 8.3

Проводник и марка проводника	Значение функции $C, A \cdot c^{1/2}/mm^2$		
Шины	При начальной температуре, °C		
	70	90	120
медные – МГМ, МГТ	170		
алюминиевые – АДО	90	81	68
– АД1Н	91	82	69
– АДОМ, АД1М	91	83	70
Алюминиевый сплав – АД31Т1	85	77	64
– АД31Т	82	74	62
– АД33Т1	77	71	59
– АД33Т	74	67	57
– АВТ1	73	66	55
– АВТ	71	63	53
– 1911	71	63	53
– 1915, 1915Т	66	60	51
– АМГ5	63	57	48
стальные при – $\vartheta_{доп} = 400\text{ }^{\circ}\text{C}$	70	–	–
– $\vartheta_{доп} = 300\text{ }^{\circ}\text{C}$	60	–	–

Проводник и марка проводника	Значение функции $C, A \cdot c^{1/2}/mm^2$	
Кабели	При номинальном напряжении, кВ	
	6	10
с алюминиевыми сплошными жилами и бумажной изоляцией;	92	94
с алюминиевыми многопроволочными жилами и бумажной изоляцией;	98	100
с алюминиевыми жилами и поливинилхлоридной и резиновой изоляцией;	75	78
с алюминиевыми жилами и полиэтиленовой изоляцией;	62	65
с медными сплошными жилами и бумажной изоляцией;	140	143
с медными многопроволочными жилами и бумажной изоляцией;	147	150
с медными жилами и поливинилхлоридной изоляцией;	114	118
с медными жилами и полиэтиленовой изоляцией	94	98
Неизолированные провода	При допустимых температурах нагрева при КЗ, °С	
	160	200
медные – М, МГМ	–	142
алюминиевые – А, АКП, АП, А <sub>п</sub> КП	76	90
алюминиевый сплав – АН, АНКП, АЖ	69	81
сталеалюминиевые – АС, АСК, А <sub>п</sub> С, АСКС, А <sub>п</sub> СКС, А <sub>п</sub> СК, АСКП	76	90

Жесткие шины в электроустановках крепятся к опорным изоляторам. Механическое напряжение в материале шин  $\sigma_{расч}$  и расчетная нагрузка на изоляторы  $P$  определяются с учетом частоты собственных колебаний шин  $f_{соб}$ :

$$f_{соб} = \frac{4,73}{2\pi l^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}}, \text{ Гц}, \quad (8.6)$$

где  $l$  – длина пролета, м;

$E$  – модуль упругости материала шины, Па;

$J$  – момент инерции шины относительно оси, перпендикулярной действию силы, м<sup>4</sup>;

$m$  – масса единицы длины шины, кг/м.

Значения  $J$  и  $E$  для стандартного сечения шин разных профилей приведены в табл. 8.4 и 8.5.

Таблица 8.4

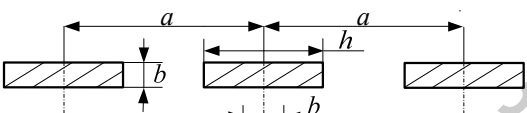
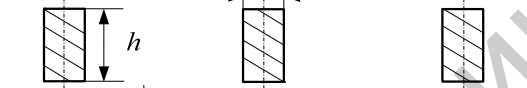
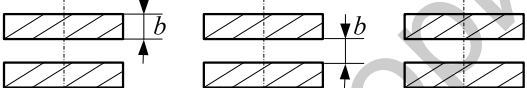
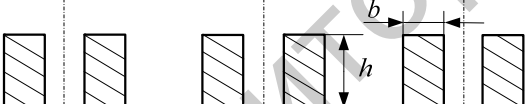
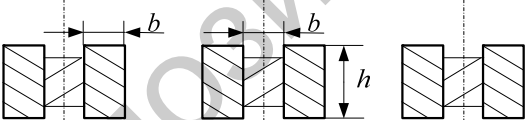

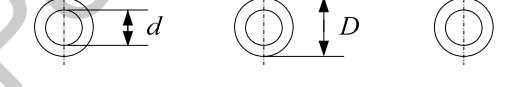
Расположение шин	Момент инерции $J$ , см <sup>4</sup>	Момент сопротивления $W$ , см <sup>3</sup>
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$
	$\frac{hb^3}{12}$	$\frac{hb^2}{6}$
	$\frac{bh^3}{6}$	$\frac{bh^2}{3}$
	$\frac{hb^3}{6}$	$\frac{hb^3}{3}$
	$0,72hb^3$	$1,44hb^2$
	$\frac{\pi d^4}{64}$	$\frac{\pi d^3}{32}$
	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}$

Таблица 8.5

## Основные характеристики материалов шин

Материал шины	Марка	Временное сопротивление разрыву $\sigma_{\text{разр}}$ , МПа		Допустимое напряжение $\sigma_{\text{доп}}$ , МПа		Модуль упругости $E$ , $10^{10}$ Па
		материала	в области сварного соединения	материала	в области сварного соединения	
Алюминий	АО, А АДО	118	118	82	82	7
		59–69	59–69	41–48	41–48	7
Алюминиевый сплав	АД31Т	127	120	89	84	7
	АД31Т1	196	120	137	84	7
	АВТ1	304	152	213	106	7
	1915Т	353	318	247	223	7
Медь	МГМ	345–355	–	171,5–178	–	10
	МГТ	245–294	–	171,5–206	–	10

Для шин корытного сечения момент инерции определяется по каталогам допустимого тока. Если  $f_c > 200$  Гц, то шины и изоляторы рассматриваются как статическая система с нагрузкой, равной максимальной электродинамической силе, возникающей при трехфазном КЗ

$$f^{(3)} = \sqrt{3} 10^{-7} \frac{i_{\text{уд}}^{(3)2}}{a}, \text{ Н/м}, \quad (8.7)$$

где  $a$  – расстояние между осями шин разных фаз, м.

Под действием этой силы в однополосных шинах прямоугольного или круглого сечения при расположении фаз в одной плоскости возникает напряжение

$$\sigma_{\text{расч мф}} = \frac{f^{(3)} l^2}{10W}, \text{ Па}, \quad (8.8)$$

$W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию силы,  $\text{м}^3$ .

Если  $f_{\text{соб}} < 200$  Гц, то в выражение (8.8) вводится динамический коэффициент  $K_d$ , определяемый по кривым  $K_d = \varphi(f_{\text{соб}}, T_a)$  [8].

В случае, когда шины состоят из двух полос, между ними устанавливаются прокладки, пролет между которыми  $l_{\text{п}}$  выбирается из двух условий:

– отсутствие прикосновения полос при КЗ:

$$l_{\text{п}} \leq 0,216 \sqrt{\frac{a_{\text{п}}}{i_{(3)}^{(3)}}} \sqrt[4]{\frac{Ej_{\text{п}}}{K_{\text{ф}}}}, \quad (8.9)$$

где  $a_{\text{п}}$  – расстояние между осями полос, см;

$K_{\text{ф}}$  – коэффициент формы, определяемый по рис. 8.2;

– отсутствие механического резонанса

$$l_{\text{п}} \leq 0,133 \cdot 10^{-2} \sqrt[4]{\frac{Ej_{\text{п}}}{m_{\text{п}}}}, \quad (8.10)$$

где  $m_{\text{п}}$  – масса полосы на единицу длины, кг/м.

В расчет принимается меньшая из двух величин, определяемых по формулам (8.9) и (8.10).

Механическое напряжение в материале шин такой конструкции складывается из двух составляющих –  $\sigma_{\text{мф}}$ , вызванного силами взаимодействия фаз, и  $\sigma_{\text{п}}$ , вызванного взаимодействием полос в пакете одной фазы:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{мф}} + \sigma_{\text{п}}. \quad (8.11)$$

Напряжение  $\sigma_{\text{мф}}$  определяется так же, как и для однополосных шин, только вместо момента сопротивления шины подставляется момент сопротивления пакета. Момент сопротивления для пакетов из прямоугольных шин рассчитывается по соответствующим формулам (табл. 8.4), а для коробчатых шин принимается из [2, табл. 7.5].

Напряжение  $\sigma_{\text{п}}$ :

$$\sigma_{\text{п}} = \frac{f_{\text{п}} l_{\text{п}}^2}{12W}, \text{ Па}, \quad (8.12)$$

$$\text{где } f_{\Pi} = 2 \frac{(0,5i_y^{(3)})^2}{d} K_{\Phi} \cdot 10^{-7}, \text{ н/м,} \quad (8.13)$$

$K_{\Phi}$  – коэффициент формы, определяется по кривым (рис. 8.2);

$d$  – расстояние между осями шин в пакете, м. Для пакета из прямоугольных шин  $d$  равно двойной толщине шин ( $d = 2b$ ). Для коробчатых шин  $d = h$  и  $K_{\Phi} = 1$ ;

$h$  – ширина коробчатой шины.

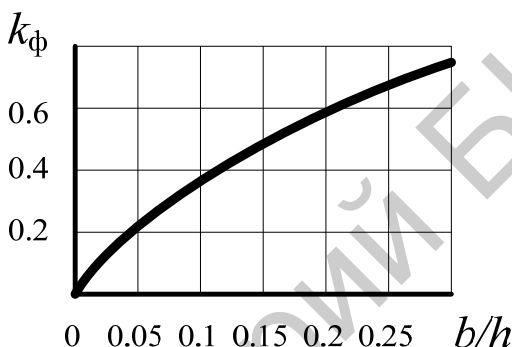


Рис. 8.2. Кривые для определения коэффициента формы для двухполосных шин при  $d = 2b$

### Условие электродинамической стойкости шин

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}} = 0,7\sigma_{\text{разр}}, \quad (8.14)$$

где  $\sigma_{\text{доп}}$ ,  $\sigma_{\text{разр}}$  – допустимое и разрушающее механические напряжения в материале шин (табл. 8.5).

Если в результате расчета получено, что  $\sigma_{\text{расч}} \geq \sigma_{\text{доп}}$ , то необходимо увеличить расстояние между фазами или уменьшить пролет между изоляторами, в пакетных токопроводах – уменьшить расстояние между прокладками и повторить расчет.

После механического расчета шин необходимо выбрать опорные изоляторы, к которым будут крепиться шины. Опорные изоляторы выбираются по следующим условиям:

- по номинальному напряжению  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{эу}}$ ;
- по допустимой нагрузке  $P_{\text{доп}} = 0,6P_{\text{разр}} \geq P_{\text{расч}}$ ,

$$\text{где } P_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^{(3)2} l}{a} K_h \cdot 10^{-7}, \text{ н,} \quad (8.15)$$

при расположении шин в одной плоскости:

$$K_h = \frac{H}{H_{\text{из}}} - \text{поправочный коэффициент на высоту шины } (K_h = 1$$

в случае расположения шины плашмя на изоляторе);

$H$  – высота расположения оси шины;

$H_{\text{из}}$  – высота изолятора.

*Гибкие неизолированные провода.* Сечение проводов выбирается по экономической плотности тока, гибких шин – по допустимому току.

При напряжении 110 кВ и выше сечение проводов и их число в фазе выбираются такими, чтобы избежать коронирования. Для этого при напряжениях 330 кВ и выше каждая фаза выполняется двумя, тремя и более проводами, то есть применяются расщепленные провода. Расстояние между проводами в расщепленной фазе принимается при напряжении 220 кВ 20–30 см, 330–750 кВ – 40 см.

Минимально допустимые диаметры проводов (и их примерная марка) по условиям коронирования приведены в табл. 8.6.

Таблица 8.6

Напряжение, кВ	$d$ , мм	Марка провода
110	11,3	АС-70/11
220	21,6	АС-240/39
330	32,3	АС-600/72
	$2 \times 21,6$	$2 \times \text{АС-240/39}$
	$3 \times 17,1$	$3 \times \text{АС-150/24}$
500	$2 \times 36,2$	$2 \times \text{АС-700/86}$
	$3 \times 25,2$	$3 \times \text{АС-330/43}$
750	$4 \times 36,2$	$4 \times \text{АС-400/86}$
	$5 \times 25,2$	$5 \times \text{АС-330/43}$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ по (8.8). Расщепленные провода при этом рассматриваются как один провод суммарного сечения.

Если на сборных шинах, выполненных из гибких проводов, ток трехфазного КЗ  $I_{\text{по}}^{(3)} \geq 20$  кА, то они проверяются на схлестывание. Методика проверки гибких проводов на схлестывание приведена в [3, стр. 188]. Методика компьютерного расчета электродинамической стойкости гибких шин приведена в [5].

Токоведущие части, выполненные несколькими проводами в фазе, проверяются по электродинамическому взаимодействию проводов одной фазы [3, стр. 190].

### 8.3. Выбор кабелей

На электрических станциях преимущественно применяются кабели с многопроволочными алюминиевыми и медными жилами как один или несколько кабелей. Прокладываются кабели в кабельных полутажах, кабельных тоннелях, на металлических лотках, в воздухе. На ТЭЦ потребители 6–10 кВ питаются по кабельным линиям, проложенным сначала в РУ станции, в кабельных тоннелях, а затем в земле.

Для обеспечения пожарной безопасности на электростанциях применяются кабели, у которых изоляция оболочки и покрытия выполнена из самозатухающего поливинилхлоридного пластика и кабели с пониженным дымо- и газовыделением. Применяются также кабели, в конструкции которых отсутствуют материалы, содержащие галогены.

В настоящее время большое количество кабелей электростанций имеют изоляцию из сшитого полиэтилена.

На АЭС, как правило, используются кабели с медными токопроводящими жилами. Для цепей, где требуется функционирование при пожаре, применяются огнестойкие кабели с изоляцией и оболочкой из полимерных композиций, не содержащих галогенов.

Кабели выбирают:

- по напряжению  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{эу}}$ ;
- конструкции в зависимости от места прокладки, свойств среды, механических усилий, воздействующих на кабель, вида изоляции по таблицам областей применения различных марок кабелей выбирается требуемая марка кабеля [1, 2, 5];
- экономической плотности тока: по выражению (8.4) рассчитывается сечение кабеля  $q_{\text{э}}$ . Далее по таблицам [1, 2, 5] подбирается стандартное сечение жил кабеля и допустимый ток.

Выбранный кабель проверяется на нагрев при длительном протекании максимального тока нагрузки:

$$I_{\text{фор}} \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_3 \dots K_n, \quad (8.16)$$

где  $K_1, K_2, K_3 \dots K_n$  – поправочные коэффициенты на число рядом проложенных кабелей, температуру окружающей среды, глубину прокладки в земле, тепловое сопротивление земли и др. Поправочные коэффициенты определяются по ПУЭ или данным справочников (или заводов-изготовителей кабелей) [1, 5].

При выборе сечения кабелей следует учитывать их допустимую перегрузку по данным ПУЭ в зависимости от вида прокладки, предварительной нагрузки и длительности перегрузки.

Кабели, выбранные по рабочему режиму, проверяются на термическую стойкость при КЗ по выражению (8.8). При этом кабели небольшой длины проверяются по току КЗ в начале кабеля. Два и более параллельных кабеля проверяют по токам при КЗ непосредственно за пучком кабелей.

У одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена термическая стойкость при КЗ проверяется отдельно для жилы и отдельно для экрана [5].

Проверка на термическую стойкость жилы проводится по условию

$$I_{\text{по}}^{(3)} \leq \frac{I_{\text{доп 1сек ж}}}{\sqrt{t_{\text{кз}}}}, \quad (8.17)$$

где  $I_{\text{по}}^{(3)}$  – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для жилы выбранного кабеля, кА;

$I_{\text{доп 1сек ж}}$  – допустимый односекундный ток КЗ для жилы (определяется по [5, стр. 69] табл. 3.16).

$t_{\text{кз}} = t_{\text{рз осн. защиты}} + t_{\text{ов}}$  – расчетная продолжительность КЗ, с.

Если условие (8.17) не выполняется – принимается большее сечение жилы и расчет повторяется.

Термическая стойкость экрана проверяется по условию

$$I_{\text{по}}^{(1,1)} \leq \frac{I_{\text{доп 1сек э}}}{\sqrt{t_{\text{кз}}}}, \quad (8.18)$$

где  $I_{\text{по}}^{(1,1)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{по}}^{(3)}$  – максимальное значение двойного тока КЗ на

землю в начале кабельной линии, кА;

$I_{\text{доп 1сек э}}$  – допустимый ток односекундного КЗ в экране [5, стр. 70, табл. 3.17].

Если условие (8.18) не выполняется, то необходимо принять большее сечение экрана, при котором это условие выполняется. Но при этом потребуются разземление экранов с одной стороны линии или транспозиция экранов.

В случае разземления экранов на разомкнутых концах экранов при нормальном режиме и при КЗ появляется напряжение. Величина этого напряжения не должна превышать 5 кВ. Методика расчета приближенного значения этого напряжения приведена в [5, стр. 70–71].

Выбранные кабели необходимо проверить на невозгорание при КЗ [7]. Проверка кабелей 6–10 кВ системы собственных нужд электростанций осуществляется путем сравнения расчетной температуры жил кабеля после КЗ при его отключении действием резервной защиты с предельной допустимой температурой невозгорания кабелей, указанной в табл. 8.7.

Таблица 8.7

Типы кабелей	Допустимые температуры нагрева жил кабелей, °С				
	длительно допустимая	при КЗ	при проверке на невозгорание	При проверке пригодности кабелей к дальнейшей эксплуатации после КЗ	
1	2	3	4	5	6
Бронированные кабели с бумажной изоляцией на напряжение: до 6 кВ	65	200	400	200	300
	до 10 кВ	60	200	360	200
Небронированные кабели с бумажной изоляцией на напряжение: до 6 кВ	65	200	350	200	300
	до 10 кВ	60	200	310	200
				280	

1	2	3	4	5	6
Кабели с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией	65	150	350	160	250
Кабели до 10 кВ с изоляцией из вулканизированного (сшитого) полиэтилена	90	250	400	250	300
Кабели с изоляцией из полимерной композиции, не содержащей галогенов	70	160	350	160	250
Кабели с изоляцией из этилен пропиленовой резины	90	250	360	250	280

Если расчетная температура  $\vartheta_{\text{кзн}}$  больше значения, указанного в графе 4 табл. 8.7, необходимо изменение уставок защит либо увеличение сечения жил кабелей. При этом в качестве резервной защиты для присоединений секции собственных нужд 6–10 кВ (и 0,4 кВ) следует принимать резервную защиту ввода питания секции.

Данные табл. 8.7 позволяют определить и пригодность кабелей к эксплуатации после отключения КЗ. Для этого рассчитывается температура жил кабеля за время КЗ и сопоставляется с данными графы 5 табл. 8.7. Если расчетная температура  $\vartheta_{\text{кзн}}$  не превышает этих данных – кабели пригодны к дальнейшей эксплуатации. Если расчетная температура находится в пределах между значениями граф 5 и 6 – кабели после соответствующего ремонта и испытаний пригодны к эксплуатации в течение года. Если температура превышает значения графы 6 – кабели не пригодны к эксплуатации и должны быть заменены.

Расчетным местом КЗ при проверке на невозгорание кабеля является точка в начале кабельной линии. Значение начальной температуры жил до КЗ определяется по формуле

$$\vartheta_{\text{нач}} = \vartheta_{\text{ср}} + (\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0) \left( \frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{дл. доп}}} \right)^2, \quad (8.19)$$

где  $\vartheta_{\text{ср}}$ ,  $\vartheta_0$  – фактическая и стандартная температура окружающей среды ( $\vartheta_0$  для кабелей в земле – 15 °С, в воздухе – 25 °С);

$\vartheta_{\text{доп}}$  – длительно допустимая температура жил кабеля, °С (табл. 8.7);

$I_{\text{раб}}$ ,  $I_{\text{дл. доп}}$  – рабочий и длительно допустимый токи и кабеля, А.

Расчетная температура жилы кабеля после КЗ определяется по выражению

$$\vartheta_{\text{кзн}} = \vartheta_{\text{нач}} e^k + 228 (e^k - 1), \quad (8.20)$$

где  $k = \frac{eB_{\text{кз}}}{q^2}$ ;

$e$  – для алюминиевых жил – 45,65 мм<sup>2</sup>/кА<sup>2</sup>·С; для медных – 19,58 мм<sup>2</sup>/кА<sup>2</sup>·С;

$B_{\text{кз}}$  – квадратичный тепловой импульс тока КЗ

$$B_{\text{кз}} = I_{\text{пос}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{аз}}) + (0,3I_{\text{пос}}I_{\text{по эд}} + 0,1I_{\text{по эд}}^2)t_{\text{откл}}, \quad (8.21)$$

$I_{\text{пос}}$  – начальное значение периодической составляющей КЗ от источников питания, кА;

$t_{\text{откл}} = t_{\text{рез.рз}} + t_{\text{откл.выкл}}$  – продолжительность существования КЗ, с;

$t_{\text{рез.рз}}$  – время срабатывания резервной защиты кабельной линии, °С;

$t_{\text{откл. выкл}}$  – полное время отключения выключателя С;

$I_{\text{по эд}} = 5,5 \sum I_{\text{ном эд}}$  – начальное значение периодической составляющей тока подпитки от электродвигателей, кА;

$\sum I_{\text{ном эд}}$  – суммарный номинальный ток одновременно работающих асинхронных электродвигателей единичной мощности 100 кВт и более, непосредственно связанных с точкой КЗ;

$q$  – сечение жилы кабеля, мм<sup>2</sup>;

$T_{\text{аз}} = 0,1$  с – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ от источников питания (для собственных нужд 6–10 кВ).

#### 8.4. Выбор комплектных и гибких многопроволочных токопроводов

На электрических станциях в качестве токоведущих частей в цепях генераторов применяются комплектные и гибкие многопроволочные токопроводы.

Гибкие многопроволочные токопроводы используются на ТЭЦ для соединения генераторов мощностью менее 100 МВт с генераторными распределительными устройствами (ГРУ). Они выполняются пучком проводов. Два провода пучка каждой фазы сталеалюминиевые, они несут механическую нагрузку пучка. Остальные провода алюминиевые и являются токонесущими. Сечение токопровода определяется по экономической плотности тока по выражению (8.4). Из этого сечения рассчитывается сечение несущих проводов

$$q_{\text{нес}} \approx 0,15q_{\text{эк}}.$$

Число и сечение токоведущих проводов

$$nq + q_{\text{нес}}2 \approx q_{\text{эк}},$$

где  $n$  – число токоведущих проводов.

Сечение несущих проводов рекомендуется брать на ступень больше токонесущих.

Выбранное сечение токопровода проверяется по длительно допустимому току, термическому и динамическому действию тока КЗ.

Генераторы  $\geq 60$  МВт с повышающими трансформаторами соединяются пофазно-экранированными токопроводами.

Пофазно-экранированные токопроводы выбираются аналогично генераторным выключателям:

- по напряжению  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{эу}}$ ;
- по току  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{фор}}$ ;
- проверяются на электродинамическую стойкость  $i_{\text{эд}} \geq i_{\text{у}}$  и на термическую стойкость  $I_{\text{тс}}^2 t_{\text{тс}} \geq B_{\text{к}}$ .

Отпайка от генераторного токопровода до трансформатора собственных нужд выполняется пофазно-экранированным токопроводом на номинальный ток ТСН и проверяется на стойкость при КЗ по суммар-

ному ударному току и суммарному термическому импульсу тока КЗ, определяемым по результатам расчета ТКЗ на выводах генератора.

Комплектные токопроводы магистралей резервного питания секций собственных нужд выбираются подобно рассмотренному выше для пофазно-экранированных токопроводов.

## **8.5. Выбор комплектных распределительных устройств (КРУ)**

Распределительные устройства собственных нужд электростанций всех типов, РУ потребителей на ТЭЦ выполняются комплектными внутренней установки с выкатными выключателями. КРУ состоят из закрытых шкафов со встроенными аппаратами, приборами и вспомогательными устройствами и изготавливаются сериями. Каждый шкаф серии представляет собой одну ячейку КРУ и содержит выключатель, разъединяющие контакты, измерительные трансформаторы тока и другое оборудование. Номинальные токи и стойкость к действию токов КЗ любого оборудования, входящего в состав шкафов КРУ, скоординированы с параметрами установленных выключателей. Поэтому условия выбора выключателей являются одновременно и условиями выбора шкафов КРУ.

Изготовители для каждой серии шкафов КРУ указывают номинальное напряжение, номинальные токи сборных шин и главных цепей (присоединений к сборным шинам), тип и номинальные токи применяемых выключателей, ток и время термической стойкости для главных цепей, ток электродинамической стойкости главных цепей, типы и параметры применяемых трансформаторов тока и напряжения, ограничителей перенапряжений и др. Приводятся так же возможные типовые схемы главных цепей (сетка схем), типовые схемы вторичных соединений, варианты размещения шкафов в помещении РУ.

КРУ выбирается в следующей последовательности. По типу и параметрам выбранных выключателей для РУ по справочникам или данным изготовителей подбирается конкретная серия шкафов с параметрами, соответствующими выключателю. Для намеченной серии по сетке схем главных цепей набирается состав шкафов, необходимых для выполнения РУ согласно разработанной ранее схеме электрических соединений. Далее намечается порядок размещения секции в помещении РУ (в один или два ряда) и шкафов в пределах

каждой секции. При этом учитывается расположение помещения КРУ в компоновке электростанции и соответствующее расположение питающих вводов; число присоединений; выполнение отходящих линий и др. Разрабатывается конструктивное исполнение питающих шинных вводов в шкафы (сверху, сбоку или сзади). Решение зависит от возможностей представленных набором схем главных цепей принятой серии шкафов.

Соединения между секциями КРУ осуществляются обычно с помощью двух шкафов: один шкаф с выключателем и боковым шинным вводом, второй – без выключателя с шинной перемычкой между втычными контактами и боковым шинным вводом.

### 8.6. Пример выбора токоведущих частей в главной схеме ТЭЦ

**Пример 11.** Выбрать сборные шины 10,5 кВ ГРУ ТЭЦ, изоляторы к ним, схема и параметры которой приведены в примерах 7 и 8.

**Решение.** Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току.

Наибольший ток в цепи генераторов и сборных шин:

$$I_{\max} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot 0,95 U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 4558 \text{ А.}$$

Принимаем алюминиевые шины коробчатого сечения 2 (125 × 55 × 6,5) мм<sup>2</sup>,  $I_{\text{доп. ном}} = 4640 \text{ А}$ . С учетом поправочного коэффициента на температуру 0,94  $I_{\text{доп}} = 4640 \times 0,94 = 4361 \text{ А}$ , что меньше наибольшего тока, поэтому выбираем шины 2 (150 × 65 × 7) мм<sup>2</sup> сечением 2 × 1785 мм<sup>2</sup>,  $I_{\text{доп}} = 5650 \times 0,94 = 5311 \text{ А} > I_{\max} = 4558 \text{ А}$ .

**Проверка сборных шин на термическую стойкость.** По табл. 6.1  $I_{\text{п.о}} = 72,32 \text{ кА}$ , тогда тепловой импульс тока КЗ, кА<sup>2</sup>с:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 72,32(4 + 0,185) = 21\,888 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где  $t_{\text{откл}} = 4 \text{ с}$  для цепей генераторов мощности 60 МВт и более (время действия резервной защиты);

$T_a = 0,185$  с на шинах электростанций 6–10 кВ с генераторами 30–60 МВт (табл. 5 первой части пособия).

Минимальное сечение по условиям термической стойкости

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{21\,888 \cdot 10^6}}{91} = 1479 \text{ мм}^2, \quad (8.22)$$

что меньше выбранного сечения  $2 \times 1785$ . Следовательно, шины термически стойки ( $C$  принимаем по табл. 8.3).

**Проверка сборных шин на механическую прочность.** По табл. 6.1 находим  $i_y = 198,8$  кА. Шины коробчатого сечения обладают большим моментом инерции, поэтому расчет выполняется без учета колебательного процесса в механической конструкции шин. Принимаем, что швеллеры шин соединены жестко по всей длине сварным швом, тогда момент сопротивления  $W_{yo-yo} = 167 \text{ см}^3$ .

При расположении шин в вершинах прямоугольного треугольника расчетную формулу принимаем по [1]

$$\sigma_{\text{ф. max}} = 2,2 \frac{i_y^2 l^2}{a W_{yo-yo}} 10^{-8} = 2,2 \frac{198\,800^2 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 167} 10^{-8} = 11,8 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{ф. max}} \leq \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа},$$

поэтому шины механически прочны.

**Выбор изоляторов.** Выбираем опорные изоляторы ОФ-10-2000УЗ,  $F_{\text{разр}} = 20\,000$  Н, высота изолятора  $H_{\text{из}} = 134$  мм. Проверяем изоляторы на электродинамическую стойкость. Максимальная сила, действующая на изгиб

$$F_{\text{и}} = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7} = 1,62 \frac{198\,800^2 \cdot 2}{0,8} 10^{-7} = 125,5 \text{ кН}.$$

Принимаем стандартные значения  $l = 2$  м;  $a = 0,8$  м;  $a$  – расстояние между фазами.

Поправка на высоту коробчатых шин

$$k_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + c + \frac{h}{2}}{H_{из}} = \frac{134 + 7 + \frac{150}{2}}{134} = 1,61,$$

где  $F_{расч} = k_h F_u = 1,61 \cdot 10,550 = 16\,985 \text{ кН} > 0,6 F_{разр} = 12 \text{ кН}$ , таким образом, изолятор ОФ-10-2000УЗ не проходит по механической прочности. Выбираем изолятор ОФ-10-3000УЗ,  $F_{разр} = 30 \text{ кН}$ , тогда  $F_{расч} = 16,985 \text{ кН} < 0,6 \cdot 30\,000 \text{ Н} = 18 \text{ кН}$ .

Выбираем проходной изолятор П-10-5000-4250,  $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ ,  $I_{ном} = 5000 \text{ А} > I_{max} = 4558 \text{ А}$ ;  $F_{разр} = 42,50 \text{ кН}$ .

Проверяем изолятор на электродинамическую стойкость

$$F_{расч} = 0,5 F_u = 0,5 \cdot 123,5 = 6,275 < 0,6 F_{разр} = 0,6 \cdot 42,5 \text{ кН} = 25,5 \text{ кН}.$$

**Выбор комплектного токопровода.** От выводов генератора до фасадной стены главного корпуса токоведущие части выполнены комплектным пофазно-экранированным токопроводом. По [2] выбираем ТЭНЕ-10-5000-250 на номинальное напряжение 20 кВ, номинальный ток 6300 А, электродинамическую стойкость главной цепи 300 кА, 630; ток термической стойкости  $I_{тер} = 120 \text{ кА}$ ,  $t_{тер} = 3 \text{ с}$ .

Проверяем токопровод:

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad 4558 \text{ А} < 6300 \text{ А};$$

$$I_y \leq i_{дин}; \quad 83 \text{ кА} < 300 \text{ кА}.$$

$$B_k = 4239 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{тер}^2 t_{тер} = 120^2 \cdot 3 = 14\,400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

## 8.7. Пример выбора токоведущих частей в главной схеме АЭС

**Пример 12.** Выбрать токоведущие части в главной схеме АЭС по исходным данным раздела 3.1 первой части (рис. 7.2).

**Решение.** **Выбор генераторного токопровода.** Для соединения турбогенератора ТЗВ-1200 с трансформатором  $3 \times \text{ОРЦ } 417/750/24$

принимается комплектный ТЭНЕ-24-18000-560 УХЛ1 с параметрами  $U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$ ,  $I_{\text{ном}} = 18\,000 \text{ А}$ ,  $i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}$ ,  $I_{\text{тер}} = 220 \text{ кА}$ ,  $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$ , удовлетворяющий условиям нормального режима:  $U_{\text{ном}} = U_{\text{на}}$ ,  $I_{\text{фор}} = 16\,898 \text{ А}$ , и режима КЗ  $i_{\text{дин}} = 560 \text{ кВ} > i_{\text{удг}} = 270,45 \text{ кА}$ ,  $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 220^2 \cdot 3 = 145\,200 > 30433,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Токопровод оборудован встроенными трансформаторами тока типа ТШЛ-24-20000/1, трансформаторами напряжения типа ЗНОЛ-06-24- $\frac{24}{\sqrt{3}} / \frac{01}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$ . Всего в каждой фазе для нужд

релейной защиты установлено по три трансформатора тока с двумя сердечниками класса точности 5р и один ТТ для измерений класса 0,2. В нулевых выводах генератора установлены трансформаторы тока ТШЛ-24-10000/1 с тремя сердечниками класса 5р. В схеме соединения в звезду обмоток генератора всех шести фаз предусматриваются по одному трансформатору тока с двумя сердечниками класса 5р и коэффициентом трансформации 1000/1.

В токопровод встроены трансформаторы напряжения: по пять в каждой фазе в линейных выводах генератора до генераторного выключателя и по два в каждой фазе со стороны блочного трансформатора до генераторного выключателя (класс точности ТН-0,2). Дополнительно для нужд релейной защиты предусматривается по одному трансформатору напряжения, подключенному к цепи соединения в звезду фаз генератора (см. рис. 8.2).

#### **Выбор сборных шин и токопроводов ОРУ-750 кВ и ОРУ-330 кВ.**

Сечение сборных шин ОРУ-750 кВ выбираем по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения – блока 1200 МВт

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{номГ}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{1333}{\sqrt{3} \cdot 750} = 1,03 \text{ кА}.$$

Блочный трансформатор не может быть нагружен мощностью большей, чем мощность генератора. Поэтому  $I_{\text{max}} = I_{\text{норм}} = 1,03 \text{ кА}$ .

По [2, стр. 356, табл. 7.30] с учетом данных табл. 8.6 принимаем пять проводов в фазе марки АС-330/43 с допустимым током  $5 \cdot 700 = 3500 \text{ А}$ .

Поскольку ток КЗ на шинах 750 кВ меньше 20 кА ( $I_{\text{по}}^{(3)} = 19,9 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$ ), проверку шин на схлестывание не проводим. Проверку на термическую стойкость так же не проводим, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Для соединения выводов 750 кВ блочного трансформатора со сборными шинами применяем гибкие провода АС. Сечение выбирается по экономической плотности тока  $j_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2$  (см. табл. 8.1):

$$q_3 = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{1030}{1} = 1030 \text{ мм}^2.$$

В итоге по условиям коронирования токопровод 750 кВ блока 1200 МВт выполняется пятью проводами  $5 \times \text{АС-300/43}$  суммарным сечением  $1650 \text{ мм}^2$ .

Проверяем токопровод по допустимому току:

$$I_{\text{max}} = 1030 \text{ А} < 5 \cdot 700 = 3500 \text{ А}.$$

Проверку на схлестывание и термическую стойкость не проводим. Аналогично выбираем сборные шины и токопроводы в ОРУ 330 кВ.

Максимальный ток наиболее мощного присоединения к шинам 330 кВ АТ  $\left( 3\text{ХАОДЦ}-333 - \frac{750}{\sqrt{3}} \Big/ \frac{330}{\sqrt{3}} \Big/ \frac{24}{\sqrt{3}} \right)$ :

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{номАТ}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{3 \cdot 333}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1750 \text{ А}.$$

Сборные шины выполняем из двух проводов  $2 \times \text{АС-500/64}$  с допустимым током  $2 \cdot 945 = 1890 \text{ А}$ . Поскольку по условиям коронирования минимальное допустимое сечение двух проводов при напряжении 330 кВ меньше принятого, коронирование будет отсутствовать.

На схлестывание и термическую стойкость выбранные шины не проверяем.

Токопровод, соединяющий выводы 330 кВ АТ со сборными шинами, выбираем по экономической плотности тока

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{1750}{1} = 1750 \text{ мм}^2.$$

По [2, стр. 357, табл. 7.30] для токопровода принимаем три провода АС-600/72 суммарного сечения 1740 мм<sup>2</sup>.

Проверим токопровод по допустимому току

$$I_{\text{max}} = 1750 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 3 \cdot 1050 \text{ А} = 3150 \text{ А}.$$

Проверку на схлестывание и термическую стойкость не выполняем.

**Выбор токопроводов от выводов трансформатора собственных нужд до КРУ-10 кВ собственных нужд.** Определим наибольший рабочий ток на стороне 10 кВ трансформатора собственных нужд с расщепленной обмоткой низшего напряжения:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном}}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{80}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 2312 \text{ А}.$$

Связь выводов ТСН и КРУ СН можно выполнить комплектным токопроводом либо пучком кабелей. Для рабочих трансформаторов собственных нужд длина связи от выводов 10 кВ ТСН до КРУ СН невелика, поэтому применяется комплектный токопровод пофазно-экранированный ТЭНЕ-10-3150-128 УХЛ1 со следующими параметрами:  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ ,  $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$ ,  $i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$ ,  $I_{\text{тер}} = 100 \text{ кА}$ . Токопровод удовлетворяет условиям нормального режима ( $U_{\text{ном}} = U_{\text{эу}}$ ,  $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А} > 2312 \text{ А}$ ) и электродинамической ( $i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 49,9 \text{ кА}$ ) и термической стойкости ( $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 100^2 \cdot 3 = 30\,000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ ) при КЗ.

Расстояние от резервных трансформаторов собственных нужд до секций собственных нужд велико (может составлять несколько сотен метров). Поскольку удельное сопротивление комплектного токопровода (Ом/км) значительно больше, чем удельное сопротив-

ление пучка кабелей, то применение последнего позволяет улучшить условия самозапуска собственных нужд. Поэтому на АЭС и КЭС с агрегатами большой мощности связь от выводов резервных трансформаторов собственных нужд до секции КРУ собственных нужд выполняется кабельными линиями (из пучков кабелей).

При выборе сечения кабелей обязательно осуществляется проверка на их невозгораемость.

*Выбор КРУ в системе собственных нужд (ячеек рабочего питания и резервирования секций).* Поскольку в качестве выключателей рабочего питания секции собственных нужд приняты выключатели ВБЧЭ-10-40/3150 (см. табл. 7.3), то по их параметрам выбираем шкафы КРУ серии К-105. Основные технические данные шкафов:  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ, номинальный ток сборных шин – 3150 А, номинальный ток главной цепи – 3150 А, ток термической стойкости для главных цепей – 40 кА, время термической стойкости  $t_{\text{тер}} = 3$  с, номинальный ток электродинамической стойкости – 128 кА.

Результаты выбора токоведущих частей и электрических аппаратов цепей генератора 1200 МВт приведены на рис. 8.3.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Электротехнический справочник: в 4 т. Т. 3 / под общ. ред. профессоров МЭИ. – 9-е изд. стер. – Москва: Издательство МЭИ, 2004. – 968 с.
2. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 455 с.
3. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнеева, Т. В. Чиркова. – Москва: Академия, 2004. – 447 с.
4. Черновец, А. К. Проектирование электрической части атомных электростанций: учебное пособие / А. К. Черновец, Ю. М. Шаргин. – Ленинград: ЛПИ, 1984. – 80 с.
5. Токоведущие части электростанций и подстанций: методическое пособие. – Минск: БНТУ, 2012. – 81 с.
6. Справочные сведения по синхронным генераторам тепловых и атомных электростанций. – Минск: БНТУ, 2010. – 57 с.
7. Онлайн Электрик: учебник [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.online-electric.ru/theory/359.php>.
8. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания: ГОСТ 30323–95. – Межгосударственный стандарт.
9. Балаков Ю. Н. Проектирование схем электроустановок / Ю. Н. Балаков, М. Ш. Масриханов, А. В. Шунтов. – Москва: Издательство МЭИ, 2006. – 288 с.
10. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования / под ред. проф. И. П. Крюкова, проф. В. А. Старшинова. – Москва: Издательский центр «Академия», 2008. – 410 с.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	3
5. Разработка главной схемы электрических соединений и схемы электроснабжения собственных нужд ТЭЦ .....	4
5.1. Выбор основного электрооборудования и разработка структурной схемы выдачи электроэнергии ТЭЦ .....	5
5.2. Пример составления структурной схемы ТЭЦ и выбора основного оборудования .....	7
5.3. Пример разработки главной схемы электрических соединений ТЭЦ .....	10
6. Пример расчета ТКЗ для выбора токоведущих частей и электрических аппаратов в главной схеме ТЭЦ .....	13
7. Выбор электрических аппаратов главной схемы электрических соединений электростанций .....	19
7.1. Пример выбора электрических аппаратов в главной схеме ТЭЦ .....	24
7.2. Пример выбора электрических аппаратов в главной схеме АЭС .....	26
8. Выбор токоведущих частей главной схемы электрических соединений электростанций .....	34
8.1. Типы проводников, применяемых в главных схемах .....	34
8.2. Выбор токоведущих частей .....	36
8.3. Выбор кабелей .....	46
8.4. Выбор комплектных и гибких многопроволочных токопроводов .....	51
8.5. Выбор комплектных распределительных устройств (КРУ) .....	52
8.6. Пример выбора токоведущих частей в главной схеме ТЭЦ .....	53
8.7. Пример выбора токоведущих частей в главной схеме АЭС .....	55
Список использованных источников .....	61

Учебное издание

**МАЗУРКЕВИЧ** Владимир Николаевич  
**СЕРГЕЙ** Иосиф Иосифович  
**ТЕТЕРИНА** Лариса Владимировна  
**БУЛАТ** Валерий Александрович

## **ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ**

Учебно-методическое пособие для практических занятий  
для студентов специальностей 1-43 01 01 «Электрические станции»,  
1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»,  
1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»,  
1-43 01 04 «Тепловые электрические станции»,  
1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных электрических  
станций», 1-43 01 09 «Релейная защита и автоматика»

В 2 частях

Часть 2

Редактор *Е. С. Кочерго*  
Компьютерная верстка *Н. А. Школьниковой*

Подписано в печать 31.01.2018. Формат 60×84 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага офсетная. Ризография.  
Усл. печ. л. 3,66. Уч.-изд. л. 2,86. Тираж 100. Заказ 827.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет.  
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя  
печатных изданий № 1/173 от 12.02.2014. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.