



Министерство образования
Республики Беларусь

БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра «Электрические станции»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

*к курсовому проектированию
по дисциплине
«Электрическая часть
электрических станций
и подстанций»*

Минск 2004

Министерство образования Республики Беларусь
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра “Электрические станции”

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к курсовому проектированию по дисциплине
“Электрическая часть электрических станций и подстанций”
для студентов специальностей:

1-43 01 01 “Электрические станции”,

1-43 01 02 “Электроэнергетические системы и сети”,

1-43 01 03 “Электроснабжение”,

1-53 01 04 “Автоматизация и управление энергетическими
процессами” (специализация – 1-53 01 04 03 “Автоматизация
и релейная защита электроустановок”)

Минск 2004

Методические указания составлены в соответствии с учебной программой курса “Электрическая часть электрических станций и подстанций” для электроэнергетических специальностей энергетического факультета.

Излагаются основные правила проектирования электрической части станций различных типов и подстанций в соответствии с нормами технологического проектирования и требованиями Правил устройства электроустановок и других нормативных документов. Приводится методика технико-экономических расчетов при сравнении вариантов главных схем станций, выбора электрических аппаратов, проводников, конструкций распределительных устройств, грозозащиты и заземления.

Методические указания рекомендуются к использованию при выполнении курсового проекта по дисциплине “Электрическая часть электрических станций и подстанций” и соответствующих разделов дипломных проектов.

Составители:

В.Н. Мазуркевич, Л.Н. Свита, И.И. Сергей

Рецензенты:

В.Х. Сопьяник, В.А. Анищенко

Введение

Целью выполнения курсового проекта по дисциплине “Электрическая часть электрических станций и подстанций” является закрепление знаний, полученных студентами при изучении курса, выработка у них навыков самостоятельного творческого мышления, умений применять методики специальных расчетов, использовать справочные и нормативные данные, типовые проекты для решения конкретных инженерных задач по специальности.

В курсовом проекте разрабатывается технический проект электрической части станции или подстанции. Это сложная и комплексная задача, для успешного решения которой требуется знание материала данного и других изучаемых студентами специальных курсов. Для облегчения выполнения проекта в нем принимается ряд упрощающих допущений и условностей.

В настоящих методических указаниях приводятся основные положения норм технологического проектирования электростанций, сведения по типовым решениям, даются ссылки на соответствующую литературу, где имеются требуемый для решения конкретных вопросов материал и справочные данные, излагаются рекомендации по выполнению всех разделов проекта.

Тема курсового проекта каждому студенту определяется индивидуально заданием. Темы заданий разрабатываются руководителем проектирования и утверждаются заведующим кафедрой “Электрические станции”.

В задании на курсовое проектирование указываются:

- 1) тип и мощность электростанции (подстанции);
- 2) напряжения, на которых осуществляется питание нагрузок и связь с энергосистемой;
- 3) мощности, потребляемые нагрузками в максимальном и минимальном режимах работы;
- 4) нагрузка собственных нужд в процентах от установленной мощности станции (подстанции);
- 5) схема энергосистемы, в которой будет работать проектируемая электростанция, с указанием данных, необходимых для расчета токов КЗ.

В расчетно-пояснительной записке приводится перечень подлежащих разработке вопросов: разработка вариантов структурной схемы выдачи мощности; выбор генераторов и трансформаторов для них; технико-экономическое сравнение структурных схем, выбор оптимального варианта; разработка главной схемы соединений; расчет токов трехфазного КЗ; выбор выключателей и разъединителей; выбор токоведущих частей и сборных шин; выбор контрольно-измерительных приборов; выбор измерительных трансформаторов и средств защиты от перенапряжений; выбор типов и разработка конструкции заданного РУ.

Кроме того, приводится перечень листов графической части проекта: первый лист – полная принципиальная схема электрических соединений; второй – конструктивные чертежи заданного РУ.

В задании указывается ориентировочная трудоемкость выполнения отдельных частей проекта и ориентировочный график его выполнения. Приводятся даты выдачи задания и сдачи проекта.

Выполнение и оформление курсового проекта состоит в последовательном решении вопросов задания на проектирование. При выполнении каждого вопроса требуется приводить необходимые пояснения, обоснования, расчеты, рисунки, схемы, таблицы, чертежи. Все эти материалы составляют содержание расчетно-пояснительной записки, оформление которой должно соответствовать стандарту предприятия СТП БНТУ 3.01.2003 “Курсовое проектирование. Общие требования и правила оформления”.

Пояснительная записка пишется от руки чернилами (шариковой ручкой) на одной стороне листа писчей бумаги или печатается на ПЭВМ, оформляется в соответствии с требованиями ГОСТ 7.32-91. Листы должны иметь сквозную нумерацию. Объем записки – 25...30 листов. Сброшюрованная записка должна иметь обложку и титульный лист, оформленные в соответствии с прил. 1,2.

Графическая часть выполняется в соответствии с требованиями действующих нормативных документов на ватмане в карандаше, туши или с использованием машинной графики.

Выполненный и подписанный исполнителем курсовой проект решением руководителя проектирования допускается к защите, о чем он делает соответствующую надпись на обложке записки.

Защита курсового проекта проводится в комиссии, в состав которой входят руководитель проекта и один преподаватель, назначенный заведующим кафедрой. Допускается открытая защита в присутствии учебной группы, где обучается автор проекта.

При защите проекта студент в своем докладе должен раскрыть следующие вопросы:

- 1) назначение, режим работы и технико-экономическая характеристика станции (подстанции);
- 2) характеристика главной схемы соединений и схемы собственных нужд;
- 3) характеристика выбранного оборудования и токоведущих частей;
- 4) типы всех распределительных устройств (РУ) станции, характеристика конструктивного исполнения заданного РУ и компоновка его отдельных частей.

Время, отводимое студенту на доклад, не должно превышать 7-8 минут.

Вопросы, задаваемые студенту членами комиссии, не должны выходить за рамки конкретных задач, которые решались студентом в процессе проектирования.

Результаты защиты оцениваются по четырехбалльной системе. Студент, не представивший в установленный срок курсовой проект или не защитивший его, считается имеющим академическую задолженность. Продление срока защиты устанавливается деканом факультета по согласованию с кафедрой при наличии уважительных причин.

1. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ВЫДАЧИ ЭНЕРГИИ И ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (ПОДСТАНЦИЙ)

1.1. Общие положения

К основному электрическому оборудованию электростанций (подстанций) относятся генераторы и трансформаторы. Количество агрегатов и их параметры выбираются в зависимости от типа, мощности и схемы станции (подстанции), мощности энергосистемы и других условий. В проекте одновременно с выбором основного оборудования разрабатываются и схемы, в которых оно будет работать. При проектировании электроустановок следует выбирать

только новейшее электрооборудование, выпускаемое промышленностью или намеченное к производству на ближайшее будущее. Допускается закладывать в проект головные (опытные) образцы оборудования, на которое имеются технические характеристики.

Основные характеристики генераторов, трансформаторов и автотрансформаторов, выпускающихся в настоящее время, приведены в [4,14].

1.2. Разработка структурных схем

При проектировании электростанций (подстанций) до разработки главной схемы составляются структурные схемы выдачи электроэнергии (мощности), на которых показываются основные функциональные части установки (генераторы, трансформаторы, распределительные устройства) и связи между ними.

Схемы выдачи электроэнергии зависят от типа и мощности станций, состава оборудования (числа генераторов, трансформаторов) и распределения нагрузки между распределительными устройствами разного напряжения.

На рис. 1.1 показаны структурные схемы выдачи электроэнергии на ТЭЦ. Такие станции обычно имеют потребителей на генераторном напряжении 6...10 кВ, что вызывает необходимость сооружения главного распределительного устройства (ГРУ).

Связь с энергосистемой осуществляется по линиям высокого напряжения 110, 220, 330 кВ, поэтому на ТЭЦ, кроме ГРУ, сооружается распределительное устройство высшего напряжения (РУ ВН) (рис. 1.1 а). Если вблизи ТЭЦ имеются энергоемкие производства, их питание может осуществляться по линиям 35 кВ и выше. В этом случае на ТЭЦ предусматривается распределительное устройство среднего напряжения (РУ СН). Связь между РУ разного напряжения осуществляется с помощью трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов (рис. 1.1 б).

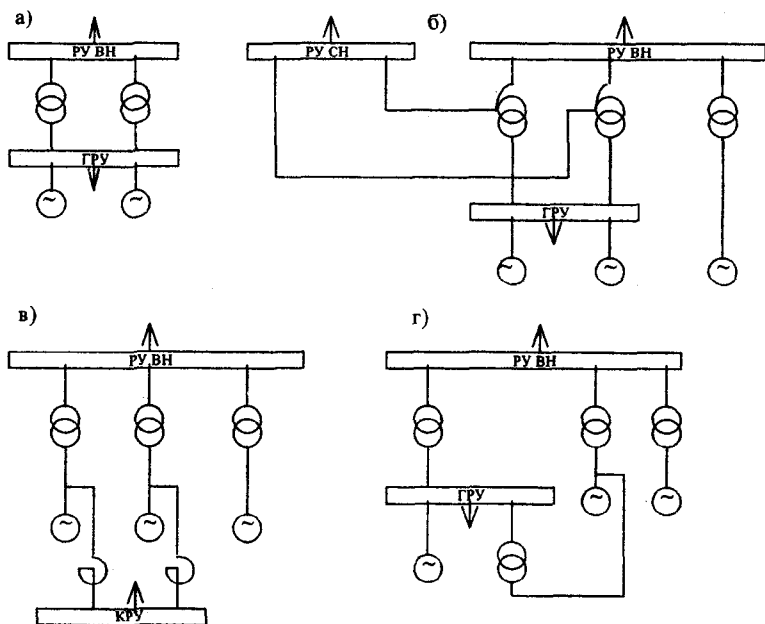


Рис. 1.1. Структурные схемы выдачи энергии ТЭЦ

При установке на ТЭЦ мощных генераторов 100, 250 МВт нецелесообразно присоединять их к ГРУ. Это привело бы к значительному увеличению токов КЗ. Кроме того, мощные генераторы имеют номинальное напряжение 13,8...20 кВ, а питание потребителей от ГРУ обычно осуществляется на напряжении 6...10 кВ. Все это делает целесообразным присоединение мощных генераторов на ТЭЦ непосредственно к РУ ВН в виде блоков генератор-трансформатор (рис.1.1 б...г).

В отдельных случаях (при малой нагрузке) питание потребителей генераторного напряжения целесообразно осуществлять от комплектных распределительных устройств (КРУ), которые подключаются к отпаечным реакторам (рис. 1.1 в).

Если на ТЭЦ устанавливается небольшое число генераторов, значительно отличающихся по мощности, выдача энергии может осуществляться по схеме рис. 1.1 г.

На рис. 1.2 показаны схемы выдачи электроэнергии КЭС, ГЭС и АЭС потребителям на повышенном напряжении. Генераторы этих станций соединяют в блоки с повышающими трансформаторами.

Если электроэнергия выдается на высшем и среднем напряжениях, связь между ними может осуществляться как блочными трехобмоточными трансформаторами (рис. 1.2 г), так и автотрансформаторами связи (рис. 1.2 б,в).

При большом числе блоков часть из них может объединяться для параллельной работы по схеме объединенных блоков (рис. 1.2 д).

На ГЭС часто применяют схему выдачи энергии с укрупненными блоками (рис. 1.2 е).

На рис. 1.3 приведены схемы приема и выдачи электроэнергии на подстанциях. Электроэнергия от энергосистемы поступает в РУ ВН подстанции, затем трансформируется и распределяется между потребителями в РУ низшего напряжения (рис. 1.3 а).

Узловые подстанции не только осуществляют питание потребителей, но и связывают отдельные части энергосистемы. В этом случае на подстанции кроме РУ НН сооружают РУ высшего и среднего напряжения и устанавливают трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы (рис. 1.3 б). Более полно структурные схемы приведены в [1, 9, 11].

Выбор той или иной структурной схемы электростанции и подстанции производится на основании технико-экономического сравнения 2-3-х вариантов, для чего, в первую очередь, необходимо выбрать количество и мощность генераторов и трансформаторов (автотрансформаторов).

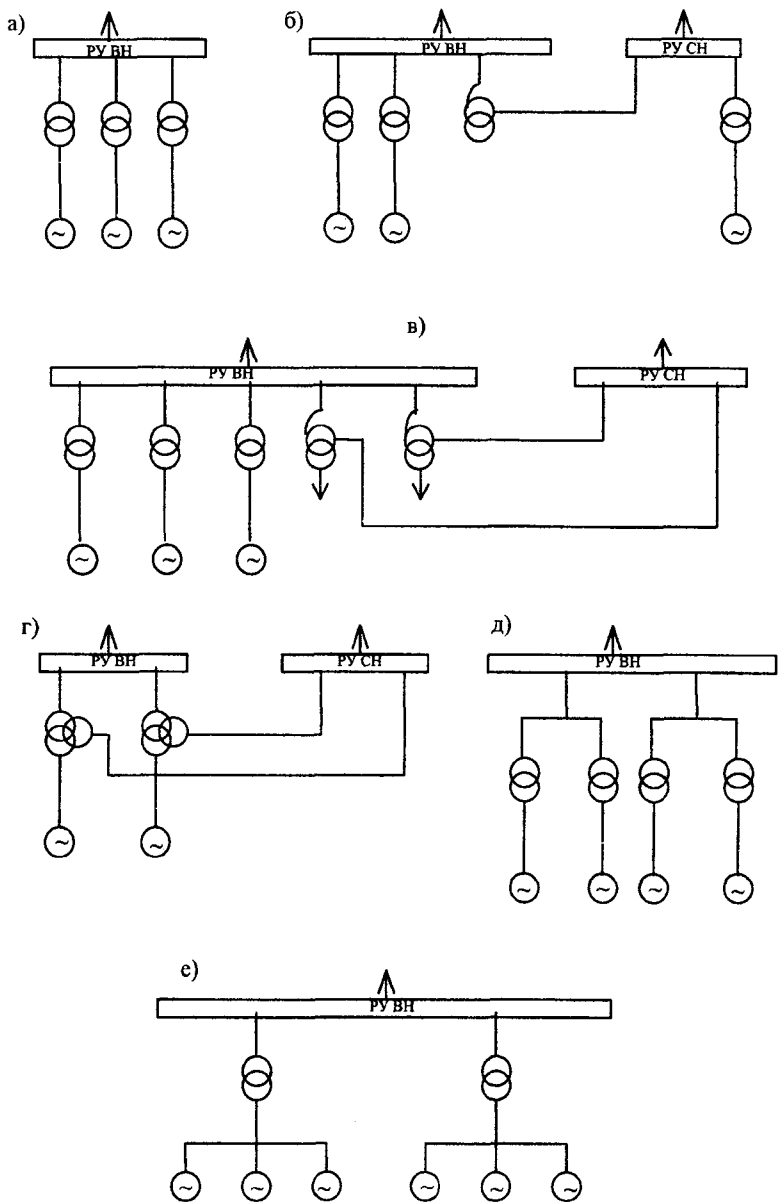


Рис. 1.2. Структурные схемы выдачи КЭС, АЭС, ГЭС

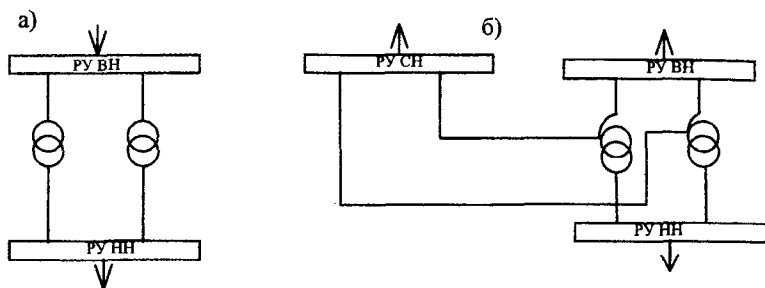


Рис. 1.3. Структурные схемы приема и выдачи энергии подстанции

1.3. Выбор числа и мощности генераторов электростанции

На КЭС экономически целесообразно устанавливать агрегаты возможно больших мощностей. Рекомендуется устанавливать агрегаты по 200, 300, 500 и 800 МВт.

При выборе числа и мощности генераторов следует руководствоваться следующими соображениями:

- 1) все генераторы принимаются одинаковой мощности;
- 2) число генераторов должно быть не менее двух и не более восьми;
- 3) единичная мощность генератора не должна превышать 10 % установленной мощности системы, включая и проектируемую КЭС.

Число и мощность генераторов на ТЭЦ выбирают в зависимости от характера тепловых и электрических нагрузок. При этом стремятся установить однотипные турбогенераторы или, в крайнем случае, двух типов. Мощность отдельных агрегатов ТЭЦ рекомендуется принимать 6; 12; 30; 50; 60; 100; 120; 135(165); 175(200); 250(300) МВт. Для агрегатов 135, 175, 250 МВт номинальная мощность определяется по мощности теплофикационных турбин. Типовые мощности этих генераторов указаны в скобках.

При выборе числа и мощности генераторов ТЭЦ, присоединенных к шинам генераторного напряжения, руководствуются следующими соображениями:

1. Число генераторов, присоединенных к ГРУ, не должно быть меньше двух и больше четырех.

2. Ударный ток КЗ на шинах генераторного напряжения должен быть не более 300 кА.

3. Суммарная мощность генераторов, присоединенных к шинам генераторного напряжения, должна несколько превышать мощность, выдаваемую с этих шин потребителям (включая собственные нужды $P_{сн}$).

Если заданная мощность ТЭЦ значительно превышает нагрузку на генераторном напряжении, допускается устанавливать блоки генератор-трансформатор и подключать их к РУ повышенного напряжения. Единичная мощность блочных генераторов может быть равной или превышать мощность генераторов, присоединенных к ГРУ. Она определяется исходя из мощности ТЭЦ, выдаваемой на повышенном напряжении, а также из требований резервирования и мощности изготавливаемых теплофикационных турбин.

Мощности, типы и количество агрегатов на ГЭС определяются в гидротехнических расчетах, не входящих в объем курсового проекта, они должны быть указаны руководителем проекта. В курсовом проекте ГЭС целесообразно принимать к установке 4...10 генераторов.

1.4. Выбор числа и мощности трансформаторов электростанций и подстанций

Число и мощность трансформаторов (автотрансформаторов) на электростанциях зависят от их назначения, схемы энергосистемы, схемы включения генераторов, количества РУ и режимов энергопотребления на каждом из напряжений. Все трансформаторы при этом выбираются трехфазными. Только при специальном обосновании допускается установка трехфазных групп из однофазных трансформаторов или автотрансформаторов. При этом мощность трансформатора должна соответствовать указанному в ГОСТе ряду мощностей: 10; 16; 25; 32; 40; 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250; 320; 400; 500; 630; 800; 1000; 1250 МВА.

1.4.1. Выбор трансформаторов для блоков КЭС, ТЭЦ и ГЭС

Мощность двух- или трехобмоточного трансформатора, работающего в блоке с одним генератором, принимается большей или равной мощности генератора в МВА (при номинальном коэффициенте

енте мощности). Применение трехобмоточных трансформаторов 110/35/6-10 кВ целесообразно в тех случаях, когда мощность, выдаваемая на среднем напряжении, составляет не менее 15% мощности трансформатора. На электростанциях со средним напряжением 110 кВ и выше вместо трехобмоточных трансформаторов обычно применяют автотрансформаторы.

Количество блоков с трехобмоточными трансформаторами (автотрансформаторами) принимают не более двух.

Для независимого регулирования напряжения на шинах высшего и среднего напряжений трехобмоточные трансформаторы должны иметь на одном из повышенных напряжений РПН или вольтодобавочный трансформатор. Устройства для регулирования напряжения на двухобмоточных трансформаторах, работающих в блоке с генератором, не предусматриваются.

Мощность трансформатора для укрупненного блока (несколько генераторов с общим трансформатором) выбирается исходя из суммарной мощности генераторов блока. Так как в данном случае при аварийном отключении блока теряют сразу несколько генераторов, возможность применения укрупненных блоков проверяется по условиям резервирования в системе. При этом генерирующей единицей считается не отдельный генератор, а все генераторы, объединенные в блок с общим трансформатором.

1.4.2. Выбор числа и мощности трансформаторов связи на ГРЭС, ГЭС и АЭС

Отдельные автотрансформаторы для связи между шинами повышенных напряжений предусматривают в тех случаях, когда их установка получается экономически выгоднее использования блочных автотрансформаторов.

Номинальная (проходная) мощность автотрансформаторов определяется, исходя из перетока мощности с шин одного напряжения на шины другого $S_{пер н}$ в нормальном режиме и при остановке одного генератора, присоединенного к шинам среднего напряжения $S_{пер макс}$.

Если часть системы или потребители, присоединенные к шинам среднего напряжения, имеют связь с остальной системой не только на проектируемой станции, но и в других точках системы, допускается установка одного автотрансформатора мощностью

$$S_n \geq S_{\text{пер макс}} \quad (1.1)$$

Если связь между частями систем осуществляется только на проектируемой электростанции, устанавливают два автотрансформатора, мощность каждого из которых принимается равной

$$S_n \geq \frac{S_{\text{пер макс}}}{1,4}, \quad (1.2)$$

где коэффициент 1,4 учитывает допустимую длительную аварийную перегрузку автотрансформатора.

1.4.3. Выбор трансформаторов ТЭЦ

Трансформаторы на ТЭЦ служат для связи шин генераторного напряжения с энергосистемой и электроснабжения потребителей среднего напряжения. При наличии потребителей среднего напряжения трансформаторы выбираются трехобмоточными.

Обычно на ТЭЦ устанавливается два трансформатора связи. Однако в случаях, когда эта связь служит только для резервирования потребителей генераторного напряжения, а также при наличии одной линии связи с системой, допускается установка одного трансформатора.

Для выбора мощности трансформаторов связи на ТЭЦ необходимо рассмотреть следующие режимы работы:

1. Выдача избыточной мощности в энергосистему в период минимума нагрузки на шинах генераторного напряжения

$$S_m \geq \sum_1^n \frac{P_g}{\cos \varphi_g} - \frac{P_{гн мин}}{\cos \varphi_{ср}} - \frac{P_{сн}}{\cos \varphi_{сн}}, \quad (1.3)$$

где P_g и $\cos \varphi_g$ – номинальная мощность и номинальный коэффициент мощности генераторов;

$P_{гн мин}$ – минимальная нагрузка шин генераторного напряжения;

$\cos \varphi_{ср}$ – средний коэффициент мощности нагрузки, принимается $\cos \varphi_{ср} = 0,8 \dots 0,9$;

$P_{сн}$ – мощность, потребляемая собственными нуждами;
 $\cos \varphi_{сн}$ – коэффициент мощности собственных нужд, принимается $\cos \varphi_{сн} = 0,8$.

2. Пропуск от энергосистемы недостающей мощности на шинах генераторного напряжения в момент максимальной нагрузки и при отключении одного из наиболее мощных генераторов

$$S_m \geq \sum_1^{n-1} \frac{P_z}{\cos \varphi_z} - \frac{P_{гн.макс}}{\cos \varphi_{ср}} - \frac{P_{сн}}{\cos \varphi_{сн}} - \frac{P_{с.макс}}{\cos \varphi_c}, \quad (1.4)$$

где $P_{с.макс}$, $\cos \varphi_c$ – максимальная нагрузка и коэффициент мощности потребителей на среднем напряжении (для $U_c=35$ кВ принимается $\cos \varphi_c = 0,9$, для $110...220$ кВ $\cos \varphi_c = 0,93$).

При аварийном отключении одного из двух параллельно работающих трансформаторов или при одновременном отключении одного генератора и одного трансформатора (наложение аварий) перегрузка оставшегося в работе трансформатора не должна превышать 1,4. Соотношение номинальных мощностей обмоток трехобмоточных трансформаторов рекомендуется принимать 100/100/100 %. В связи с обратимым режимом работы трансформаторов связи необходимо предусматривать устройства для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) на стороне высшего напряжения (ВН).

1.4.4. Выбор трансформаторов для понижающих подстанций

На узловых понижающих подстанциях с двумя или тремя напряжениями устанавливают, как правило, два трансформатора или автотрансформатора. Сооружение подстанций с четырьмя напряжениями не рекомендуется. Мощность каждого трансформатора (автотрансформатора) выбирается по суммарной нагрузке потребителей с учетом допустимой аварийной перегрузки ($1,4 S_H$).

У трехобмоточных трансформаторов наиболее нагруженной является сторона питания. У автотрансформаторов, передающих энергию со СН на ВН и имеющих потребителей на НН, наиболее нагруженной может оказаться общая обмотка.

Ток в общей обмотке не должен превышать номинального:

$$I_0 = \frac{K_{\text{выз}} \cdot S_{\sigma} + S_H}{\sqrt{3} \cdot U_c} \leq \frac{K_{\text{выз}} \cdot S_{\text{номат}}}{\sqrt{3} \cdot U_c}. \quad (1.5)$$

Понижающие трансформаторы и автотрансформаторы выбирают с таким соотношением мощностей, которое лучше всего соответствует заданным нагрузкам.

Соотношение напряжения короткого замыкания (U_K) выбирается таким, чтобы токи КЗ на шинах НН были минимальными ($U_{K(b-c)}$ должно быть меньше двух остальных).

При мощностях 25 и более МВА для ограничения токов КЗ целесообразно применение трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения.

2. ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

2.1. Определение числа присоединений в РУ

Выбор схемы электрических соединений является важным и ответственным элементом проектирования станций и подстанций. Главная схема электрических соединений выбирается в соответствии с положениями НТП и рекомендациями [6, 9, 11]. Для выбора главной схемы электрических соединений должны быть заданы (или определены в результате промежуточных расчетов) следующие данные: напряжения, на которых выдается электроэнергия станций; оптимальное распределение генераторов между РУ различных напряжений; схема сетей и число линий на каждом напряжении; величины перетоков мощностей между РУ разных напряжений.

Разработка главной схемы соединений осуществляется одновременно с выбором оборудования. В зависимости от конкретных условий намечается 2...3 технически эквивалентных варианта схемы. Для каждого из них должны быть решены следующие вопросы:

- 1) число и мощность генераторов и трансформаторов;
- 2) связь между РУ разных напряжений;
- 3) методы ограничения токов КЗ;
- 4) схемы РУ на всех напряжениях;
- 5) основное и резервное питание собственных нужд.

Варианты главной схемы электрических соединений разрабатываются по составленным структурным схемам выдачи мощности станции (подстанции). Для принятой схемы выдачи мощности определяется число присоединений в каждом из РУ, которое рассчитывается как сумма числа отходящих к потребителям линий ($n_{лэп}$), числа линий связи с системой ($n_{св}$) и числа трансформаторов связи ($n_{т св}$) или питающих трансформаторов ($n_{т}$), подключенных к данному РУ:

$$n_n = n_{лэп} + n_{св} + n_{т св} + n_{т}.$$

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

$$n_{лэп} \geq \frac{P_{макс}}{P_{л}}. \quad (2.1)$$

Протяженность ЛЭП различных напряжений и соответствующие им наибольшие передаваемые мощности приведены в табл. 2.1.

Т а б л и ц а 2.1

Напряжение линии, кВ	Наибольшая длина передачи, км	Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт
6...10	10...15	3...5
35	50...60	10...20
110	50...150	25...50
220	150...250	100...200
330	200...300	300...400
500	600...1200	700...900
750	800...1500	1800...2200

Значения $n_{св}$, $n_{т св}$ и $n_{т}$ устанавливаются по схеме выдачи мощности. В зависимости от числа присоединений и номинального напряжения принимаются возможные схемы РУ.

2.2. Выбор схем распределительных устройств

При выборе схем руководствуются приведенными ниже рекомендациями, составленными на основании НТП и данных [7, 9, 15]. По этим рекомендациям подбирают конкурентоспособные варианты схем РУ и в результате технико-экономического сравнения принимают наиболее подходящие схемы.

Схемы РУ должны удовлетворять следующим требованиям:

1. На электростанциях с блоками 300 МВт и более повреждение или отказ любого из выключателей (за исключением секционного и шиносоединительного) не должны приводить к отключению более одного энергоблока.

2. Повреждение или отказ секционного или шиносоединительного выключателя, а также совпадение отказа или повреждения одного из выключателей с ремонтом любого другого не должны приводить к отключению более двух блоков и линий, если при этом сохраняется устойчивая работа энергосистемы или ее части.

3. Каждый генератор мощностью 200 МВт и выше должен присоединяться к шинам повышенного напряжения через отдельные трансформаторы и выключатели. В виде исключения допускается объединение двух блоков с отдельными трансформаторами под общей выключатель.

4. Отключение присоединений должно производиться: ЛЭП – не более чем двумя выключателями; энергоблоков, трансформаторов связи, трансформаторов собственных нужд – не более чем тремя выключателями РУ каждого напряжения.

5. Должна быть обеспечена возможность ремонта выключателей 110 кВ и выше без отключения соответствующих присоединений.

В ГРУ 6...10 кВ применяются схемы с одной или двумя системами сборных шин в зависимости от особенностей электрической сети (наличия резервирования по сети, характера потребителей и пр.). При прочих равных условиях предпочтение отдается схеме с одиночной секционированной системой шин. Питание потребителей генераторного напряжения, как правило, осуществляется через групповые одинарные реакторы и КРУ.

Сборные шины ГРУ секционируются по числу генераторов. Для ограничения токов трехфазного КЗ при единичной мощности генераторов 30 МВт и более в схеме предусматриваются секционные

реакторы или трансформаторы связи с расщепленной обмоткой низшего напряжения, а для ограничения токов однофазного КЗ на землю применяют частичное разземление нейтралей трансформаторов связи с системой с высшим напряжением 110...220 кВ.

С целью уменьшения потерь при передаче мощности с одной секции на другую в случае остановки генератора в схеме предусматривается возможность шунтирования секционных реакторов и обмоток трансформаторов разъединителем или выключателем.

Для РУ 35...220 кВ при числе присоединений не более 4-х рекомендуются [7, 9, 15] следующие схемы: блок трансформатор-линия (с выключателем или без него), схема мостика, схема треугольника или четырехугольника.

Для РУ с большим числом присоединений могут применяться схемы: с секционированной и обходной системами шин, с двумя основными и третьей обходной системами шин. При этом для РУ 35 кВ обходная система шин не предусматривается. В РУ с двумя основными и третьей обходной системами шин при числе присоединений менее 12 системы шин не секционируются. При числе присоединений 12...16 секционируют одну рабочую систему шин, получая, таким образом, три секции сборных шин. При числе присоединений более 16 секционируют выключателями обе рабочие системы шин, создавая тем самым 4 секции.

В РУ 110...220 кВ с двумя несекционированными основными и третьей обходной системами шин отдельные обходные выключатели устанавливаются вне зависимости от числа присоединений. В случае применения одной секционированной системы сборных шин устанавливают отдельный обходной выключатель для каждой секции. При двух секционированных системах сборных шин число присоединений на каждую секцию оказывается обычно не более пяти-шести, что позволяет применять для каждой секции один совмещенный шиносоединительный и обходной выключатель [2, 9].

Для РУ 330...750 кВ могут применяться следующие схемы: полуторная, 4/3 выключателя на цепь, многоугольников и сдвоенных многоугольников, блоки генератор-трансформатор-линия с уравнивательной системой шин.

В распределительном устройстве 6...10 кВ подстанции применяется схема с одиночной секционированной системой шин без реакторов на линиях.

Для уменьшения величины тока КЗ рекомендуется: применение трехобмоточных трансформаторов с максимальным значением $U_{к}$; применение трансформаторов с расщепленной обмоткой; установка реакторов в цепях вводов 6...10 кВ.

В курсовом проекте рассматривают возможные варианты схем РУ и выбирают наиболее рациональную схему. В отдельных случаях, если это указано в задании, схемы РУ выбираются в результате технико-экономического сравнения.

При прочих равных условиях предпочтение отдается схеме, требующей меньшего числа операций выключателями и разъединителями при режимных и ремонтных переключениях, а также при отключении поврежденных участков в аварийных режимах.

2.3. Собственные нужды электрических станций и подстанций

В курсовом проекте разрабатываются собственные нужды (СН) в следующем объеме:

1. Выбор количества и мощности рабочих трансформаторов СН и мест их присоединения в главной схеме соединений.

2. Выбор резервных (пускорезервных) трансформаторов СН и надежных источников их питания.

Напряжение СН рекомендуется принимать 6 кВ. Если напряжение источника совпадает с генераторным, собственные нужды запитываются реактированными линиями; во всех остальных случаях питание СН осуществляется от трансформаторов. Расчет нагрузок трансформаторов СН в курсовом проекте не выполняется, поэтому мощность рабочих трансформаторов СН выбирается исходя из заданного процента расхода на СН от мощности генераторов на станциях или силовых трансформаторов на подстанциях. Мощность резервного трансформатора СН принимается равной или несколько больше мощности наибольшего рабочего трансформатора. Мощность пускорезервного трансформатора определяется исходя из условия замены одного из наибольших рабочих трансформаторов СН и одновременного обеспечения запуска другого блока. В общем случае мощность пускорезервных трансформаторов СН примерно в 1,5 раза больше мощности наибольшего рабочего трансформатора СН.

Распределительные устройства СН (РУСН) каждого генератора выполняются с одной системой шин. На ТЭЦ количество секций

РУСН 6 кВ принимается равным числу котлов. На электрических станциях с блоками мощностью менее 160 МВт в РУСН предусматривается одна секция, а при мощностях блоков 160 МВт и более – две секции на блок.

Рабочие трансформаторы (реакторы) СН на станциях со сборными шинами генераторного напряжения присоединяются к соответствующим секциям ГРУ. Рабочие трансформаторы СН блоков присоединяются к отпайкам от токопроводов генераторного напряжения. Если в цепи между генератором и трансформатором блока устанавливается выключатель, отпайка к трансформаторам собственных нужд выполняется от участка между генераторным выключателем и трансформатором блока.

В целях ограничения токов КЗ трансформаторы СН мощностью 25 МВА и более принимаются с расщепленной обмоткой низшего напряжения. В РУСН генераторов применяют КРУ с вакуумными или элегазовыми выключателями. Резервные трансформаторы (реакторы) СН на ТЭЦ присоединяются к секциям ГРУ или выводам низшего напряжения трансформаторов связи.

На ТЭЦ с числом рабочих трансформаторов (линий) СН 6 и менее принимают один резервный трансформатор или линию, а при числе рабочих трансформаторов 6 и более – два резервных трансформатора. На блочных станциях с блоками 160 МВт и выше принимают следующее число пускорезервных трансформаторов СН: при 1-2-х блоках – один; при 3-6-ти – два; при 7-8-ми – два пускорезервных трансформатора СН, подключенных к источникам питания, и один не присоединенный к источнику питания, но готовый к перекатке на место вышедшего из строя.

Пускорезервные трансформаторы СН электростанции с блоками 160 МВт и выше должны быть подключены к разным источникам питания. При наличии на станции нескольких повышенных напряжений пускорезервные трансформаторы присоединяются к шинам более низкой ступени напряжения при условии, что они связаны с энергосистемой линиями электропередачи или через трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы. Использование обмотки низшего напряжения автотрансформатора связи для питания резервных трансформаторов СН возможно только в том случае, когда такая схема не приводит к недопустимым колебаниям напряжения на шинах 6 кВ и обеспечивает успешный самозапуск. Рабочие и ре-

зервные трансформаторы СН должны иметь регулирование напряжения под нагрузкой.

Схемы СН АЭС строятся с учетом особенностей их технологического процесса. Необходимые сведения и рекомендации по этим схемам приведены в [13]. На ГЭС питание СН осуществляется от шин генераторного напряжения либо ответвлениями от блоков генератор-трансформатор. Мощность потребителей энергии системы СН подстанции составляет 50...500 кВт. Обычно для их питания применяется напряжение 0,38/0,23 кВ. Трансформаторы СН подключаются к шинам 6...10 кВ либо к выводам обмоток низшего напряжения главных трансформаторов.

2.4. Техничко-экономическое сравнение вариантов

При разработке главной схемы электрических соединений станции (подстанции) возникает ряд вариантов, подлежащих анализу и сопоставлению по технико-экономическим показателям. Техничко-экономическое сравнение вариантов может производиться с целью выявления наиболее экономичного варианта распределения генераторов между различными напряжениями, определения мощности генераторов (трансформаторов), выбора схемы РУ, когда заданным техническим требованиям удовлетворяет несколько схем.

Техничко-экономическое сравнение для выбора главной схемы электрических соединений выполняется по следующим группам показателей, которые должны быть определены для каждого варианта:

- 1) количество и мощность основного оборудования и коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей и т.п.);
- 2) потери генерирующей мощности и отходящих линий при различных аварийных и ремонтных режимах;
- 3) капитальные затраты;
- 4) потери энергии и приведенные затраты.

В связи с учебным характером технико-экономических расчетов основное внимание при выполнении курсового проекта следует уделить методике их выполнения, а исходные данные о стоимости оборудования и монтажа, графики нагрузок и другие величины или коэффициенты чисто экономического характера в расчетах принимать по усредненным показателям.

Количество единиц оборудования, их мощность, а также количество основных аппаратов, подсчитываются по выбранным вариантам схем. В тех случаях, когда варианты отличаются только количеством аппаратов, такое сравнение дает возможность определить, какой из вариантов будет более дешевым по капитальным затратам. Определение генераторной мощности и числа линий, теряемых в каждом варианте при авариях, производится путем анализа схем [2, 7].

Для получения полной картины рекомендуется рассматривать изменения, которые произойдут в нормальном состоянии схемы при ремонте любого выключателя и при ремонте шин в случае следующих аварий:

- 1) КЗ на линии (трансформаторе);
- 2) КЗ на секции (системе) шин;
- 3) повреждение выключателя линии (трансформатора);
- 4) повреждение секционного (шиносоединительного) выключателя.

Экономически целесообразный вариант определяется минимумом приведенных затрат:

$$Z_i = P_n K_i + I_i + U_i, \quad (2.2)$$

где $i = 1, 2, 3$ – номера вариантов;

K_i – капиталовложения в сооружение электроустановки, тыс. руб.;

P_n – нормативный коэффициент экономической эффективности капиталовложений, равный 0,125;

I_i – годовые эксплуатационные издержки;

U_i – ущерб от недоотпуска электроэнергии.

При выполнении курсового проекта для уменьшения объема вычислений целесообразно исключать из расчета капиталовложения, которые являются одинаковыми для всех вариантов.

Капиталовложения K определяют по укрупненным показателям стоимости элементов схем [4, табл. 10.14...10.26; 11]. Результаты подсчета капиталовложений приводятся в таблице, составленной по форме табл. 2.2.

Оборудование	Стоимость единицы, тыс.руб.	Варианты			
		1-й		2-й	
		к-во ед., шт.	общестанционное, тыс. руб.	к-во ед., шт.	общестанционное, тыс. руб.

Годовые эксплуатационные издержки складываются из ежегодных эксплуатационных расходов на амортизацию оборудования I_a и расходов, связанных с потерями энергии в трансформаторах РУ:

$$I = I_a + I_{py} = \frac{P_a + P_o}{100} K + \beta \cdot \Delta \mathcal{E} \cdot 10^{-5}, \text{ тыс. руб.}, \quad (2.3)$$

где P_a и P_o – отчисления на амортизацию и обслуживание, %;

$\Delta \mathcal{E}$ – потери энергии, кВт·ч;

β – стоимость 1 кВт·ч потерянной энергии, $\beta = 0,8$ коп./кВт·ч.

Для электрооборудования напряжением 35...150 кВ: $P_a = 6,4$ %; $P_o = 3$ %; напряжением 220 кВ и выше: $P_a = 6,4$ %; $P_o = 2$ %.

Потери энергии, кВт·ч, в двухобмоточном трансформаторе

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_{xx} \cdot T + \Delta P_{кз} \left(\frac{S_m}{S_n} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.4)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода;

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания;

S_n – номинальная мощность трансформатора, МВА;

S_m – максимальная нагрузка трансформатора, МВА;

T – число часов работы трансформатора, $T = 8760$ ч;

τ – число часов максимальных потерь (можно определить по графической зависимости $\tau = f(T_m)$, приведенной в [4]).

Потери энергии в трехобмоточном трансформаторе

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_{xx} \cdot T + \Delta P_{кзв} \left(\frac{S_{Mв}}{S_{Hв}} \right)^2 \cdot \tau_v + \Delta P_{кзс} \left(\frac{S_{Mс}}{S_{Hс}} \right)^2 \cdot \tau_c + \Delta P_{кзн} \left(\frac{S_{Mн}}{S_{Hн}} \right)^2 \tau_n. \quad (2.5)$$

Для упрощения можно принять:

$$\tau_b = \tau_c = \tau_H. \quad (2.6)$$

В каталогах для трехобмоточных трансформаторов обычно приводится величина потерь короткого замыкания для пары обмоток ВН и НН $\Delta P_{\text{кз в н}}$.

Если мощности всех трех обмоток одинаковы, принимают

$$\Delta P_{\text{кз в}} = \Delta P_{\text{кз с}} = \Delta P_{\text{кз н}} = 0,5 \cdot \Delta P_{\text{кз в н}}. \quad (2.7)$$

Если номинальная мощность одной из обмоток – $0,67 S_H$, то потери КЗ

$$\Delta P_{\text{кз с}} = 0,67 \cdot 0,5 \Delta P_{\text{кз в н}} = 0,335 \cdot \Delta P_{\text{кз в н}}. \quad (2.8)$$

Потери в нескольких параллельно работающих однотипных трансформаторах

$$\Delta \mathcal{E}_\Sigma = n_T \Delta \mathcal{E}. \quad (2.9)$$

В общем случае ущерб от недоотпуска электроэнергии складывается из двух составляющих:

$$Y = Y_1 + Y_2, \quad (2.10)$$

где Y_1 – ущерб от потери мощности, величина которого не превышает мощность аварийного резерва системы; оценивается стоимостью топлива, которое необходимо затратить на других электростанциях;

Y_2 – ущерб от потери мощности сверх величины аварийного резерва.

Для определения ущерба необходимо располагать данными о вероятности и длительности аварийных отключений, характере потребителей и т.п., методика определения которых приведена в [4, 7]. В курсовом проекте, если это не оговорено в задании, допускается ущерб не определять.

Сравнение экономической эффективности двух вариантов электроустановки с равной степенью надежности, у которых $K_1 > K_2$;

$I_1 < I_2$, можно также произвести по сроку окупаемости капиталовложений, используя выражение

$$T = \frac{K_1 - K_2}{I_2 - I_1}, \quad (2.11)$$

где T – срок окупаемости капиталовложений, лет.

Если $T < T_n$, экономически целесообразен вариант с большими капиталовложениями; если $T > T_n$, – вариант с меньшими капиталовложениями ($T = 1/P_n$ – нормативный срок окупаемости капиталовложений, равный 8-ми годам).

3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1. Расчетные условия короткого замыкания

Для выбора и проверки электрических аппаратов необходимо сначала правильно оценить расчетные условия КЗ: составить расчетную схему, наметить места расположения расчетных точек КЗ, определить расчетное время протекания тока КЗ, расчетный вид КЗ.

Расчетная схема – это однолинейная электрическая схема проектируемой станции (подстанции), в которую включены все источники питания и все возможные связи между ними и системой. Так как в задании на проектирование указаны только мощности электростанций системы, то при составлении расчетной схемы необходимо самостоятельно задать схемы и оборудование этих станций.

На схеме намечают расчетные точки, соответствующие наиболее тяжелым условиям:

1) на сборных шинах РУ каждого напряжения, а при наличии секционных реакторов – на каждой секции;

2) на выводах генераторов;

3) за линейным реактором;

4) за трансформаторами (реакторами) собственных нужд.

Общее количество расчетных точек не должно превышать 5...7.

Расчетное время КЗ $t_{расч}$ оценивают в зависимости от цели расчета: для проверки оборудования на электродинамическую стойкость $t_{расч} = 0$ при токе $I_{п0}$; для проверки выключателей на отключающую

способность $t_{\text{расч}}(\tau)$ определяется как сумма наименьшего возможного времени действия защиты (0,01 с) и собственного времени отключения выключателя для тока $I_n(\tau)$.

В качестве расчетного вида КЗ принимается, как правило, трехфазное короткое замыкание.

3.2. Расчет токов КЗ для выбора электрических аппаратов

Расчет токов производится практическим методом с применением типовых кривых или с использованием ЭВМ. Для всех расчетных точек определяются начальное значение периодической составляющей тока КЗ (I_{n0}) и ударный ток КЗ (i_y).

Для выбора электрических аппаратов расчет производят с некоторыми допущениями [7,12], которые существенно упрощают вычисления, но дают на 10...15 % завышенный результат.

Расчет токов КЗ при трехфазном КЗ производится в следующем порядке:

- 1) для проектируемой станции составляется расчетная схема;
- 2) по расчетной схеме составляется эквивалентная схема замещения, в которую все источники питания вводятся своими номинальными мощностями ($S_{\text{ном}}$) и сверхпереходными реактивностями (X_d'');
- 3) все элементы схемы приводятся к базисным условиям;
- 4) схема замещения путем постепенного преобразования приводится к простейшему виду;
- 5) определяется суммарное сопротивление;
- 6) определяется расчетное сопротивление;
- 7) по расчетным кривым определяются относительные токи КЗ (I_{*n0});
- 8) определяются токи КЗ в именованных единицах.

Результаты расчетов токов КЗ для каждой точки сводятся в табл. 3.1.

Перечисленные величины определяются для всех намеченных точек КЗ. Последовательность расчета необходимо принять такой, чтобы при вычислении токов в каждой следующей точке КЗ использовались результаты преобразования для предыдущей точки.

Таблица 3.1

Точка КЗ	Источник	$S_{н}$, МВА	$X_{расч}$	$I_{*п0}$	$I_{п0}$, кА	K_y	i_j , кА
1	2	3	4	5	6	7	8

Подробно методика расчета тока КЗ изложена в [9, 12, 14].

В случае расчета токов КЗ с использованием ЭВМ алгоритм программы расчета на ЭВМ, порядок подготовки исходных данных, работы на вычислительном центре приведены в [3].

3.3. Выбор секционных и линейных реакторов

На ТЭЦ токи КЗ на шинах генераторного напряжения могут оказаться весьма велики. Для их ограничения применяются секционные реакторы. Обычно этой меры оказывается недостаточно для получения желаемого токоограничивающего эффекта у потребителей, поэтому необходима установка линейных реакторов.

Выбор секционных реакторов. В соответствии с выбранным числом секций ГРУ определяют схему включения секционных реакторов – разомкнутую при числе секций 2...3 и кольцевую при числе секций 3...4. Анализируя возможные перетоки между секциями в нормальном режиме и при отключении питающих присоединений (генераторов, трансформаторов связи), выбирают номинальные токи секционных реакторов. Они определяются по формуле

$$I_{ном} = (0,6 \dots 0,8) I_{ном \text{ ген.}}$$

Полученное значение $I_{ном}$ округляют до ближайшей большей каталожной величины [4]; затем по $U_{ном}$ и $I_{ном}$ выбирают реактор с наибольшим индуктивным сопротивлением.

Выбор линейных реакторов. В схеме ТЭЦ с поперечными связями на генераторном напряжении линейные реакторы подключаются к ГРУ, в блочной схеме создается ответвление от генератора. При выборе линейных реакторов предпочтение отдается групповым одинарным реакторам, т.к. их применение более экономично, чем одинарных.

Номинальный ток реактора определяют исходя из наибольшего тока группы линий, присоединенных к шинным сборкам группового реактора. Рекомендуемое число линий, присоединенных к групповой сборке, – не более 3-4-х.

Сопротивление линейных реакторов X_p определяется из условия ограничения тока КЗ до отключающей способности выключателя ВМП-10, ВВ/ТЕЛ ($I_{ном\ откл} = 20$ кА).

Результирующее сопротивление цепи КЗ до реактора X_Σ можно определить по выражению

$$X_\Sigma = \frac{U_{ср\ ном}}{\sqrt{3} I_{но}}, \text{ Ом}, \quad (3.1)$$

где $I_{но}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ (берется из табл. 3.1 при КЗ на шинах генераторного напряжения).

Требуемое сопротивление цепи КЗ для обеспечения $I_{ном\ откл}$

$$X_{треб} = \frac{U_{ср\ ном}}{\sqrt{3} \cdot 20}, \text{ Ом}. \quad (3.2)$$

Разность полученных значений сопротивлений даст требуемое X_p :

$$X_p = X_{треб} - X_\Sigma, \text{ Ом}. \quad (3.3)$$

Затем по $U_{ном}$ и $I_{ном}$ выбирается реактор с ближайшим большим X_p [4].

3.4. Расчет тока КЗ в произвольный момент времени переходного процесса

Для выбора коммутационной аппаратуры необходимо знать токи КЗ в момент расхождения контактов выключателя t . Это время для современных выключателей не превышает 0,2 с. При расчете периодической составляющей тока КЗ для момента времени до 0,5 с рекомендуется метод типовых кривых (рис. 3.1), основанный на использовании кривых изменения во времени отношения I_t/I_0 при

различных удаленностях точки КЗ (где $I_{гг}$ и $I_{г0}$ – периодические составляющие тока КЗ от генератора в произвольный и начальный момент КЗ).

Удаленность точки КЗ от генератора характеризуется отношением $I_{г0}/I'_{ном}$, где $I'_{ном}$ – номинальный ток генератора, приведенный к той ступени напряжения, где находится точка КЗ. Этот ток можно определить по формуле

$$I'_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} U_{ср кз}} \quad (3.4)$$

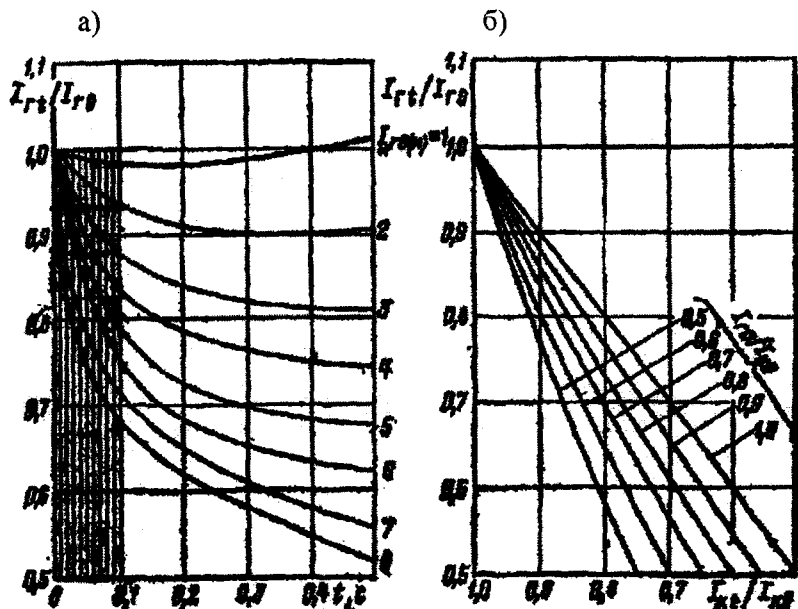


Рис. 3.1. Типовые кривые для определения периодической составляющей тока КЗ в момент времени t

По кривым рис. 3.1 а рассчитывают ток в том случае, если расчетная схема имеет один генератор (или несколько однотипных генераторов, находящихся в одинаковых условиях по отношению к точке КЗ).

Метод типовых кривых целесообразно применять в тех случаях, когда точка КЗ находится на выводах генераторов или при небольшой электрической удаленности от них. Все остальные генераторы, значительно удаленные от точки КЗ, и остальную часть системы заменяют одним источником бесконечной мощности. Когда генераторы и система связаны с точкой КЗ общим сопротивлением, периодическую составляющую тока в месте КЗ в произвольный момент времени можно найти, используя совместно типовые кривые рис. 3.1 а, б. Для этого определяют начальные значения периодических составляющих токов в месте КЗ – суммарного $I_{к0}$ и ветви генератора $I_{г0}$. Находят отношения $I_{г0}/I'_{ном}$, $I_{г0} / I_{к0}$ и выбирают соответствующие кривые на рис. 3.1 а, б. Затем для заданного времени τ_i и выбранной на рис. 3.1 а кривой определяют отношение $I_{г\tau} / I_{г0}$ и используют его для определения $K = I_{г\tau} / I_{г0}$ по кривой рис. 3.1 б. По известным значениям $I_{к0}$ и K находят периодическую составляющую тока в точке КЗ в расчетный момент времени τ_i .

4. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

4.1. Расчетные условия для выбора электрических аппаратов

Электрические аппараты выбираются по расчетным условиям нормального режима с последующей проверкой их работоспособности в аварийных режимах. При этом расчетные величины должны быть меньше или равны номинальным (каталожным) параметрам. Все электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению ($U_{р макс} \leq U_n$), роду установки (внутренняя, наружная) и конструктивному исполнению. По номинальному току ($I_{р макс} \leq I_n$) выбираются те аппараты, по которым протекают рабочие токи (выключатели, разъединители, отделители, реакторы, трансформаторы тока и предохранители).

Кроме того, каждый аппарат в зависимости от его назначения дополнительно оценивается по ряду специфических параметров, приведенных в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Параметры	Расчетные величины	Номинальные (каталожные) величины	Условия для выбора и проверки
1	2	3	4
Выключатели, разъединители и отделители			
Номинальное напряжение	$U_{p \text{ макс}}$	U_n	$U_n \geq U_{p \text{ макс}}$
Номинальный ток	$I_{p \text{ макс}}$	I_n	$I_n \geq I_{p \text{ макс}}$
Номинальный ток отключения : симметричный (эффективное значение) асимметричный (максимальное значение)	$I_{пт}$ $\sqrt{2} I_{пт} + i_{ат}$	$I_{н \text{ откл}}$ $\sqrt{2} I_{н \text{ откл}} (1 + \beta_n)$	$I_{ноткл} \geq I_{пт}$ $\sqrt{2} I_{н \text{ откл}} (1 + \beta_n) \geq \sqrt{2} I_{пт} + i_{ат}$
Номинальный ток динамической стойкости: симметричный (эффективное значение) асимметричный (максимальное значение)	$I_{п0}$ i_y	$I_{дин с}$ $i_{макс}$	$I_{дин с} \geq I_{п0}$ $i_{макс} \geq i_y$
Тепловой импульс КЗ (термическая стойкость)	B_k	I_t, t_t	$I_t^2 \cdot t_t \geq B_k$
Предохранители			
Номинальное напряжение	$U_{p \text{ макс}}$	U_n	$U_n \geq U_{p \text{ макс}}$
Номинальный ток	$I_{p \text{ макс}}$	I_n	$I_n \geq I_{p \text{ макс}}$
Номинальный ток отключения	$I_{п0}$	$I_{н \text{ откл}}$	$I_{н \text{ откл}} \geq I_{п0}$
Реакторы			
Номинальное напряжение	$U_{p \text{ макс}}$	U_n	$U_n \geq U_{p \text{ макс}}$
Номинальный ток	$I_{p \text{ макс}}$	I_n	$I_n \geq I_{p \text{ макс}}$
Индуктивное сопротивление	X_p	X_n	$X_n \geq X_p$

1	2	3	4
Номинальный ток динамической стойкости	i_y	$i_{\text{макс}}$	$i_{\text{макс}} \geq i_y$
Тепловой импульс КЗ (термическая стойкость)	B_k	I_t, t_t	$I_t^2 \cdot t_t \geq B_k$
Короткозамыкатели			
Номинальное напряжение	$U_{p \text{ макс}}$	U_n	$U_n \geq U_{p \text{ макс}}$
Номинальный ток динамической стойкости	i_y	$i_{\text{макс}}$	$I_{\text{макс}} \geq i_y$
Тепловой импульс КЗ (термическая стойкость)	B_k	I_t, t_t	$I_t^2 \cdot t_t \geq B_k$
Трансформаторы тока			
Номинальное напряжение	$U_{p \text{ макс}}$	U_n	$U_n \geq U_{p \text{ макс}}$
Номинальный первичный ток	I_{1p}	I_{1n}	$I_{1n} \geq I_{1p}$
Номинальный вторичный ток	I_{2p}	I_{2n}	$I_{2n} \geq I_{2p}$
Класс точности	$N_{\text{доп}}, \%$	$N_{\text{ном}}, \%$	$N_{\text{ном}}, \% \leq N_{\text{доп}}, \%$
Номинальная вторичная нагрузка	S_{2p}	S_{2n}	$S_{2n} \geq S_{2p}$
Кратность тока динамической стойкости	i_y	$K_{\text{дин}}$	$K_{\text{дин}} \geq \frac{i_y}{\sqrt{2} I_{1n}}$
Кратность односекундного тока термической стойкости	B_k	K_{1c}	$(K_{1c} \cdot I_{1n})^2 \geq B_k$
Трансформаторы напряжения			
Номинальное первичное напряжение	$U_{1p \text{ макс}}$	U_{1n}	$U_{1n} \geq U_{1p \text{ макс}}$
Класс точности	$N_{\text{доп}}, \%$	$N_{\text{ном}}, \%$	$N_{\text{ном}}, \% \leq N_{\text{доп}}, \%$
Номинальная мощность вторичной обмотки	S_{2p}	S_{2n}	$S_{2n} \geq S_{2p}$

Разъединители и отделители по номинальному току отключения не выбираются.

Наибольший рабочий ток присоединения определяется с учетом возможных длительных перегрузок:

$$I_{p. макс} = \frac{K \cdot S_n}{\sqrt{3} U_n}, \quad (4.1)$$

где U_n , S_n – номинальное напряжение и номинальная мощность присоединения;

K – коэффициент, определяющий величину допустимых длительных перегрузок, для генераторов $K = 1,05$; для трансформаторов, не работающих в блоке с генератором, $K = 1,4$.

Номинальный симметричный ток отключения сравнивается с величиной действующего значения периодической составляющей тока КЗ $I_{нт}$ (для выключателей), которое определяется по типовым кривым п.3.4. Для расчета величины асимметричного тока КЗ в момент размыкания контактов выключателя необходимо определить величину апериодической составляющей для данного момента времени:

$$i_{ат} = \sqrt{2} I_{н0} e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (4.2)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Величину T_a можно определить из табл.4.2.

Таблица 4.2

№ пп	Место КЗ	T_a , с	K_y
1	2	3	4
1	Выводы турбогенераторов: 2,5...2 МВт 30...100 МВт 150...500 МВт	0,04...0,17 0,21...0,54 0,3...0,55	1,75...1,94 1,95...1,98 1,96...1,98

1	2	3	4
2	Секции собственных нужд за трансформатором 40 МВА и ниже	0,045...0,07	1,8...1,85
3	Шины станции 6...10 кВ с генераторами 30...60 МВт	0,185	1,95
4	Шины повышенного напряжения станций с трансформаторами 32 МВА и выше	0,115	1,92
5	Шины повышенного напряжения станций с трансформаторами 100 МВА и выше	0,14	1,93
6	Шинные сборки линейного реактора генераторного напряжения	0,125	1,93
7	Сборные шины низшего напряжения подстанций с трансформаторами 100 МВА и выше	0,065	1,85
8	Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением, кВ: 35 110 220...330 500...750	0,02 0,02...0,03 0,03...0,04 0,06...0,08	1,608 1,6...1,717 1,717...1,78 1,78...1,895
9	Система, связанная со сборными шинами 6...10 кВ, где рассматривается КЗ через трансформаторы единичной мощностью, МВА: 80 и выше 32...80 5,6...32	0,06...0,15 0,05...0,1 0,02...0,05	1,85...1,935 1,82...1,904 1,6...1,82
10	Распределительные сети напряжением 6...10 кВ	0,01	1,369

Нормированное относительное значение аperiodической составляющей β_n определяется из кривой рис. 4.1.

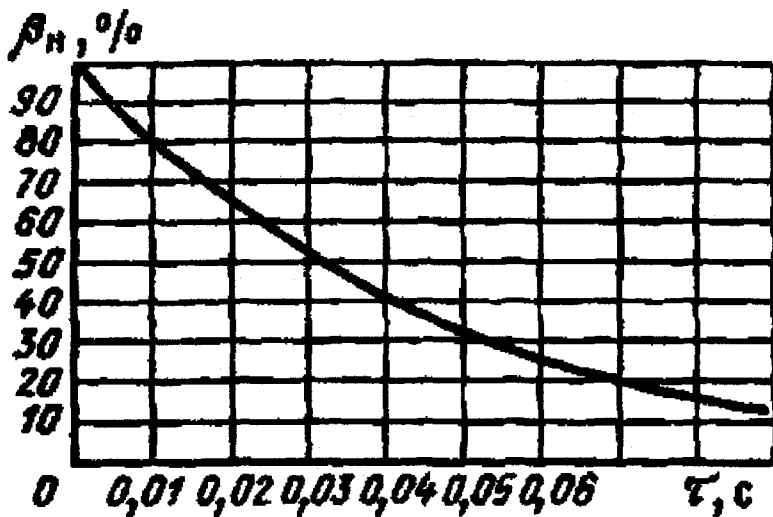


Рис. 4.1. Номинальная асимметрия отключаемого тока как функция расчетного времени τ

Амплитудное и действующее значения номинального тока динамической стойкости сравнивают соответственно с ударным током КЗ i_y и начальным значением периодической составляющей тока КЗ I_{n0} в цепи выключателя.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому (термическому) импульсу тока КЗ:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a) \leq I_t^2 \cdot t_t, \quad (4.3)$$

где I_t – предельный гарантированный заводом-изготовителем ток термической стойкости аппарата;

t_t – время его протекания.

Время отключения выключателя ($t_{откл}$) складывается из времени действия основной релейной защиты данной цепи ($t_{рз}$) и полного времени отключения выключателя (t_0):

$$t_{откл} = t_{рз} + t_0.$$

Значение B_k следует определять ориентировочно (с запасом в большую сторону), задавая время отключения КЗ. Уточнить действительное время отключения следует только в тех случаях, когда аппараты, выбранные по рабочему режиму и удовлетворяющие условию динамической стойкости, оказываются при приближенном расчете термически нестойкими.

4.2. Особенности выбора измерительных трансформаторов

Класс точности измерительных трансформаторов тока (ТТ) выбирают в соответствии с классом точности присоединяемых измерительных приборов [9].

Трансформатор тока будет работать в выбранном классе точности, если его вторичная нагрузка не превышает номинальной вторичной нагрузки для данного класса точности. Определение вторичной нагрузки можно вести по сопротивлению (в омах) или по мощности (в вольтамперах) в зависимости от того, какие параметры измерительных приборов даны в каталогах.

Пример расчета вторичной нагрузки ТТ, используемого для подключения измерительных приборов в цепи генератора, приведен в табл. 4.3.

Т а б л и ц а 4.3

Прибор	Тип	Количество	Потребляемая мощность, ВА		
			фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-335	3	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	Э-335	1	0,5	—	0,5
Варметр	Э-335	1	0,5	—	0,5
Счетчик активной энергии	И-680	1	2,5	—	2,5
Счетчик реактивной энергии	ИТР	1	0,275	0,55	0,275
Суммарная нагрузка			5,275	2,05	5,275

Наибольшая нагрузка от приборов приходится на ТТ фаз А и С:

$$S_{\text{приб}} = 5,275 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Мощность, потребляемая во вторичной цепи S_{2p} , равна

$$S_{2p} = S_{\text{приб}} + S_{\text{пров}} + S_{\text{конт}}, \quad (4.4)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами для наиболее нагруженной фазы;

$S_{\text{пров}}$ – мощность потерь в соединительных проводах;

$S_{\text{конт}}$ – мощность потерь в контактах, определяемая по формуле

$$S_{\text{конт}} = I_{2н}^2 \cdot R_{\kappa}, \quad (4.5)$$

где $I_{2н}$ – номинальный вторичный ток (1 А – для мощных РУ 220...330 кВ и выше, 5 А – в остальных случаях);

R_{κ} – сопротивление контактов, принимается равным $R_{\kappa} = 0,1$ Ом.

Приняв $S_{2p} = S_{2н}$, определим мощность $S_{\text{пров}}$, которую можно расходовать в соединительных проводах:

$$S_{\text{пров}} = S_{2н} - S_{\text{приб}} - S_{\text{конт}}. \quad (4.6)$$

Отсюда можно определить допускаемое сопротивление проводов, при котором ТТ будет работать в заданном классе точности:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пров}}}{I_{2н}^2}. \quad (4.7)$$

Вторичная нагрузка в омах для наиболее нагруженной фазы определяется из выражения

$$Z_{2p} \approx Z_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{конт}}, \quad (4.8)$$

где $Z_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление последовательных обмоток приборов и реле.

Приняв $Z_{2p} = Z_{2н}$, можно также определить допустимое сопротивление проводов:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2н} - Z_{\text{приб}} - R_{\text{к}}, \text{ Ом.} \quad (4.9)$$

Зная $R_{\text{пров}}$, нетрудно определить минимально допустимое сечение соединительных проводов:

$$g = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{R_{\text{пров}}}, \text{ мм}^2, \quad (4.10)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода.

Провода с медными жилами ($\rho = 17,5 \cdot 10^{-9}$ Ом·м) применяются во вторичных цепях основного оборудования электростанции с генераторами 100 МВт и более, а также на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях применяются провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 28,3 \cdot 10^{-9}$ Ом·м). Расчетная длина $l_{\text{расч}}$ зависит от схемы соединений ТТ ($l_{\text{расч}} = 2l$ – при включении приборов в одну фазу, $l_{\text{расч}} = l$ – при включении в три фазы по схеме звезды; $l_{\text{расч}} = \sqrt{3}l$ – при включении приборов в две фазы по схеме неполной звезды).

Действительную длину l соединительного провода в один конец (от ТТ до приборов) можно принять для разных присоединений приблизительно равной, м:

для цепей ГРУ 6...10 кВ, кроме линий к потребителям, – 40...60;

для цепей генераторного напряжения блочных станций – 20...40;

для линий 6...10 кВ к потребителям – 4...6;

для цепей РУ:

35 кВ – 60...75;

110 кВ – 75...100;

220 кВ – 100...150;

330...500 кВ – 150...175.

При выборе ТТ, используемых в схемах релейной защиты и автоматики, вторичная нагрузка определяется по величине сопротивления или потребляемой мощности последовательных обмоток устройств релейной защиты и автоматики, подключенных к данному ТТ. Тип и схема соединения обмоток измерительного трансформатора

тора напряжения выбираются исходя из его назначения, а класс точности – в соответствии с классом точности присоединенных приборов. Мощность, потребляемая измерительными приборами, определяется для наиболее нагруженной фазы по формуле

$$S_{2p} = \sqrt{(\sum P_2)^2 + (\sum Q_2)^2}, \quad (4.11)$$

где P_2 и Q_2 – активные и реактивные нагрузки, зависящие от схем соединения вторичных обмоток трансформатора напряжения и схемы включения прибора.

Для подсчета S_{2p} составляют табл. 4.4.

Т а б л и ц а 4.4

Прибор	Тип	Мощность, потребляемая одной катушкой	cos φ	sin φ	Число параллельных катушек	Число приборов	Общая потребляемая мощность, ВА					
							S_{2AB}		S_{2BC}		S_{2AC}	
							P_2	Q_2	P_2	Q_2	P_2	Q_2
Вольтметр	Э-335	7,5	1	0	1	1	7,2	-	-	-	-	-
.....
Суммарная нагрузка							P_2	Q_2	P_2	Q_2	P_2	Q_2

Расчетная нагрузка каждой фазы трансформатора зависит от схемы соединения его обмоток. Если обмотки соединены в звезду, нагрузка на одну фазу трансформатора составляет

$$\begin{aligned} S_{2AP} &= 0,5(S_{2AB} + S_{2AC}); \\ S_{2BP} &= 0,5(S_{2AB} + S_{2BC}); \\ S_{2CP} &= 0,5(S_{2AC} + S_{2BC}). \end{aligned} \quad (4.12)$$

При соединении трансформаторов в неполный треугольник нагрузки отдельных трансформаторов определяются по выражениям

$$S_{2AP} = S_{2AB} + 0,5 S_{2AC};$$

$$S_{2CP} = S_{2BC} + 0,5 S_{2AC}.$$

5. ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

5.1. Общие сведения

Рассмотрим основные виды токоведущих проводников, применяемых на станциях и подстанциях.

Цепь генератор – ГРУ на ТЭЦ. На участке между машзалом и ГРУ соединение выполняется шинным мостом или гибким подвесным токопроводом. Все соединения внутри закрытого РУ 6...10 кВ, включая сборные шины, выполняются жесткими голыми алюминиевыми шинами прямоугольного или коробчатого сечения. Соединения от ГРУ до выводов трансформатора связи осуществляются шинным мостом или гибким подвесным токопроводом. Токоведущие части в РУ 35 кВ и выше обычно выполняются сталеалюминиевыми проводами АС или АСО. В некоторых конструкциях ОРУ часть или вся ошиновка может выполняться алюминиевыми трубами.

Цепь ГРУ – трансформатор СН-РУ СН. От стены ГРУ до выводов трансформатора СН, установленного вблизи ГРУ, соединение выполняется прямоугольными алюминиевыми шинами. От трансформатора до РУ собственных нужд применяется кабельное соединение.

В цепях линии 6...10 кВ вся ошиновка до реактора и за ним, а также в шкафах КРУ, выполнена прямоугольными алюминиевыми шинами. Непосредственно к потребителю отходят кабельные линии.

В блоке генератор-трансформатор на ГРЭС участок от генератора до трансформатора и отпайка к трансформатору СН выполняются комплектным пофазно-экранированным токопроводом. Для участка от трансформатора СН до РУ собственных нужд (6 кВ) принимается закрытый токопровод.

На подстанциях в открытой части могут применяться провода АС или жесткая ошиновка алюминиевыми трубами. Соединение трансформатора с закрытым РУ 6...10 кВ или с КРУ 6...10 кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. В РУ 6...10 кВ применяется жесткая ошиновка.

5.2. Выбор шин

Выбор сечения токоведущих частей или ошиновки (присоединения к сборным шинам) производится по экономической плотности тока:

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{эк}}}, \text{ М}^2, \quad (5.1)$$

где $I_{\text{норм}}$ – ток нормального режима (без перегрузок), А;

$j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, зависящая от продолжительности использования максимума нагрузки ($T_{\text{макс}}$).

Для алюминиевых и сталеалюминиевых проводников при $T_{\text{макс}} = 1000 \dots 3000$ ч $j_{\text{эк}} = 1,3 \cdot 10^6$ А/м², 3000...5000 ч – $1,1 \cdot 10^6$ А/м², свыше 5000 ч – $1,0 \cdot 10^6$ А/м². Сечение, найденное по данной формуле, округляется. При этом принимается ближайшее меньшее стандартное сечение, если оно не отличается от экономического значения больше чем на 15%. В противном случае принимается ближайшее большее стандартное сечение.

Выбранные по $j_{\text{эк}}$ шины должны удовлетворять условиям нагрева при максимальных нагрузках ремонтного или послеаварийного режима

$$I_{\text{р макс}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (5.2)$$

где $I_{\text{р макс}}$ – расчетный ток, по которому выбраны аппараты в этом присоединении;

$I_{\text{доп}}$ – допустимый ток для шин выбранного сечения.

Таблицы для выбора шин по допустимым токам приведены в [4].

Следует учесть, что по $j_{\text{эк}}$ не производится выбор сборных шин всех напряжений. Сборные шины РУ выбираются по допустимому

рабочему току. При выборе сечения сборных шин за расчетный принимается суммарный ток всех источников, присоединенных к секции (системе) шин с учетом его распределения вдоль секций и возможного транзита мощности. В случае, когда источник присоединен к середине секции, расчетный ток принимается равным 0,7 тока источника.

В РУ 110 кВ и выше число проводов в фазе, их сечение и диаметр должны быть выбраны так, чтобы избежать коронирования. Минимально допустимые диаметры проводов по условиям коронирования приведены в табл. 5.1.

Т а б л и ц а 5.1

Напряжение, кВ	d, мм	Марка провода
110	11,3	АС-70/11
220	21,6	АС-240/39
330	33,2	АС-600/72
	3x17,1	3xАС-150/24
500	3x25,2	3xАС-300/43
	2x36,2	2xАС-700/86
750	4x36,2	4xАС-700/86

При $U_n=10$ кВ и больших расчетных токах (>3000 А) рекомендуются шины коробчатого сечения.

Для обеспечения механической прочности шин при токах КЗ расчетное напряжение в материале шин не должно превосходить $\sigma_{\text{доп}}$:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}} \quad (5.3)$$

Максимальное расчетное напряжение в материале шин определяется по следующим формулам.

Однополосные шины.

При расположении фаз в одной плоскости

$$\sigma_{расч} = \frac{fl^2}{10W}, \text{ Па}, \quad (5.4)$$

где f – максимальное значение электродинамических усилий (ЭДУ), вызванных взаимодействием фаз, Н/м;

l – расстояние (пролет) между осями изоляторов вдоль фазы, м;

W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной направлению действия ЭДУ, м³.

Момент сопротивления для шин прямоугольного и кругового сечений определяется по известным формулам; моменты сопротивления коробчатых шин приведены в [4].

При расположении шин трехфазного токопровода в одной плоскости сила, действующая на 1 м длины проводника фазы В, равна

$$f = \sqrt{3} \frac{i_y^2}{a} 10^{-7}, \text{ Н/м}, \quad (5.5)$$

где i_y – ударный ток трехфазного КЗ, А;

a – расстояние между осями шин смежных фаз, м.

Ударный ток КЗ определяется по выражению

$$i_y = \sqrt{2} K_y I_{n0}, \quad (5.6)$$

где K_y – ударный коэффициент (табл. 4. 2).

Многополосные шины.

При выполнении шин в виде пакетов, собранных из отдельных полос, суммарное механическое напряжение в материале полосы складывается из двух напряжений: $\sigma_{ф}$, вызванного взаимодействием фаз, и $\sigma_{п}$, вызванного взаимодействием полос пакета одной фазы:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi} + \sigma_{\text{п}}. \quad (5.7)$$

Напряжение σ_{ϕ} 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 [4], а для коробчатых шин принимается из таблиц [4].

Напряжение $\sigma_{\text{п}}$ равно

$$\sigma_{\text{п}} = \frac{f_{\text{п}} l_{\text{п}}^2}{12 W_{\text{ш}}}, \text{ Па}, \quad (5.8)$$

где $f_{\text{п}}$ – ЭДУ, вызванные взаимодействием полос пакета, Н/м;

$l_{\text{п}}$ – расстояние между прокладками пакета, м;

$W_{\text{ш}}$ – момент сопротивления шины, м³.

Усилие в двухполосном пакете определяется по выражению

$$f_{\text{п}} = 2 \frac{(0,5i_y)^2}{d} K_{\phi} \cdot 10^{-7}, \text{ Н/м}, \quad (5.9)$$

где K_{ϕ} – коэффициент формы, который для прямоугольных шин определяется по кривым [9];

d – расстояние между осями шин в пакете, м.

Расстояние между осями прямоугольных шин в пакете практически всегда равно $d = 2b$. Для коробчатых шин принимают $d = h$, $K_{\phi} = 1$.

Механический расчет шин с расположением фаз в разных плоскостях (по вершинам прямоугольного и равностороннего треугольников) приведен в [7].

Если в результате расчета получено, что $\sigma_{\text{расч}} \geq \sigma_{\text{доп}}$, необходимо произвести реконструкцию шинной линии, увеличив расстояние между фазами и уменьшив длину пролета или расстояние между прокладками в пакете для пакетных токопроводов.

Наиболее ответственные токопроводы генераторного напряжения, например, сборные шины ГРУ, кроме обычного расчета на механическую прочность еще проверяются на вибрацию путем определения

собственной частоты (первой гармоники) шинной конструкции. Вычисление основной частоты колебаний шины на жестких изоляторах определяется по выражению

$$f_1 = \frac{4,73}{2\pi l^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}}, \text{ Гц}, \quad (5.10)$$

где l – длина пролета, м;

J – момент инерции шины относительно оси, перпендикулярной действию силы, м^4 ;

E – модуль упругости материала шины, Па;

m – масса единицы длины шины, кг/м .

Для надежной работы шинной конструкции необходимо, чтобы соблюдалось соотношение $30 \text{ Гц} < f_1 < 155 \text{ Гц}$. Если оно не выполняется, нужно изменить длину пролета шины.

Согласно ПУЭ, при токах КЗ 20 кА и более гибкую ошиновку необходимо проверять на схлестывание. Такая проверка может быть проведена с помощью компьютерной программы Busef [16]. Алгоритм численного решения задачи в ней описан в [17]. Выбор и расчет необходимых для проверки схлестывания шин геометрических размеров РУ и физико-механических параметров проводов и изоляторов в различных климатических режимах производится по КП MR2 [18, 19].

Проверка термической стойкости жестких шин сводится к определению допустимого по условиям нагрева токами КЗ сечения и сопоставления его с выбранным:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q_{\text{выб}}. \quad (5.11)$$

Значения коэффициента C приведены в табл. 5.2.

Т а б л и ц а 5.2

Вид и материал проводника	Коэффициент C , $\text{А с}^{1/2}/\text{мм}^2$
1	2
Медные шины	167
Алюминиевые шины	91

1	2	
	при напряжении, кВ	
Кабели:	6	10
с алюминиевыми сплошными жилами и бумажной изоляцией	92	94
с алюминиевыми многопроволочными жилами и бумажной изоляцией	98	100
с медными сплошными жилами и бумажной изоляцией	140	143
с медными многопроволочными жилами и бумажной изоляцией	147	150
Кабели и изолированные провода:	при напряжении, кВ	
	6	10
с алюминиевыми жилами и поливинилхлоридной и резиновой изоляцией	75	78
с медными жилами и поливинилхлоридной и резиновой изоляцией	114	118
с алюминиевыми жилами и полиэтиленовой изоляцией	62	65
с медными жилами и полиэтиленовой изоляцией	94	98

Термическая стойкость гибких шин не требует проверки, так как практически всегда обеспечивается.

5.3. Выбор изоляторов

В РУ шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению – $U_{уст} \leq U_{ном}$;

2) по допустимой нагрузке – $P_{расч} \leq P_{доп}$;

где $P_{доп}$ – допускаемая нагрузка на головку изолятора,

$$P_{доп} = 0,6 P_{разр} N, \quad (5.12)$$

где $P_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб, определяется по [4].

Наибольшая расчетная нагрузка на опорный изолятор при расположении фаз в одной плоскости равна

$$P_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 l}{a} K_h \cdot 10^{-7}, \text{ Н}, \quad (5.13)$$

где K_h – поправочный коэффициент на высоту шины.

При расположении шины на изоляторе вертикально («на ребро»)

$$K_h = \frac{H}{H_{\text{из}}}, \quad (5.14)$$

где $H_{\text{из}}$ – высота опорного изолятора, м;

H – расстояние до центра шины, м.

При расположении шин на изоляторе плашмя $K = 1$.

Проходные изоляторы должны быть, кроме того, выбраны по номинальному току. Расчет нагрузок на опорные изоляторы при расположении фаз в разных плоскостях приведен в [7].

5.4. Выбор токопроводов

Для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6...10 кВ гибкие токопроводы выполняются пучком проводов. Два провода из пучка – сталеалюминиевые, они несут, в основном, механическую нагрузку от собственного веса, гололеда и ветра. Остальные провода – алюминиевые и являются только токоведущими. Расчет гибкого токопровода заключается в определении числа и сечения проводников. Экономическое сечение токопровода равно

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{эк}}}, \text{ м}^2. \quad (5.15)$$

Исходя из общего сечения пучка проводов, выбирают несущие провода. Сечение несущего провода принимается равным

$$q_{\text{нес}} = 0,15 q_{\text{эк}}. \quad (5.16)$$

Число и сечение токоведущих проводов выбирается по условию

$$q \cdot n + 2q_{\text{нес}} \approx q_{\text{эк}}, \quad (5.17)$$

где n – число токоведущих проводов.

Сечение несущего провода рекомендуется брать на ступень больше токоведущего.

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

Подробный расчет токопроводов приведен в [9].

5.5. Выбор кабелей

Кабели выбираются по напряжению установки и экономической плотности тока. Проверка нагрева кабелей при аварийных перегрузках производится по условию

$$I_{\text{раб макс}} \leq I_{\text{доп прод}}, \quad (5.18)$$

где $I_{\text{раб макс}}$ – ток максимальной нагрузки в аварийном режиме;

$I_{\text{доп прод}}$ – допустимый продолжительный ток при расчетных условиях, равный

$$I_{\text{доп прод}} = N_{\text{кб}} I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_3,$$

где $N_{\text{кб}}$ – число параллельных кабелей на одну линию;

$I_{\text{доп}}$ – допустимый продолжительный ток на один кабель;

K_1 – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды;

K_2 – то же на число рядов проложенных в земле кабелей;

K_3 – коэффициент перегрузки.

Поправочные коэффициенты и $I_{\text{доп}}$ определяются по [4, 9]. Выбранное сечение кабеля проверяется на термическую стойкость так же, как жесткие шины.

6. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ

Контроль за режимом работы основного оборудования на электростанциях осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов (указывающих и регистрирующих). Приборы контроля для различных присоединений могут устанавливаться в разных цепях и разных местах: на центральном пульте управления, на главных щитах управления, на блочных щитах управления и на местных щитах. Даже на аналогичных присоединениях в зависимости от особенностей их режима работы количество контрольно-измерительных приборов может быть различным.

Однако для большинства случаев рекомендуется установка следующих измерительных приборов в цепях электрических станций и подстанций [4, 9].

Генераторы:

1) *цепь статора* – амперметр в каждой фазе, вольтметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, регистрирующие ваттметр, амперметр и вольтметр;

2) *цепь ротора* – амперметр и вольтметр постоянного тока, регистрирующий амперметр;

3) *цепь синхронизации* – вольтметр, частотомер, синхроскоп.

Трансформаторы:

1) *двухобмоточные* – амперметр, ваттметр, варметр с двухсторонней шкалой, счетчики активной, реактивной и потерь энергии (перечисленные приборы устанавливаются на стороне низшего напряжения; если трансформатор работает в блоке с генератором, его режим контролируется по приборам, установленным в цепи статора; на трансформаторах, в которых направление мощности и электроэнергии может изменяться, устанавливаются ваттметры и варметры с двухсторонней шкалой и по два комплекта счетчиков со стопорами);

2) *трехобмоточные и автотрансформаторы:*

а) на сторонах низшего и среднего напряжений устанавливаются те же приборы, что и у двухобмоточного трансформатора;

б) на стороне высшего напряжения - один амперметр.

Сборные шины:

1) *генераторного напряжения* – по одному указывающему вольтметру и частотомеру на каждую секцию и резервную систему

шин (на электростанциях мощностью 50 МВт и выше на каждой секции и резервной системе шин устанавливаются регистрирующие вольтметры и частотомеры, один комплект вольтметров (с переключателем) для контроля состояния изоляции);

2) *повышенного напряжения* – по одному указывающему вольтметру на каждой системе или секции шин, регистрирующие вольтметры и частотомеры, аварийные осциллографы;

3) *понижающих подстанций* – указывающий вольтметр на каждой системе и секции сборных шин всех напряжений (на шинах 6...10 и 35 кВ – комплект приборов контроля изоляции); кроме того, на подстанции устанавливаются осциллографы, записывающие фазные напряжения трех фаз, токи трех фаз, напряжение нулевой последовательности, токи нулевой последовательности и т.д. (эти записи позволяют выяснить картину того или иного аварийного режима).

Линии электропередач:

6...10 кВ и 35 кВ – амперметр, счетчик активной и реактивной энергии;

110 кВ и выше – один или три амперметра (при пофазном управлении), ваттметр и варметр, счетчики активной и реактивной энергии (на линиях связи между энергосистемами), фиксирующие приборы.

Питание приборов осуществляется от измерительных трансформаторов тока и напряжения.

7. РАЗРАБОТКА ЧЕРТЕЖА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

7.1. Общие принципы построения главной схемы электрических соединений

Главная схема электрических соединений отражает основные решения, принятые в курсовом проекте. На чертеже этой схемы должны быть показаны: генераторы, трансформаторы (силовые и измерительные), отходящие линии, сборные шины РУ всех напряжений, выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели, реакторы, предохранители и токоведущие части РУ. Кроме того, на ней рядом с основным оборудованием показываются все относящиеся к нему контрольно-измерительные приборы.

Все электрические аппараты на главной схеме электрических соединений показываются условными графическими обозначениями. При необходимости допускается размеры обозначений пропорционально увеличивать или уменьшать по сравнению с рекомендованными ГОСТами.

Главная схема электрических соединений изображается при отсутствии тока во всех цепях. Все коммутационные аппараты (выключатели, разъединители, короткозамыкатели, отделители, заземляющие ножи) показываются в отключенном положении. Взаимное расположение частей схемы электрических соединений на чертеже должно быть наглядным, удобным для чтения, с минимально возможным числом пересечений и равномерным заполнением листа, чтобы четко были видны идеи, заложенные в данную схему.

Главная схема электрических соединений станции должна полностью соответствовать принятым конструктивным решениям. Надо стремиться, чтобы расположение присоединений к сборным шинам РУ на схеме соответствовало их расположению в принятой конструкции (лист 2). Поэтому рекомендуется сначала произвести предварительную (черновую) разработку схем отдельных цепей станции (генераторов, трансформаторов, РУ) на миллиметровке, а затем наметить конструктивные решения по РУ. Для облегчения проектирования следует использовать примеры выполнения главных электрических схем соединений, приведенных в [4, 9, 11].

7.2. Схемы цепей генераторов и трансформаторов

Схемы цепей генераторов зависят от их типа и мощностей. В [4] показаны схемы соединений нулевых выводов различных генераторов с установленными в них измерительными ТТ.

Силовые трансформаторы изображаются со схемами соединений их обмоток. Обычно трансформаторы (блочные, связи и понижающих подстанций) имеют группу соединений Y/Δ -11. Нулевые выводы силовых трансформаторов соединяются с землей по схеме, соответствующей режиму работы нейтрали сети. Нулевые точки силовых трансформаторов 110...220 кВ заземляются через разъединитель. Так как изоляция нулевых выводов указанных трансформаторов позволяет работу с изолированной нейтралью, для снижения уровней однофазных КЗ в отдельных случаях на части трансформа-

торов станции (подстанции) их нейтрали разземляются. В таком режиме для защиты изоляции трансформатора от перенапряжений должен быть предусмотрен вентильный разрядник, включаемый параллельно разъединителю. При выборе указанных разъединителей и разрядников их рабочее напряжение принимается на класс меньше напряжения высокой стороны трансформатора. Нулевые выводы автотрансформаторов и трансформаторов напряжением 330 кВ и выше заземляются наглухо.

Группы соединений трансформаторов СН зависят от сдвига фаз между напряжениями 6 кВ рабочих и резервных трансформаторов. При наличии сдвига фаз (когда питание резервных трансформаторов СН осуществляется от сборных шин высокого напряжения или от обмоток низшего напряжения автотрансформатора связи) рабочие трансформаторы СН должны иметь нулевую группу соединений (Y/ Y-0, $\Delta/\Delta - 0$ или $\Delta/\Delta - \Delta - 0 - 0$), а резервные – 11-ю (Y/ $\Delta - 11$). При отсутствии сдвига фаз рабочие и резервные трансформаторы СН должны иметь одинаковую группу соединений.

7.3. Схемы токопроводов и сборных шин

Для соединения выводов мощных турбогенераторов с повышающими силовыми трансформаторами рекомендуется применять комплектные экранированные токопроводы, каждая фаза которых заключена в защитный алюминиевый кожух. Такое исполнение токопроводов обусловлено необходимостью обеспечения надежности, исключающей возможность возникновения на генераторном напряжении междуфазных КЗ, которые могут привести к повреждению лобовых частей обмоток и выходу из строя генераторов на длительный срок. Применение экранированных токопроводов обязательно для всех турбогенераторов 160 МВт и выше.

В настоящее время выпускаются три основные серии токопроводов: КЭТ – с жестко закрепленными на кожухах изоляторами; ТЭН – с электрически непрерывными цельносварными кожухами и выемными изоляторами; ТЭК – с выделенными изоляторами и удлиненными кожухами.

В комплект заводской поставки комплектного экранированного токопровода входят следующие основные элементы:

- 1) блок нуля генератора вместе с установленными ТТ;

2) блоки выводов генератора вместе с трансформаторами тока и напряжения;

3) блоки открытой части токопровода с отпайками к трансформатору СН и блоками примыкания к трансформаторам.

Основные характеристики токопроводов генераторного напряжения приведены в [4].

Сборные шины РУ на главной схеме изображаются двумя параллельными линиями. Применяются шины такой длины, чтобы можно было разместить все присоединения. Присоединения к сборным шинам komponуются таким образом, чтобы исключить по ним большие перетоки мощности. Поэтому присоединения трансформаторов (блока или связи) должны чередоваться с отходящими линиями, а шиносоединительные и обходные выключатели – располагаться в средней части шин. Здесь же устанавливают шинные разрядники и трансформаторы напряжения без выделения для них отдельных ячеек. При секционных системах шин присоединения размещаются так, чтобы нагрузка по секциям была одинаковой. При большом количестве однотипных присоединений на каждой секции сборных шин или групповой сборке линейных реакторов разрешается показывать только 2...3 присоединения, при этом на шинах изображается место разрыва, а действительное число присоединений указывается подписью.

Для обеспечения безопасности людей при проведении ремонтных работ на оборудовании электрических станций необходимо ремонтируемую цепь отключить, создать видимый разрыв и заземлить. Это осуществляется при помощи выключателей и разъединителей с заземляющими ножами.

7.4. Размещение в главной схеме электрических аппаратов

Число и размещение разъединителей в цепях присоединений определяется их назначением. Места установки заземляющих ножей на разъединителях намечаются исходя из условий возможности заземления при ремонтах любых участков электростанции. Обычно заземляющие ножи предусматриваются с двух сторон на линейных разъединителях, шинных разъединителях трансформаторов напряжения и разъединителях секционных выключателей. На шинных разъединителях других присоединений, генераторных разъединителях заземляющие ножи устанавливаются только со стороны выключателя.

Измерительные трансформаторы тока в сетях с заземленной нейтралью устанавливаются в трех фазах каждой цепи схемы. В установках с изолированной нейтралью ТТ могут предусматриваться в двух фазах, если применяемые виды релейных защит не требуют питания от трех фаз. Каждый трансформатор тока напряжением 6...24 кВ выполняется с двумя вторичными обмотками, 35...110 кВ – с тремя, 220 кВ – с четырьмя, 330 кВ и выше – с четырьмя и пятью. Количество ТТ в каждой цепи определяется по [4] и зависит от назначения цепи, видов защит и других факторов.

На электростанциях (подстанциях) обычно используются встроенные в аппараты ТТ. Они имеются в нулевых выводах всех трансформаторов и автотрансформаторов (типа ТВТ) и генераторов мощностью более 300 МВт (типа ТВЛ, ТВГ и ТВВГ). Кроме того, встроенные ТТ предусматриваются в линейных вводах высшего и среднего напряжения силовых трансформаторов и автотрансформаторов (ТВТ), масляных выключателях с большим объемом масла (типа ТВ, ТВС, ТВД и ТВУ). Трансформаторы тока, встроенные в выключатель, показываются на схеме с двух сторон условного изображения выключателя (по два ТТ с каждой стороны). Недостающие ТТ устанавливаются отдельностоящими. При этом место их размещения выбирается так, чтобы вывод в ремонт производился совместно с выключателями цепей (до выключателя со стороны генератора, трансформатора или линии).

Трансформаторы напряжения обычно устанавливаются:

1) в цепях генераторов – один пятистержневой (типа НАМИ или 3хЗНОМ) и один или два комплекта однофазных трансформаторов (типа НОМ или ЗОМ);

2) на выводах генераторного напряжения трансформаторов связи – два однофазных;

3) на секциях сборных шин всех напряжений – один пятистержневой типа НАМИ или комплект однофазных;

4) на каждой сборке групповых линейных реакторов – два однофазных ТН, включенных по схеме неполного треугольника (для питания счетчиков линии);

5) в цепях каждой ЛЭП 330 кВ и выше – комплект из трех однофазных трансформаторов.

Вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения всегда заземляются, поэтому на схемах это заземление

(заземление безопасности) можно не показывать. Рабочее заземление первичной обмотки у ТН с заземленным выводом (ЗНОЛ, ЗОМ, ЗНОМ, НКФ) показывается обязательно.

В главной схеме необходимо предусмотреть защиту изоляции от атмосферных и коммутационных перенапряжений, которые возникают при ударах молнии в электрическую установку или вблизи нее в землю. Коммутационные перенапряжения в РУ 330 кВ и ниже ограничиваются до допустимых величин выбором рационального способа заземления нейтрали трансформаторов, применением благоприятных схем электрических соединений и параметров оборудования. В РУ более высокого напряжения, особенно при наличии длинных линий, в ряде случаев необходимо принудительное ограничение коммутационных перенапряжений путем применения выключателей с шунтирующими сопротивлениями, коммутационных разрядников и искрового присоединения реакторов поперечной компенсации.

Защита оборудования станций и подстанций от перенапряжений осуществляется вентильными разрядниками (типа РВС, РВМГ, РВМК) или ограничителями перенапряжений (ОПН). Параметры разрядников приведены в [4]. Вентильные разрядники (ОПН) размещаются в РУ напряжением до 330 кВ на сборных шинах и присоединяются к ним совместно с ТН через общий разъединитель. В РУ более высокого напряжения разрядники (ОПН) подключаются ко всем питающим и отходящим линиям без разъединителя. Кроме того, они устанавливаются на вводах высшего и среднего напряжения трансформаторов (автотрансформаторов), удаленных от РУ на расстояние более 16 м.

На отходящих линиях электропередач 35 кВ и выше показываются аппараты высокочастотной обработки (конденсаторы связи, фильтры присоединения и заградители) отдельных фаз для образования каналов связи по проводам ЛЭП. Конденсатор связи создает путь для токов высокой частоты от приемопередатчика в линию и одновременно отделяет последний от высокого напряжения промышленной частоты линии. В настоящее время выпускаются бумажно-масляные конденсаторы типа СМР $\frac{55}{\sqrt{3}} - 0,044$. На линиях

110 кВ устанавливаются два таких элемента, соединяемых последовательно; на линиях 220кВ – четыре. Для линий 500 кВ выпускают-

ся конденсаторы типа СМР $\frac{133}{\sqrt{3}} - 0,0186$; на них устанавливаются четыре таких элемента.

Фильтр присоединения согласовывает входное сопротивление высокочастотного кабеля с входным сопротивлением линии и соединяет конденсатор связи с землей, образуя, таким образом, замкнутый контур для токов высокой частоты. Фильтр присоединения ОФП-4, выпускаемый промышленностью, выполняется на три диапазона, охватывающих частоты 50...300 кГц. Для линий 500 кВ и выше выпускается фильтр ОКФП-500.

Заградитель преграждает выход токов высокой частоты за пределы линии. Выпускаемые промышленностью заградители ВЗ-500 рассчитаны на рабочий ток 700 А с пределами настройки 50...300 кГц. Высокочастотную обработку всех трех фаз выполняют на ЛЭП 330 кВ и выше. При меньших напряжениях обработка выполняется на двух, реже – на одной фазе.

Если при разработке главной схемы соединений выясняется, что какой-либо аппарат не был выбран, необходимо выполнить дополнительные расчеты. В принятую в начале проектирования схему вносятся все изменения и уточнения, которые были выявлены в результате выполнения последующих разделов проекта. После детальной разработки главная схема электрических соединений переносится с миллиметровки на стандартный лист.

На чертеже главной схемы рядом с условными обозначениями аппаратов слева или сверху от них приводятся номенклатурные обозначения типов, номинальные параметры и другие характеристики. Все надписи рекомендуется выносить «в рамочках», как это принято в проектных организациях, чтобы они не затемняли схему. Надписи выполняются для одного присоединения каждого типа. У сборных шин указываются номинальное напряжение, материал и сечение, на токопроводах – тип, материал и сечение токоведущей части.

Полностью выполненный чертеж в правом нижнем углу должен иметь штамп установленной формы.

8. КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ (ВЫБОР КОМПОНОВКИ И РАЗРАБОТКА ЧЕРТЕЖЕЙ)

8.1. Общие положения

При выборе типа конструкции РУ необходимо учитывать номинальное напряжение, схему электрических соединений, габариты устанавливаемого оборудования и условия внешней среды, которые задаются преподавателем – руководителем проекта.

РУ электрических станций и подстанций выполняются внутренней и наружной установки и соответственно называются закрытыми – с расположением оборудования в зданиях (ЗРУ) и открытыми – с расположением всего или основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ). РУ могут быть комплектными для внутренней установки (КРУ), для наружной установки (КРУН) и с элегазовой изоляцией (КРУЭ).

ЗРУ применяются, в основном, на напряжениях 6...10 кВ, а также на напряжениях 35...220 кВ при ограниченности площадок под РУ, в случае повышенной загрязненности атмосферы и при особо тяжелых климатических условиях (Крайний Север и др.).

ОРУ сооружаются на электростанциях и подстанциях при напряжениях 35 кВ и выше при нормальных условиях внешней среды. При проектировании рекомендуется применять комплектные ячейки 6...10 кВ, комплектные РУ, а также отдельные узлы заводского исполнения.

В курсовом проекте требуется выполнить конструктивные чертежи только для одного из РУ. По остальным РУ составляется краткое описание принятых решений. Основой для конструктивного выполнения РУ являются типовые конструктивные решения. Ведущими проектными организациями разработаны типовые конструкции РУ применительно к основным электрическим схемам, которые в настоящее время применяются на электростанциях и подстанциях. Описания и чертежи типовых конструкций РУ приведены в [2, 9, 11] (их можно найти в кабинете курсового проектирования кафедры). Таким образом, при выборе конструкций РУ в курсовом проекте необходимо подобрать соответствующий типовой проект, скомпоновать ячейки (камеры) согласно ранее выбранной схеме электрических соединений и проверить возможность установки выбранного оборудования в ячейках. После этого составляются эскизы разрезов и плана РУ, и по ним выполняются чертежи.

В пояснительной записке приводится обоснование принимаемой конструкции РУ и краткое ее описание.

При выполнении чертежей должны соблюдаться следующие требования:

1. Схема принятого РУ должна точно соответствовать главной схеме электрических соединений.

2. Габаритные размеры и внешний вид электрических аппаратов, изоляторов и шин должны быть взяты из каталогов и вычерчены в соответствующем масштабе. Допускаются небольшие упрощения в изображении аппаратов, не искажающие их форму.

3. На чертежах указываются размеры строительных конструкций (или основные размеры здания) и основные электрические расстояния, нормированные ПУЭ.

Конструктивный чертеж РУ должен содержать спецификацию электрических аппаратов, изоляторов и шин.

8.2. Рекомендации по разработке конструкции РУ

8.2.1. Закрытые РУ

Наибольшее распространение получили генераторные распределительные устройства (ГРУ) 6...10 кВ с одной системой сборных шин, выполняемые в одноэтажном здании [2, 9, 11]. В центральной части здания располагаются сборные шины и шинные разъединители, далее следуют ячейки генераторных, трансформаторных и секционных выключателей, групповых и секционных реакторов и шинных трансформаторов напряжения. У стены здания расположены ячейки КРУ. Имеются два подземных кабельных тоннеля и два вентиляционных канала. Оборудование в ГРУ располагают рядами в камерах - закрытых или огражденных. Вдоль фронта камер предусматривают коридор обслуживания. Реакторы устанавливают обычно в закрытых вентилируемых камерах, остальное оборудование - в открытых камерах, защищенных со стороны коридора сетчатым ограждением.

При разработке конструкции ГРУ с использованием типового проекта необходимо проверить соответствие размеров камер типового РУ выбранному оборудованию. Основная задача состоит в размещении секции сборных шин в ГРУ и распределении ячеек всех присоединений в пределах каждой секции. Секции сборных

шин размещают последовательно друг за другом по одну или обе стороны от центрального коридора управления. Расположение ячеек в ГРУ производят в следующем порядке. Сначала размещают ячейки межсекционных связей в соответствии с принятым расположением секций, затем – ячейки генераторов и трансформаторов, и в последнюю очередь на свободных местах – ячейки трансформаторов напряжения и шиносоединительных выключателей. ГРУ с двумя системами сборных шин размещается в двухэтажном здании. На верхнем этаже монтируются сборные шины и шинные разъединители, на нижнем – выключатели, реакторы и шкафы КРУ потребителей энергии на генераторном напряжении.

Таким образом, рекомендуется следующий порядок разработки конструкции ГРУ:

1. Изучаются типовые чертежи ЗРУ и выбирается конструкция, наиболее соответствующая схеме электрических соединений проектируемой станции.

2. Составляется схема заполнения ГРУ применительно к принятой компоновке и уточняется главная схема соединений.

3. При составлении схемы заполнения необходимо учесть, что выводы к генераторам должны быть выполнены по одну сторону ГРУ, а к трансформаторам связи - в противоположную сторону.

4. Разрабатывается поперечный разрез ГРУ в масштабе 1:20 или 1:50.

ЗРУ напряжением 35...220 кВ проектируются также с применением типовых проектов. В отличие от ГРУ они выполняются с двумя системами шин или с двумя рабочими и обходной системами шин. Все присоединения в таких ЗРУ располагаются с одной стороны здания. Оборудование в ЗРУ размещается на разных уровнях: тяжелое оборудование (выключатели) – на уровне земли, сборные шины и шинные разъединители – друг над другом выше выключателей. Общие принципы компоновки ЗРУ повышенных напряжений практически не отличаются от принципов компоновки ГРУ.

8.2.2. Открытые РУ

Компоновку ОРУ выбирают, исходя из схемы соединений, перспектив развития и особенностей конструкции устанавливаемых электрических аппаратов. При этом большое значение имеет число

рядов размещения выключателей, количество ярусов расположения проводов и тип разъединителей. В ОРУ со сборными шинами рекомендуется следующее расположение выключателей:

- 1) при схемах с одной или двумя системами шин – в два ряда;
- 2) при схемах с обходной системой шин – в один ряд;
- 3) при схемах 3/2 выключателя на цепь – в три ряда;
- 4) при мостиковых схемах, многоугольниках и т.п. – так, чтобы можно было осуществить расширение ОРУ без его коренной реконструкции.

Типовые проекты ОРУ разработаны для всех схем электрических соединений [2, 9, 11, 14]. Особенностью этих проектов является то, что на чертежах планов и разрезов по ячейкам показаны только места установки выключателей. Установочные чертежи выключателей разных типов приводятся отдельно.

Разработка ОРУ с использованием типового проекта сводится к выбору расположения ячеек и компоновке в ячейках выбранного оборудования. При расположении ячеек целесообразно:

- 1) присоединения трансформаторов чередовать с отходящими линиями;
- 2) трансформаторы напряжения и разрядники размещать в ячейках силовых трансформаторов или в линейных ячейках;
- 3) шиносоединительные и обходные выключатели располагать в средней части ОРУ.

Размещение выбранных выключателей и другого оборудования в ячейках производится при разработке эскизов разрезов по характерным ячейкам ОРУ. При этом требуется обеспечить расстояние в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ не менее указанных в ПУЭ. Кроме того, необходимо учитывать особенности конструктивного исполнения разъединителей и возможности применения современных средств механизации при монтаже и ремонте выключателей и другого оборудования.

На конструктивном чертеже приводятся план ОРУ и разрезы по двум из перечисленных ячеек: трансформатора, линии, шиносоединительного выключателя, обходного выключателя по ячейке трансформаторов напряжения и т.п., выполненные в масштабе 1:100 или 1:200. Разрезы конкретных ячеек принимаются по согласованию с руководителем проекта. На плане и разрезах должны быть показаны: аппараты ОРУ, ошиновка и изоляторы; порталы, опоры, места установки молниеотводов; проезды для транспорта и механизмов; кабельные каналы.

8.2.3. Комплектные РУ

Комплектные РУ 6...35 кВ широко используются на электрических станциях и подстанциях. Применением КРУ достигаются: повышение надежности работы РУ; сокращение объема монтажных работ на месте установки и сроков сооружения РУ; повышение безопасности обслуживания; возможность быстрой замены неисправного выключателя (при использовании шкафов с выключателем на выкатной тележке). В качестве изоляции между токоведущими частями разных фаз, а также между токоведущими и заземленными частями, можно применять воздух или элегаз. Комплектные РУ komponуют из отдельных типовых шкафов, изготовленных на заводах и поставленных в сборном или полностью подготовленном для сборки виде [4]. Они представляют собой наиболее современное и прогрессивное конструктивное решение.

9. РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ

9.1. Общая часть

В качестве спецвопроса в курсовом проекте может быть задана разработка устройства молниезащиты и заземления ОРУ. Устройство молниезащиты обеспечивает защиту ОРУ от прямых ударов молнии (ПУМ), осуществляемую с помощью стержневых молниеотводов. Разработка молниезащиты ОРУ заключается в выборе типа, высоты и мест установки молниеотводов, чтобы все токоведущие части и аппараты ОРУ располагались в их зонах защиты. Необходимые для расчета зон защиты геометрические размеры ОРУ принимаются из его конструктивных чертежей.

Заземляющее устройство ОРУ используется одновременно для защитного, рабочего и грозозащитного заземлений. При проектировании устройства заземления необходимо выбрать такие его конструкцию и размеры, при которых сопротивление растеканию тока не превышает допустимого по ПУЭ значения.

Результаты расчетов отражаются в графической части проекта и в расчетно-пояснительной записке. На плане ОРУ указываются места установки молниеотводов и их защитные зоны. Чертеж заземления ОРУ выполняется на миллиметровке и приводится в записке.

9.2. Выбор типа стержневых молниеотводов

В состав стержневого молниеотвода входят четыре конструктивных элемента: молниеприемник, несущая конструкция, токопровод и заземлитель. Если функции несущей конструкции выполняют порталы, в качестве заземлителя используется общее заземляющее устройство ОРУ. Отдельно стоящие молниеотводы имеют обособленный заземлитель.

На порталах стержневые молниеотводы устанавливаются обычно в виде стальной трубы, нередко состоящей из труб нескольких диаметров. Молниеотводы высотой более 5 м имеют в основании решетчатую конструкцию из угловой стали. Крепление молниеотводов к порталам ОРУ осуществляется хомутами и крепежными планками посредством болтов и сварки.

Установка молниеотводов на порталах ОРУ является наиболее простым и экономичным решением. Однако при поражении молниеотвода молнией значительно возрастает напряжение на заземляющем контуре и заземляемых частях ОРУ. Поэтому должны быть приняты меры для предупреждения обратных перекрытий изоляции, вероятность которых тем выше, чем ниже $U_{\text{ном}}$ ОРУ, так как с понижением $U_{\text{ном}}$ снижается уровень изоляции ее оборудования. Выходом из положения является установка отдельно стоящих молниеотводов с обособленным заземлителем. Наибольшее применение получили отдельно стоящие молниеотводы на металлических опорах из прокатной угловой стали с площадками для установки прожекторов высотой до 40 м, разработанные в 1976 г. Северо-западным отделением института "Энергосетьпроект". Защита от ПУМ оказывается при этом дороже, но значительно надежнее. При выборе конструкции молниеотводов ОРУ сопоставляются приведенные затраты по указанным вариантам с учетом ущерба, который может принести поражение ОРУ молнией.

Согласно руководящим указаниям, в ОРУ 220 кВ и выше молниеотводы всегда устанавливаются на порталах. В ОРУ 110 и 150 кВ молниеотводы на порталах устанавливаются при удельных сопротивлениях грунта (ρ) в грозовой сезон менее 1000 Ом·м. При $1000 \leq \rho \leq 2000$ Ом·м установка молниеотводов на порталах ОРУ 110 и 150 кВ допускается при условии, что площадь, занимаемая заземляющим контуром, составляет не менее 10000 м². При таких

размерах контура обеспечивается сопротивление молниеотвода, позволяющее снизить импульсное напряжение на заземлителе до безопасной величины. На конструкциях ОРУ 35 кВ молниеотводы устанавливаются при грунтах с $\rho \leq 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ независимо от размеров площади заземляющего контура подстанции и при грунтах с $500 \leq \rho \leq 750 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ с площадью контура не менее 10000 м^2 . При этом фазная изоляция ОРУ 35 кВ выполняется на класс напряжения 110 кВ.

Установка молниеотводов на трансформаторных порталах допускается при соблюдении следующих условий:

- 1) удельное сопротивление грунта не превышает $350 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
- 2) непосредственно на выводах обмоток 3...35 кВ трансформаторов или на расстоянии не более 5 м от них должны быть установлены вентильные разрядники.

Если перечисленные выше требования не выполняются, применяются отдельно стоящие молниеотводы с обособленным заземлителем. При их установке расстояние в земле между обособленным заземлителем и ближайшей к нему точкой заземляющего контура должно быть не менее 3 м. Аналогично расстояние по воздуху от молниеотвода до токоведущих частей ОРУ должно быть не менее 5 м. Сопротивление обособленного заземлителя не должно превышать 25 Ом. Отдельно стоящие стержневые молниеотводы выполняют также функции прожекторных мачт. Их устанавливают по углам площадки ОРУ независимо от наличия молниеотводов на порталах и учитывают при построении защитной зоны ОРУ. Как правило, отдельно стоящие молниеотводы совместно с молниеотводами, установленными на здании машзала, обеспечивают защиту от ПУМ гибких связей и шинных мостов.

Допускается не защищать от ПУМ:

- 1) ОРУ 20...35 кВ с трансформаторами единичной мощностью 1000 кВА и менее в районах с интенсивностью грозовой деятельности не более 70 ч в год;
- 2) ОРУ 20...35 кВ с интенсивностью грозовой деятельности не более 20 ч в год;
- 3) подстанции 220 кВ и ниже с $\rho \geq 2000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ с интенсивностью грозовой деятельности не более 20 ч в год.

9.3. Расчет зон защиты молниеотводов

После выбора типа стержневых молниеотводов определяют их количество, взаимное расположение и высоту. Этот расчет выполняется в соответствии с [10].

Расчет молниезащиты ОРУ ведется по зонам. Зона защиты одиночного молниеотвода высотой до 60 м представляет собой круговой конус, размеры которого определены во Всесоюзном электротехническом институте на основе обширных лабораторных исследований, опыта эксплуатации и сведений о развитии разрядов молнии. При этом вероятность прорыва молнии к электрооборудованию ОРУ внутри зоны защиты не превышает допустимой ПУЭ величины, равной 0,001 (один удар из 1000 разрядов молнии прорывается к токоведущим частям, аппаратам ОРУ, минуя молниеотвод). Для защиты ОРУ применяются многократные молниеотводы, расположенные в вершинах квадратов или в шахматном порядке. В результате общая зона защиты ОРУ складывается из ряда зон защиты трех или четырех молниеотводов, которые при одинаковых высотах молниеотводов определяются согласно рис. 9.1. Очертание внешней зоны защиты (кривая mXO) совпадает с зоной защиты одиночного молниеотвода и определяется по формуле

$$r_x = \frac{1,6 h_a h_m K_h}{h_m + h_x}, \quad (9.1)$$

где r_x – радиус зоны защиты;

$h_m, h_x, h_a = h_m - h_x$ – высота соответственно молниеотвода, защищаемого объекта, активная высота молниеотвода;

K_h – поправочный коэффициент для высоких молниеотводов, $K_h = 1$ при $h_m = 30$ м; $K_h = \sqrt{30/h_m}$ при $30 \leq h_m \leq 100$ м.

В общем случае радиус защитной зоны определяется соответственно на высоте расположения токоведущих частей электрических аппаратов, сборных шин и проводов ячейки. Высота расположения сборных шин и проводов ячейки определяется высотой шинных и ячейковых порталов ОРУ. Построение зон защиты молниеотводов начинают с проводов верхнего яруса (ячейки). Зоны защиты для проводов нижнего яруса (сборных шин и аппаратов)

строят в том случае, если они не вписываются в зону защиты проводов верхнего яруса.

Очертание верхней границы KI_m (см. рис. 9.1) совпадает с зоной защиты двухкратного молниеотвода и имеет вид дуги окружности, причем расстояние

$$r_h = \frac{a}{7K_h}, \quad (9.2)$$

где a – расстояние между молниеотводами, определяемое из конструктивного чертежа ОРУ.

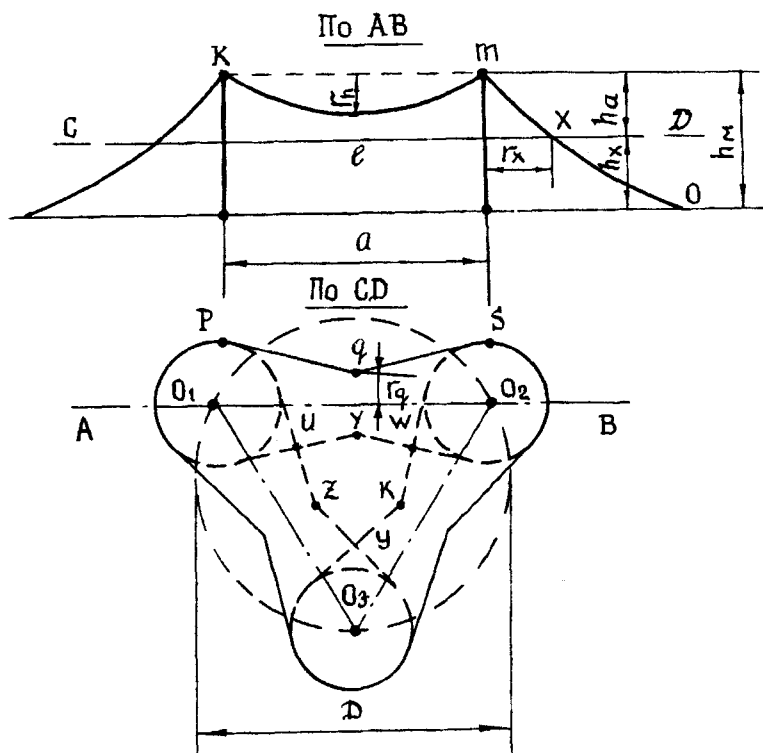


Рис. 9.1. Зона защиты многократного молниеотвода

Внешняя граница r_qS (см. рис. 9.1) образуется двумя отрезками прямых, причем расстояние r_q , равное половине наименьшей ширины зоны двукратного молниеотвода, определяется по кривым [10] или по формуле

$$r_q \approx r_x \frac{7 h_a K_h - a}{12,5 h_a K_h - a} \cdot \frac{12,5}{7}. \quad (9.3)$$

Образующийся внутренний многоугольник UVWKEYZ также защищен достаточно надежно, если диаметр окружности

$$D \leq 8 h_a K_h. \quad (9.4)$$

Пример построения зоны защиты ОРУ 110 кВ от ПУМ показан на рис. 9.2. На рисунке изображены только порталы ОРУ. Так как удельное сопротивление грунта – менее 2000 Ом·м, стержневые молниеотводы устанавливаются на конструкциях порталов ОРУ. Места их установки выбираются так, как это показано на рис. 9.2. Основанием к этому служит прикидочный расчет размещения минимального числа стержневых молниеотводов с $h_a = 5 \dots 10$ м.

Площадка ОРУ разбивается на секторы I-IV, и определяются условия защиты каждого сектора.

Минимальная активная высота молниеотводов для защиты прямоугольного сектора II

$$h_a = \frac{D}{8} = \frac{55}{8} = 6,9 \text{ м};$$

для защиты прямоугольного сектора I

$$h_a = \frac{50}{8} = 6,25 \text{ м};$$

для защиты треугольного сектора IV

$$h_a = \frac{55}{8} = 6,9 \text{ м}.$$

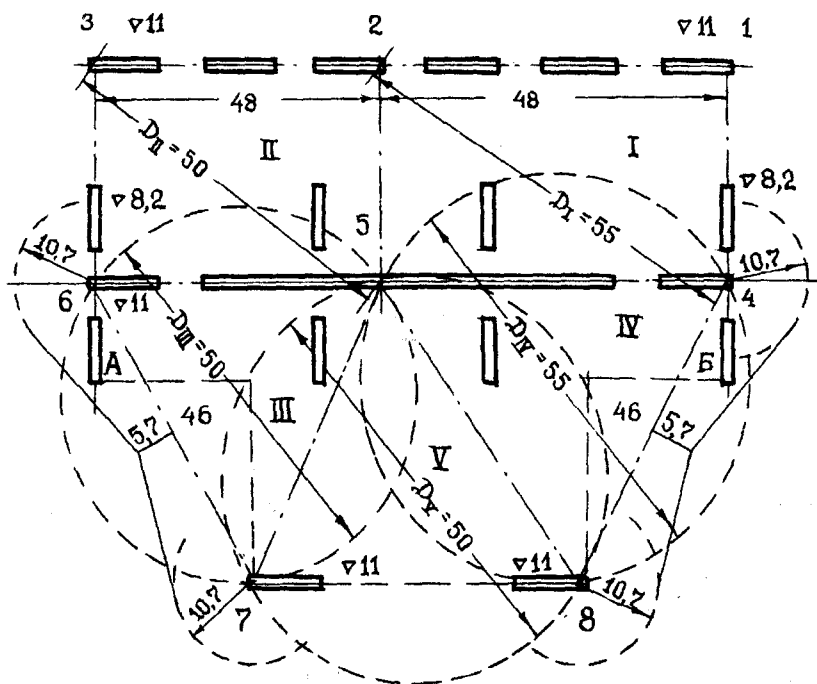


Рис 9.2. К примеру расчета

Для всех молниеотводов принимается высота $h_a = 7$ м. Как видно из рис. 9.2, шинные порталы А и Б, имеющие высоту 8,2 м, находятся за пределами треугольных секторов III и IV. Для проверки защищенности этих порталов производится построение защитных зон для двойных стержневых молниеотводов 4-8 и 6-7. Молниеотводы установлены на ячейковых порталах ОРУ высотой 11 м. Полная их высота

$$h_m = 11 + 7 = 18 \text{ м.}$$

Активная высота по отношению к шинным порталам ОРУ составляет

$$h_a = 18 - 8,2 = 9,8 \text{ м.}$$

Затем строится защитная зона молниеотводов на высоте 8,2 м:

$$r_x = \frac{1,6 h_a}{1 + \frac{h_x}{h}} = \frac{1,6 \cdot 9,8}{1 + \frac{8,2}{18}} = 10,7 \text{ м};$$

r_q находится приближенно по формуле

$$r_q = 10,7 \cdot \frac{7 \cdot 9,8 - 46}{12,5 \cdot 9,8 - 46} \cdot \frac{12,5}{7} = 5,7 \text{ м}.$$

Построение, выполненное на рис. 9.2, показывает, что порталы I и V входят в защитную зону молниеотводов, установленных на ячейковых порталах ОРУ, поэтому их установка на шинных порталах не требуется.

9.4. Конструктивное исполнение устройств заземления ОРУ

Для присоединения средств грозозащиты используется общее заземляющее устройство ОРУ. Это устройство в общем случае образуется естественными и искусственными заземлителями, а также заземляющими проводниками. При устройстве заземлителя, в первую очередь, используются естественные заземлители. Согласно [10], в качестве естественных заземлителей рекомендуется использовать:

1) заземлители опор высоковольтных линий, соединенные с заземляющим устройством при помощи грозозащитного троса линии;

2) свинцовые оболочки кабелей, проложенных в земле;

3) проложенные в земле водопроводные и другие металлические предметы, за исключением трубопроводов горючих жидкостей и взрывных газов;

4) металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, находящиеся в соприкосновении с землей.

Естественные заземлители, как правило, не обеспечивают соответствие установленным ПУЭ нормам на допустимое сопротивление

растеканию тока. Согласно ПУЭ, допустимое сопротивление растеканию для ОРУ 100...750 кВ должно составлять в любое время года не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

Искусственные заземлители выполняются в виде сетки из проводников, уложенных в землю горизонтально на глубине 0,5...0,8 м. Сетку дополняют вертикальными проводниками длиной 3...20 м, ввинчиваемыми (погружаемыми) в землю, по возможности, равномерно по периметру сетки. Вертикальные электроды устанавливаются также у молниеотводов. Рекомендуемые расстояния между вертикальными заземлителями a_g в зависимости от их длины l_g и площади искусственного заземлителя S выбираются по табл. 9.1.

Таблица 9.1

Зависимости $\frac{a_g}{e_g}$ в функции $\frac{l_g}{\sqrt{S}}$

l_g/\sqrt{S}	0,5 и более	0,4	0,3	0,2	0,1	0,05	менее 0,05
a_g/e_g	0,5	0,8	1,0	1	2	3	3...4

Для горизонтальных проводников заземлителя применяют стальные полосы сечением не менее 40 x 4 мм² или сталь круглого сечения диаметром не менее 8 мм. Вертикальные проводники выполняются обычно из круглой стали диаметром 10 мм.

Электрические аппараты и конструкции ОРУ, подлежащие заземлению, присоединяются к сетке с помощью коротких проводников (спусков). Спуски прокладываются на глубине не менее 0,3 м и при расчете сопротивления заземлителя не учитываются. Продольные горизонтальные заземлители должны быть проложены вдоль осей оборудования на расстоянии 0,8...1,0 м от фундамента или основания оборудования. Поперечные заземлители сетки следует прокладывать в удобных местах между оборудованием. Расстояние между ними принимается увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м.

Прокладка продольных и поперечных горизонтальных заземлений обязательна вблизи мест расположения заземляемых нейтралей трансформаторов, вентиляных разрядников и молниеотводов при их установке на порталах ОРУ.

Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединений нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству, не должны превышать $6 \times 6 \text{ м}^2$. Размещение продольных и поперечных горизонтальных заземлителей определяется также удобством присоединения заземляемого оборудования и требованиями, предъявляемыми к устройствам молниезащиты. Расстояние от границ заземлителя до забора ОРУ должно быть не менее 3 м. При этом металлические части забора не должны присоединяться к заземлителю во избежание выноса его потенциала за пределы территории.

9.5. Расчет заземляющего устройства ОРУ

Расчет заземляющего устройства в курсовом проекте заключается в определении общего количества и длины вертикальных заземлителей. Расчет сопротивления заземлителя в настоящее время базируется на методах физического моделирования [14]. Величина сопротивления заземлителя зависит от величины удельного сопротивления грунта, Ом·м. В общем случае грунт, в котором располагаются заземлители, является неоднородным по глубине вследствие своего геологического строения и наличия грунтовых вод. Удельное сопротивление грунта изменяется в связи с его промерзанием, высыханием и увлажнением. При расчете реальная электрическая структура земли заменяется расчетной моделью в виде двухслойного пространства с удельным сопротивлением, одинаковым в пределах каждого слоя (ρ_1 и ρ_2).

При выполнении курсового проекта величины ρ_1 и ρ_2 , а также климатическая зона, принимаются по табл. 9.2, исходя из последней цифры порядкового номера фамилии студента в групповом журнале.

Варианты величин ρ_1 , ρ_2 и климатической зоны

Номера вариантов	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ρ_1	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
ρ_2	40	80	150	300	280	400	500	590	650	840
Климатическая зона	III	III	II	II	II	II	II	I	I	I

Величину ρ_1 необходимо привести к расчетным условиям, умножая на сезонный коэффициент (табл. 9.3).

Таблица 9.3

Сезонные коэффициенты K_c и толщина слоя сезонных изменений H_c

Климатические зоны	K_c при влажности земли перед измерением			H_c , м
	повышенной	средней	пониженной	
I	7	4	2,7	2,2
II	5	2,7	1,9	2,0
III	4	2,0	1,5	1,8
IV	2,5	1,4	1,1	1,6

Расчет сопротивления заземлителя в неоднородном грунте ($\rho_1 \geq \rho_2$) производится по эквивалентному удельному сопротивлению $\rho_{эк}$ при котором сопротивление заземлителя имеет то же значение, что и в неоднородном грунте. Эквивалентное $\rho_{эк}$ зависит от относительных характеристик грунта, конструкции и линейных размеров заземлителя. Его определение производится с помощью диаграмм [15].

Сопротивление заземляющего устройства ОРУ определяется параллельным сложением сопротивлений естественного и искусственного заземлителей. Сопротивления естественных заземлителей приближенно принимаются по данным, приведенным в [15]. Общее сопротивление естественного заземлителя R_e определяется путем параллельного сложения найденных значений для составляющих его элементов. Как правило, значение R_e превышает $R_{доп}$ для

ОРУ. Но даже если $R_e < R_{доп}$, то, согласно ПУЭ, необходимо выполнение заземляющего контура в виде заземляющей сетки без вертикальных заземлителей. Если $R_e > R_{доп}$, сооружается искусственный заземлитель, сопротивление которого равно

$$R_{и доп} = \frac{R_e R_{доп}}{R_e - R_{доп}}. \quad (9.5)$$

Расчетное значение R_n определяется по эмпирической формуле

$$R_{и расч} \approx \rho_{эк} \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_2 + n l_g} \right), \quad (9.6)$$

где n – число вертикальных заземлителей;

l_g – длина одного вертикального заземлителя.

Реальная площадь ОРУ заменяется эквивалентным квадратом со стороной \sqrt{S} , где S является площадью ОРУ. Общая протяженность горизонтальных заземлителей L_2 определяется по плану ОРУ.

Коэффициент A зависит от отношения l_g / \sqrt{S} (табл. 9.4).

Т а б л и ц а 9.4

Значение коэффициента A

l_g / \sqrt{S}	0	0,02	0,05	0,1	0,2	0,5
A	0,44	0,43	0,4	0,37	0,33	0,26

Если $R_{и расч}$ превышает $R_{н доп}$, необходимо увеличить длину и количество вертикальных заземлителей.

Пример расчета заземляющего устройства подстанции 110/6 кВ.

Подстанция занимает территорию $64 \times 100 \text{ м}^2$ и расположена во II климатической зоне. Грунт однородный. Удельное сопротивление грунта в летний период при нормальной влажности составляет

200 Ом·м. Имеются три кабеля 6 кВ и три отходящих линии напряжением 110 кВ на железобетонных опорах с одним тросом. Средняя длина пролета составляет $l_{\text{пр}} = 250$ м. Трос имеет сечение 50 мм^2 .

Решение. По табл. 9.3 определяется сезонный коэффициент $K_c = 2,7$. Поскольку грунт однородный, удельное сопротивление верхнего и нижних слоев различается только на величину сезонного коэффициента:

$$K_c = \frac{\rho_1}{\rho_2} = 2,7.$$

При устройстве заземлителя подстанции, в первую очередь, необходимо использовать естественные заземлители системы трос-опоры ВЛ 110 кВ и оболочки кабелей 6 кВ.

Определим величину сопротивления естественных заземлителей системы трос-опоры [15]:

$$R_{\text{т-о}} = \sqrt{R_{\text{доп}} I_{\text{т}}'}$$

где $R_{\text{т}}' = 0,003$ Ом/м (сопротивление 1 м троса сечением 50 мм^2);

$l_{\text{пр}} = 250$ м;

$R_{\text{доп}} = 15$ Ом (допустимое сопротивление заземлителя под опорами при $\rho = 200$ Ом·м).

Отсюда

$$R_{\text{т-о}} = \sqrt{0,003 \cdot 250 \cdot 15} = 3,35 \text{ Ом}.$$

При пуске подстанций включаются сразу три ВЛ 110 кВ. Тогда

$$R_{\text{т-о}} = \frac{R_{\text{т-о}}}{3} = \frac{3,35}{3} = 1,11 \text{ Ом}.$$

Сопротивление оболочек кабелей равно $R_k = 2$ Ом [15].

Общее сопротивление естественных заземлителей равно

$$R_e = \frac{R_{T-0} \cdot R}{R_{T-0} + R_k} = \frac{1,11 \cdot 2}{1,11 + 2} = 0,714 \text{ Ом.}$$

Так как $R_e > 0,5$ Ом, необходимо сооружение искусственного заземлителя в виде сетки, дополненной вертикальными заземлителями. Сетка образуется горизонтальными продольными полосами, уложенными вдоль осей оборудования на глубине 0,7 м, и поперечными полосами, проложенными в удобных местах между оборудованием с учетом требований, предъявляемых к устройствам молниезащиты. К сетке по ее периметру добавляются вертикальные заземлители длиной 5 м. Расстояние между ними выбирается 10 м (табл. 9.1). Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную квадратную модель со стороной

$$\sqrt{S} = \sqrt{64 \cdot 100} = 80 \text{ м.}$$

Вычисляем общую протяженность горизонтальных заземлителей сетки L_z по плану заземлителя подстанций. Она равна $L_z = 1860$ м.

Число вертикальных заземлителей по периметру контура при

$$\frac{a_g}{l_g} = 2.$$

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{2 \cdot l_g} = \frac{80 \cdot 4}{10} = 32.$$

Общая длина вертикальных заземлителей

$$\alpha_B = l_g \cdot n_B = 5 \cdot 32 = 160 \text{ м.}$$

Определяем общее сопротивление сложного заземлителя, преобразованного в расчетную модель:

$$R_{u \text{ расч}} = \frac{A \cdot \rho_{\text{ЭК}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{ЭК}}}{L_z + L_g},$$

где $\rho_{\text{ЭК}}$ определяется по кривым [15, рис. 30.12].

Для этого определяется отношение

$$\frac{H_c - t}{l_g} = \frac{2 - 0,7}{5} = \frac{1,3}{5} = 0,26;$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = 2,7.$$

Поэтому

$$\frac{\rho_{эк}}{\rho_2} = 1,23; \rho_{эк} = 1,23 \cdot 200 = 246 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Коэффициент $A = 0,394$ (табл. 9.4).

Тогда

$$R_{и\text{ расч}} = \frac{0,394 \cdot 80}{80} + \frac{246}{1850 + 160} = 1,33 \text{ Ом}.$$

Сопротивление заземляющего устройства в целом

$$R_3 = \frac{R_e \cdot R_{и\text{ расч}}}{R_e + R_{и\text{ расч}}} = \frac{0,799 \cdot 1,33}{0,799 + 1,33} = 0,499 \text{ Ом},$$

что соответствует нормам ПУЭ для эффективно заземленных сетей ($R_{доп} = 0,5 \text{ Ом}$).

Литература

1. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. – Л.: Энергоатомиздат, 1985.
2. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. – 3-е изд. – М.: Энергия, 1985.
3. Инструкция по расчету токов КЗ с использованием ЭЦВМ.
4. Неклепаев Ю.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
5. Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35...750 кВ. – М.: Энергия, 1977.
6. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей. – М.: Энергия, 1974.
7. Околович М.Н. Проектирование электрических станций. – М.: Энергоиздат, 1982.
8. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., испр. и доп. – М.: Госэнергонадзор, 2000.
9. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
10. Руководящие указания по расчету зон защиты стержневых и тросовых молниеотводов. – М.: СЦНТИ, 1974.
11. Справочник по проектированию электроэнергетических систем /Под ред.С.С.Рокотяна, И.М.Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
12. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы. – 3-е изд. – М.: Энергия, 1970.
13. Фельдман М.Д., Черновец А.К. Особенности электрической части атомных электростанций. – М.: Энергия, 1972.
14. Электротехнический справочник. – 6-е изд. – М.: Энергоиздат, 1982.
15. Электрическая часть станций и подстанций /Под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
16. Стрелюк М.И., Сергей И.И., Бладыко Ю.В. Инструкция по эксплуатации пакета программ EDY4 «Расчет гибких проводов РУ и ВЛ на электродинамическое действие токов короткого замыкания». – Мн., 1996.

17. Стрелюк М.И., Сергей И.И., Бладыко Ю.В. Методические указания по расчету на ЭВМ гибкой ошиновки ОРУ на электродинамическое действие токов трехфазного короткого замыкания. – Мн., 1987.

18. Стрелюк М.И., Сергей И.И., Бладыко Ю.В. Инструкция по эксплуатации пакета программ MR21 «Механический расчет гибких проводов РУ и ВЛ». – Мн., 1996.

19. Стрелюк М.И., Сергей И.И., Бладыко Ю.В. Программа «Механический расчет гибкой ошиновки РУ и проводов ВЛ». – Мн., 1994.

Образец оформления обложки курсового проекта (работы)

**БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**

Факультет _____

Кафедра _____

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ (РАБОТА)

по дисциплине _____

Тема: _____

Исполнитель: студент (факультет, курс, группа)

(фамилия, имя, отчество)

Руководитель проекта _____

(ученое звание, ученая степень, должность)

(фамилия, имя, отчество)

**Образец оформления титульного листа курсового
проекта (работы)**

**БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**

Кафедра _____

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к курсовому проекту (работе)
по дисциплине _____
_____**

Тема: _____

Исполнитель: _____ (фамилия, инициалы)
(подпись)

студент _____ курса _____ группы

Руководитель _____ (фамилия, инициалы)
(подпись)

Содержание

Введение.....	3
1. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ВЫДАЧИ ЭНЕРГИИ И ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (ПОДСТАНЦИЙ) ..	5
1.1. Общие положения.....	5
1.2. Разработка структурных схем.....	6
1.3. Выбор числа и мощности генераторов электростанции. .	10
1.4. Выбор числа и мощности трансформаторов электростанций и подстанций.....	11
2. ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ.....	15
2.1. Определение числа присоединений в РУ.....	15
2.2. Выбор схем распределительных устройств.....	17
2.3. Собственные нужды электрических станций и подстанций. .	19
2.4. Техничко-экономическое сравнение вариантов.....	21
3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	25
3.1. Расчетные условия короткого замыкания.....	25
3.2. Расчет токов КЗ для выбора электрических аппаратов. .	26
3.3. Выбор секционных и линейных реакторов.....	27
3.4. Расчет тока КЗ в произвольный момент времени переходного процесса.....	28
4. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ.....	30
4.1. Расчетные условия для выбора электрических аппаратов.....	30
4.2. Особенности выбора измерительных трансформаторов. .	36
5. ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ.....	40
5.1. Общие сведения.....	40
5.2. Выбор шин.....	41
5.3. Выбор изоляторов.....	46
5.4. Выбор токопроводов.....	47
5.5. Выбор кабелей.....	48
6. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ.....	49

7. РАЗРАБОТКА ЧЕРТЕЖА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ.	50
7.1. Общие принципы построения главной схемы электриче- ских соединений.	50
7.2. Схемы цепей генераторов и трансформаторов.	51
7.3. Схемы токопроводов и сборных шин.	52
7.4. Размещение в главной схеме электрических аппаратов.	53
8. КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ (ВЫБОР КОМПОНОВКИ И РАЗРАБОТКА ЧЕРТЕЖЕЙ)	57
8.1. Общие положения.	57
8.2. Рекомендации по разработке конструкции РУ.	58
9. РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ.	61
9.1. Общая часть.	61
9.2. Выбор типа стержневых молниеотводов.	62
9.3. Расчет зон защиты молниеотводов.	64
9.4. Конструктивное исполнение устройств заземления ОРУ.	68
9.5. Расчет заземляющего устройства ОРУ.	70
Литература	76
ПРИЛОЖЕНИЯ.	78

Учебное издание

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к курсовому проектированию по дисциплине
“Электрическая часть электрических станций и подстанций”
для студентов специальностей:
1-43 01 01 “Электрические станции”,
1-43 01 02 “Электроэнергетические системы и сети”,
1-43 01 03 “Электроснабжение”,
1-53 01 04 “Автоматизация и управление энергетическими
процессами” (специализация – 1-53 01 04 03 “Автоматизация
и релейная защита электроустановок”)

Составители: МАЗУРКЕВИЧ Владимир Николаевич
СВИТА Леонтий Николаевич
СЕРГЕЙ Иосиф Иосифович

Редактор Т.А. Палилова. Корректор М.П. Антонова
Компьютерная верстка А.Г. Гармазы

Подписано в печать 22.12.2003.

Формат 60x84 1/16. Бумага типографская № 2.

Печать офсетная. Гарнитура Таймс.

Усл.печ.л. 4,8. Уч.-изд.л. 3,7. Тираж 250. Заказ 313.

Издатель и полиграфическое исполнение:

Белорусский национальный технический университет.

Лицензия ЛВ № 155 от 30.01.2003. 220013, Минск, проспект Ф.Скорины, 65.