

**Калужский филиал
федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования
«Петербургский государственный университет путей сообщения
императора Александра I»**

**Методические указания
для выполнения курсового проекта
по профессиональному модулю**

**ПМ.01. Техническое обслуживание оборудования
электрических подстанций и сетей**

МДК 01.01. Устройство и техническое обслуживание электрических подстанций

программы подготовки специалистов среднего звена
по специальности СПО

13.02.07 Электроснабжение (по отраслям)

Базовая подготовка

ВВЕДЕНИЕ

Студенты специальности 13.02.07 Электроснабжение (по отраслям) выполняют курсовой проект по МДК 01.01. Устройство и техническое обслуживание электрических подстанций.

Курсовое проектирование имеет цель развить у студентов умение применять полученные знания при решении практических вопросов, закрепить знания, подготовить студента к выполнению дипломного проектирования.

Руководителю курсового проектирования предоставляется возможность вносить изменения в исходные данные, варьировать содержание проекта, изменять перечень вопросов, которые должны решить студенты.

Курсовой проект состоит из расчетно-пояснительной записки и графической части.

Расчетно-пояснительная записка курсового проекта может содержать следующие разделы:

1. Введение.
2. Краткая характеристика объекта проектирования.
3. Обработка графиков нагрузок потребителей.
4. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на проектируемой подстанции.
5. Выбор главной схемы электрических соединений подстанции.
6. Расчет токов короткого замыкания. Определение необходимости ограничения токов короткого замыкания.
7. Выбор основного электрооборудования и токоведущих частей.
8. Выбор релейной защиты и автоматики подстанции.
9. Измерение и учет электроэнергии.
10. Выбор оперативного тока и источников питания.
11. Собственные нужды подстанции.
12. Регулирование напряжения на подстанции.
13. Выбор конструкции распреустройств всех напряжений, компоновка сооружений на площадке подстанции.

14. Заземление подстанции.
15. Молниезащита подстанции.
16. Заключение.

1. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

1.1. ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Исходными данными для проектирования районной понизительной подстанции являются [1]:

- схема сетевого района с указанием местоположения проектируемой подстанции и напряжения питающей сети;
- характеристика потребителей: максимальная суммарная нагрузка на шинах 10 кВ подстанции, суточные графики нагрузок на пониженных напряжениях (10 и 35 кВ), категории потребителей;
- количество отходящих линий на каждом напряжении.

Студент выполняет один из вариантов задания, который получает от преподавателя.

1.2. ОБРАБОТКА ГРАФИКОВ НАГРУЗОК

По заданным суточным графикам нагрузок в относительных единицах (P/P_{\max}) и максимальной нагрузки на шинах пониженного напряжения (P_{\max}) строят зимний и летний суточные графики на шинах 10 кВ при двухобмоточных трансформаторах и на всех напряжениях (НН, СН, ВН) - при трехобмоточных [2].

Для подстанций с трехобмоточными трансформаторами (на три напряжения) нагрузка в задании дана для обмотки ВН, поэтому перед тем, как строить графики, студент должен задаться распределением нагрузки между СН и НН.

По зимнему суточному графику вычисляют коэффициент нагрузки (заполнения графика)

$$k_n = \frac{W_{\text{зим}}}{24 \cdot P_{\max}} = \frac{P_{\text{сп}}}{P_{\max}} = \frac{S_{\text{сп}}}{S_{\max}}. \quad (2-1)$$

По полученным зимнему и летнему суточным графикам необходимо построить годовой график по продолжительности нагрузок (один при

двухобмоточном трансформаторе и для каждой обмотки - при трехобмоточном). Продолжительность зимнего периода можно условно принять 213 суток, а летнего - 152 (можно, соответственно, 183 и 182 суток).

По годовым графикам вычисляют:

– количество электроэнергии, потребляемое проектируемой подстанцией за год

$$W_{год} = \sum P_i \cdot T_i, \text{ кВт ч}; \quad (2-2)$$

– среднегодовую нагрузку

$$P_{cp} = \frac{W_{год}}{8760}, \text{ кВт}; \quad (2-3)$$

– коэффициент нагрузки

$$k_n = \frac{W_{год}}{P_{max} \cdot 8760} = \frac{P_{cp}}{P_{max}}; \quad (2-4)$$

– продолжительность использования максимальной нагрузки

$$T_{max} = \frac{W_{год}}{P_{max}} = k_n \cdot 8760, \text{ ч}; \quad (2-5)$$

– время потерь τ для каждого напряжения. Находится по кривым [3]:
 $\tau = f(I_{max}; \cos \varphi)$.

1.3. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

Исходя из требований обеспечения надежности электроснабжения потребителей, нормами технологического проектирования подстанций на районных подстанциях, имеющих потребителей первой и второй категорий, как правило, предусматривается установка двух трансформаторов /4/.

Мощность трансформаторов двухтрансформаторной подстанции определяется на основании технико-экономического сравнения двух-трех вариантов

мощности. Для первого варианта мощность трансформатора можно подсчитать по формуле

$$S_{T,1} = \frac{S_{\max} \cdot K_{I-II}}{K_{ав}}, \text{ кВ} \times \text{А}, \quad (3-1)$$

где S_{\max} - максимальная нагрузка подстанции, кВ×А (по заданию);

K_{I-II} - коэффициент участия потребителей I и II категорий (по заданию);

$K_{ав}$ - принятый коэффициент допустимой аварийной перегрузки.

Аварийная длительная перегрузка силовых масляных трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц допускается на 40 % ($K_{ав}=1,4$) в течение не более 5 суток на время максимума нагрузки общей продолжительностью не более 6 часов в сутки, если нагрузка в до аварийном режиме не превышала 93 % номинальной.

Если хотя бы одно из этих требований не выполняется, аварийная перегрузка согласно ГОСТ 14209-69(85) и ПТЭ допускается на 30 % ($K_{ав}=1,3$) в течение 120 минут.

Полученный по формуле (3-1) результат округляется до ближайшего большего (стандартного значения) по шкале ГОСТ 9680-77Е.

Ежегодные потери электроэнергии в трансформаторах $\Delta W_{p,год}$ определяют по известным формулам [2, 3].

В двухобмоточных трансформаторах годовые потери вычисляют при условии отключения одного из трансформаторов при малых нагрузках:

$$\Delta W_{p,год} = \left(P_{xx} + K_{эк} \cdot Q_{xx} \right) \cdot \left(t_1 + n \cdot t_2 + \dots \right) + \left(P_{кз} + K_{эк} \cdot Q_{кз} \right) \cdot n \cdot t_2$$

$$* \left[\left(\frac{S_1}{n \cdot S_{ном}} \right)^2 \cdot n \cdot t_1 + \left(\frac{S_2}{n \cdot S_{ном}} \right)^2 \cdot n \cdot t_2 + \dots \right], \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3-4)$$

где S_1, S_2 – нагрузки годового графика;

t_1, t_2 – соответственно, продолжительность этих нагрузок;

n – число включенных трансформаторов одинаковой мощности на данной ступени графика;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора.

Мощность, при которой экономически целесообразно отключить один из n трансформаторов, определяется из выражения

$$S_{Э,Т} = S_{ном} \cdot \sqrt{\frac{P_{xx} + K_{ЭК} \cdot Q_{xx}}{P_{кз} + K_{ЭК} \cdot Q_{кз}} \cdot n \cdot \epsilon - 1}, \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (3-5)$$

где $K_{ЭК}$ – экономический эквивалент для перевода квар в кВ. Для трансформаторов в районных сетях 35-220 кВ $K_{ЭК}=0,08$.

Полученная по (3-5) $S_{Э,Т}$ наносится на годовой график нагрузок каждого варианта.

В трехобмоточных трансформаторах годовые потери определяют по следующей формуле (при $S_{ном,ВН} = S_{ном,СН} = S_{ном,НН}$):

$$\Delta W_{P, год} = n \cdot P'_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \left(P'_{кз,ВН} \cdot \frac{S_{\max,ВН}^2}{S_{ном}^2} \cdot \tau_{ВН} + P'_{кз,СН} \cdot \frac{S_{\max,СН}^2}{S_{ном}^2} \cdot \tau_{СН} + P'_{кз,НН} \cdot \frac{S_{\max,НН}^2}{S_{ном}^2} \cdot \tau_{НН} \right), \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3-6)$$

где $P'_{xx} = P_{xx} + K_{ЭК} \cdot Q_{xx}$, кВт, – приведенные потери холостого хода трансформатора;

$P'_{кз} = P_{кз} + K_{ЭК} \cdot Q_{кз}$, кВт, – приведенные потери короткого замыкания трансформатора;

$Q_{xx} = -\frac{I_{xx}\%}{100} \cdot S_{ном}$ – реактивные потери холостого хода трансформатора;

$Q_{кз} = \frac{U_{кз}\%}{100} \cdot S_{ном}$ – реактивные потери короткого замыкания трансформатора.

Нагрузочные потери обмоток $P_{кз,ВН}$; $P_{кз,СН}$ и $P_{кз,НН}$ подсчитывают по формулам приведения.

Если мощность каждой обмотки равна $100\%S_{ном}$, то потери $P_{кз}$ отдельных обмоток находятся из соотношений

$$\begin{aligned} P_{кзВН} &= 0,5 (P_{кзВН-СН} + P_{кзВН-НН} - P_{кзСН-НН}) \\ P_{кзСН} &= 0,5 (P_{кзВН-СН} + P_{кзСН-НН} - P_{кзВН-НН}) \\ P_{кзНН} &= 0,5 (P_{кзВН-НН} + P_{кзСН-НН} - P_{кзВН-СН}) \end{aligned} \quad (3-7)$$

где $P_{кзвн-сн}$, $P_{кзвн-нн}$, $P_{кзсн-нн}$ – потери в обмотках трехобмоточного трансформатора, полученные из опытов КЗ с попарным участием обмоток ВН, СН и НН, кВт, определяемые по каталогу /3/.

Если в каталоге дана одна величина $P_{кзвн-нн}$, то потери короткого замыкания каждой обмотки одинаковы и равны $0,5P_{кзвн-нн}$, т.е.

$$P_{кзвн} = P_{кзсн} = P_{кзнн} = 0,5P_{кзвн-нн}, \quad (3-8)$$

где $P_{кзвн-нн}$ – общие активные потери короткого замыкания на весь трехобмоточный трансформатор.

В трехфазных двухобмоточных трансформаторах с расщепленной обмоткой низшего напряжения годовые потери определяют по формуле (3-6) трехобмоточного трансформатора. При этом принимают $S_{нн,1} = S_{нн,2} = 0,5S_{ном}$ и $P_{кз,нн,1} = P_{кз,нн,2} = 0,5P_{кз,вн-нн}$ двухобмоточного трансформатора той же мощности с нерасщепленной обмоткой.

При оценке экономической эффективности необходимо обязательное рассмотрение двух и более вариантов технических решений, обеспечивающих достижение одной цели.

Сравнение различных вариантов мощности трансформаторов на подстанции и выбор лучшего из них рекомендуется производить с использованием интегральных показателей относительной экономической эффективности.

При сравнении различных вариантов проекта они должны быть приведены к сопоставимому виду.

К числу интегральных показателей экономической эффективности относятся [5]:

- интегральный эффект или чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- индекс доходности (ИД);
- внутренняя норма доходности.

Интегральный эффект ($\mathcal{E}_{инт}$) определяется как сумма текущих (годовых) эффектов за весь расчетный период, приведенная к начальному шагу, или как

превышение интегральных результатов (доходов) над интегральными затратами (расходами).

Расчет чистого дисконтированного дохода рекомендуется проводить следующим образом. Для этого капиталовложения разделяют на три первых года, при этом считают, что в первый год построено на сумму 40 % от всех капиталовложений, во второй – 30 % и в третий – 30 %.

Выручку R подсчитывают по формуле

$$R = C_{\text{э}} \times W \times I, \text{ руб.} \quad (3-9)$$

где W – количество электроэнергии, переданное через подстанцию за год, кВт·ч/год;

I – индекс к стоимости объема передаваемой электроэнергии, $I = 0,3$;

$C_{\text{э}}$ - тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч.

Стоимость потерь за год $I_{\text{пот}}$ вычисляют по формуле

$$I_{\text{потери}} = W_{\text{потери}} \times C_{\text{э}}, \text{ руб.} \quad (3-10)$$

где $W_{\text{потери}}$ – количество потерь электроэнергии за год, МВт.

Затраты на обслуживание $I_{\text{обсл}}$ вычисляют по формуле

$$I_{\text{обсл}} = \frac{K}{100} \times 0,06, \text{ руб.} \quad (3-11)$$

где K - капиталовложения, руб.

Прибыль от реализации

$$П = R - I_{\text{пот}} - I_{\text{обсл}}, \text{ руб.} \quad (3-12)$$

Налоги и сборы

$$I_{\text{налоги}} = 0,6 \times П, \text{ руб.} \quad (3-13)$$

Удельная себестоимость

$$\text{Уд.себес} = \frac{I_{\text{потери}} + I_{\text{обсл}} + I_{\text{налоги}}}{(W - W_{\text{потери}}) * C_{\text{э}}}, \text{ руб./кВт·ч.} \quad (3-14)$$

где $I_{\text{налоги}}$ - налоги и сборы.

Чистый доход без дисконтирования

$$\text{ЧД} = R - K - I_{\text{потери}} - I_{\text{обсл}} - I_{\text{налоги}}, \text{ руб.} \quad (3-15)$$

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) для времени t рассчитывают по формуле

$$\text{ЧДД}_t = \text{ЧДД}_{t-1} + \text{ЧД}_t \times \alpha_t, \text{ руб.} \quad (3-16)$$

где α - коэффициент дисконтирования.

Данные расчетов приводятся в табличной форме и в виде графика (определение сроков окупаемости вариантов проекта и возврата кредита).

Результаты сравнения полученных данных представляют в табличной форме (табл. 1).

Таблица 1

Технико-экономическое обоснование вариантов электроснабжения

Показатель	Единица измерения	I вариант	II вариант
Напряжение	кВ		
Мощность	МВ·А		
Средняя рентабельность продукции	%		
Средняя рентабельность производства	%		
ЧДД нарастающим итогом	тыс.руб.		
Индекс доходности			
Срок окупаемости	лет		

Выбранные трансформаторы необходимо проверить на допустимые систематические нагрузки.

Такая проверка производится для трансформаторов мощностью до 250 МВ·А, изготовленных до 1985 г., с помощью графиков нагрузочной способности трансформаторов, приведенных в ГОСТ 14209-69, представляющих собой кривые $K_2 = f(K_1, t_{max})$ для различных систем охлаждения, мощности трансформатора и эквивалентной температуры охлаждающей среды, или для трансформаторов мощностью до 100 МВ·А, изготовленных после 1985 г., с помощью таблиц норм максимально допустимых систематических нагрузок трансформаторов, приведенных в ГОСТ 14209-85 [6].

Для того, чтобы пользоваться указанными графиками или таблицами, заданный суточный график нагрузок должен быть преобразован в эквивалентный (в тепловом отношении) двухступенчатый.

Относительная нагрузка первой ступени суточного графика (нагрузки менее $S_{ном,Т}$) определяется по формуле:

$$K_1 = \frac{S_{эк}}{S_{ном,Т}}, \quad (3-17)$$

второй ступени (нагрузки выше $S_{ном,Т}$) по формуле:

$$K_2 = \frac{S_{эк}}{S_{ном,Т}}. \quad (3-18)$$

Эквивалентную нагрузку на первой и второй ступенях суточного графика нагрузок в рассматриваемом интервале времени находят по уравнению

$$S_{эк} = S_{ср,кв} = \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}, \quad \text{кВ}\cdot\text{А}. \quad (3-19)$$

Если величина $K_2_{дон}$, найденная из графика нагрузочной способности, равна или превышает расчетную величину K_2 (3-18), выбранный трансформатор может работать в рассматриваемом режиме неограниченное время.

Методика определения допустимых систематических нагрузок, графики нагрузочной способности силовых трансформаторов и таблицы норм максимально допустимых систематических нагрузок трансформаторов приведены /2, 3, 6, 7/.

Расчет максимально допустимых систематических нагрузок и аварийных перегрузок двухступенчатого суточного графика нагрузки рекомендуется выполнять на ЭВМ по программе "DSNT RPP", имеющейся на кафедре ЭПП СГТУ.

1.4. ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИИ

Выбор схемы электрических соединений электроустановки является одним из важнейших разделов курсового проектирования.

При выборе главной схемы подстанции необходимо иметь ввиду, что согласно требованиям ПУЭ в настоящее время сооружение большинства подстанций напряжением 35-220 кВ выполняется по упрощенным схемам без выключателей и сборных шин на высшем напряжении.

Для подстанций 35-220 кВ могут быть рекомендованы следующие схемы электрических соединений [2, 8, 9, 10, 11].

1.4.1. На высшем напряжении:

а) без выключателей:

- для тупиковых подстанций - блок линия - трансформатор;
- для ответвительных подстанций, питаемых от одно– или двухцепной ВЛ, и проходных - схемы с отделителями и короткозамыкателями;
- при небольшой мощности трансформаторов (до 2,5 МВ·А при 35 кВ и до 6,3 МВ·А при 110 кВ) могут применяться схемы с предохранителями.

Мощность трансформаторов подстанций с отделителями и короткозамыкателями ограничивается номинальными токами отделителей: 630 А при напряжениях 35 и 110 кВ, и 1000 А при 150 и 220 кВ. Поэтому перед тем, как приступить к выбору схемы, необходимо вычислить величину тока в цепи трансформатора:

$$I_{\text{раб,макс}} = \frac{K_{ав} \cdot S_{\text{ном,Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \text{ А}, \quad (4-1)$$

где $K_{ав}$ - коэффициент допустимой аварийной перегрузки;

$S_{\text{ном,Т}}$ - номинальная мощность устанавливаемого трансформатора, кВ·А;

б) с уменьшенным количеством выключателей:

- схемы мостика;
- кольцевые схемы (треугольника и квадрата).

1.4.2. На стороне пониженного напряжения

На стороне среднего и низшего напряжений данного типа подстанций применяется одиночная секционированная выключателем система сборных шин с неактивными отходящими линиями.

При необходимости ограничения токов короткого замыкания (КЗ) рекомендуются:

- раздельная работа трансформаторов и питающих линий;
- применение трансформаторов с расщепленными обмотками низшего напряжения;
- применение сдвоенных реакторов в цепях трансформаторов или групповых реакторов на отходящих линиях.

Необходимо учесть, что схемы подстанций 35-220 кВ типизированы и унифицированы. Находят широкое применение комплектные трансформаторные подстанции.

Разработка схемы при курсовом проектировании заключается в правильном выборе каталожного типа схемы (подстанции) и привязке ее к условиям проектного задания.

Оптимальным решением является выбор комплектной трансформаторной подстанции.

В данном разделе расчетно-пояснительной записки должна быть начерчена выбранная главная схема подстанции (упрощенная принципиальная схема электрических соединений), дано краткое обоснование выбора схемы и описание работы.

1.5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

1.5.1. Выбор исходных условий для расчета токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) производится для выбора (проверки) электрических аппаратов, шин, кабелей и изоляторов в аварийном режиме,

выбора средств ограничения токов КЗ (ректоров), а также проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики.

Расчетными видами повреждения (КЗ) являются /2, 12/:

- для проверки электрических аппаратов на электродинамическую и термическую стойкость - трехфазное КЗ;
- для выбора выключателей по отключающей способности - по большей из величин - трехфазного или однофазного КЗ на землю;
- для проверки чувствительности релейной защиты необходимо знать значение двухфазного тока КЗ в расчетной точке (действующее значение составляющей), если система работает с изолированной нейтралью, и значение тока однофазного КЗ для сети, работающей с глухозаземленной нейтралью.

Расчетное время КЗ $t_{расч}$, согласно ПУЭ, оценивают в зависимости от цели расчета. При проверке электрооборудования на термическую стойкость $t_{расч}$ принимается равным сумме времени действия основной защиты ближайшего выключателя и полного времени отключения этого выключателя

$$t_{расч} = t_{защ} + t_B, \quad (5-1)$$

Если принять $t_{защ}$ при существующих типах реле действующих без выдержки времени равным 0,1 с, то с учетом действительных характеристик современных выключателей, получим расчетное время КЗ на шинах 35, 110(220) кВ в пределах 0,16-0,2 с; на шинах 6-10 кВ - 0,2-0,3 с.

При проверке выключателей на отключающую способность расчетное время определяется с момента возникновения КЗ до начала расхождения контактов выключателя

$$t_{расч} = t_{защ} + t_{с,В}, \quad (5-2)$$

где $t_{с,В}$ - собственное время отключения выключателя с приводом, с;

$t_{защ}$ - определяется по условиям селективности.

Для проверки электрооборудования на электродинамическую стойкость $t_{расч} = 0$ (для определения тока $I_{н,о}$) и $t_{расч} = 0,01$ с (для тока i_y).

Для заданной схемы сетевого района составляется однолинейная схема замещения, в которую вводятся все источники питания, участвующие в питании места КЗ, и все элементы электроснабжения (трансформаторы, воздушные и кабельные линии, реакторы), расположенные между ними и местом КЗ. При этом элементы связей заменяют соответствующими сопротивлениями в относительных единицах с указанием порядковых номеров индуктивных сопротивлений и их величин, приведенных к базисной мощности.

На расчетной схеме указываются аварийные (расчетные) точки, для которых необходимо найти величину токов КЗ. Выбор точки КЗ в схеме производится из условия, при котором выбираемые аппараты и шины оказываются в наиболее тяжелых режимах. Как правило, в заданных схемах сетевого района КЗ предполагается на шинах ВН (220;110 и 35 кВ), СН (35 кВ) и на шинах НН (10 кВ) проектируемой трансформаторной подстанции. В случае необходимости ограничения токов КЗ аварийная точка берется за реактором. Для выбранной точки КЗ составляют эквивалентную схему замещения [2, 12].

Токи КЗ в рассматриваемых точках системы определяют после последовательных преобразований и вычисления относительного результирующего сопротивления расчетной схемы. После подсчета относительного результирующего сопротивления цепи КЗ определение периодической слагающей тока трехфазного КЗ производится методом расчетных кривых. Расчет ведется без учета активных сопротивлений, за исключением схем с кабельными линиями.

Определение сопротивлений элементов расчетной схемы, приведение схем замещения к простейшему виду и вычисление токов всех видов повреждений рекомендуется производить по [2, 12].

Результаты определения величин токов КЗ приводят в табличной форме и производят анализ полученных результатов. В результате анализа определяют необходимость применения реакторов в цепи трансформаторов или отходящих линий.

Расчет токов КЗ в курсовом проекте рекомендуется выполнять на ЭВМ.

1.6. ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

1.6.1. Выбор жестких шин

На напряжении 6 - 10 кВ применяются алюминиевые одно - и двух - полосные шины прямоугольного сечения. При рабочих токах, превышающих 3000 А, более экономично применять шины коробчатого сечения.

Сечение шин (кроме сборных) выбирают по экономической плотности тока

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2 \quad (6-1)$$

где $I_{\text{раб}}$ - длительный рабочий ток нормального режима (без перегрузок), А;

$j_{\text{эк}}$ - нормированная плотность тока /2/, А/мм²,

и проверяют на максимальный длительный ток нагрузки, термическую и электродинамическую стойкость при коротких замыканиях и коронирование.

Для проверки на максимальный длительный ток нагрузки должно быть соблюдено условие

$$I_{\text{дон}} \geq I_{\text{раб, max}}, \quad (6-2)$$

где $I_{\text{раб, max}}$ - максимальный рабочий ток, А;

$I_{\text{дон}}$ - длительно допустимый ток для шины выбранного сечения (по каталогу).

Условие проверки на термическую стойкость при КЗ

$$Q_{k, \text{max}} \geq Q_k, \quad (6-3)$$

где Q_k - температура проверяемой шины в конце короткого замыкания;

$Q_{k, \text{max}}$ - максимально допустимая температура согласно ПУЭ /13/.

Температура нагрева шины за время КЗ находится по кривым $Q_k = f\left(\frac{B_k}{q^2}\right)$ /2, 3, 12/.

Проверка на термическую стойкость может быть произведена путем определения допустимого максимального термически стойкого сечения /2, 3, 12/

$$q_{\text{min}} = \frac{1}{C} \cdot \sqrt{B_k}, \text{ мм}^2, \quad (6-4)$$

где $B_k = \left(\frac{I''}{C} \right) \cdot \left(\frac{t_{расч}}{C} + T_a \right)$, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$ - интеграл Джоуля (тепловой импульс);

C - постоянная (для алюминиевых шин $C = 91$, для медных $C = 167$);

I'' - начальный сверхпереходный ток КЗ, kA ;

$t_{расч}$ - расчетная длительность КЗ, определяется по (5-1);

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ /2/.

При этом должно быть соблюдено условие

$$q \geq q_{\min}, \quad (6-5)$$

Для проверки шин на электродинамическую стойкость производят механический расчет шин /2/.

Наибольшее удельное усилие, действующее на среднюю фазу при трехфазном токе КЗ, равно

$$f_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I_y^{(3)2}}{a}, \quad \text{Н}, \quad (6-6)$$

где $i_y^{(3)}$ - ударный ток трехфазного КЗ, A ;

a - расстояние между соседними фазами, м .

Напряжение в материале однополосной шины

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{f_{расч} \cdot l^2}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{I_y^{(3)2} \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad \text{МПа}, \quad (6-7)$$

где W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярный действию усилия, см^3 ;

l - длина пролета между опорными изоляторами вдоль шинной конструкции, м . Расстояния l и a берут из типовых конструкций распреустройств.

Момент сопротивления прямоугольной шины, расположенной плашмя, см^3

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (6-8)$$

на ребро, см

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6}, \quad (6-9)$$

Шины будут динамически стойкими, если напряжение в материале шин не будет превышать допустимого

$$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}. \quad (6-10)$$

Для алюминиевых шин в зависимости от марки сплава [2]:

$$\sigma_{доп} = 41 - 82 \text{ МПа.}$$

При двухполосных шинных конструкциях или двухкоробчатых расчетное напряжение находится как арифметическая сумма напряжений от взаимодействия усилий между фазами и между шинами в пакете

$$\sigma_{расч} = \sigma_{\phi} + \sigma_n \geq \sigma_{доп}. \quad (6-11)$$

Расчет таких шин рекомендуется производить по [2, 3, 12].

Сечение сборных шин выбирают по максимальному длительному току нагрузки. Проверка производится аналогично вышеизложенной.

Изоляторы шинной конструкции выбирают по напряжению, роду установки и допустимой механической нагрузке. Проходные изоляторы, кроме того, выбирают по номинальному току [2, 3].

1.6.2. Выбор гибких шин и токопроводов

Гибкие шины и токопроводы выбираются также, как жесткие, за исключением:

проверка на электродинамическую стойкость не производится;

при напряжениях 35 кВ и выше выбранное сечение проверяют на коронирование по условию /2, 3/

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (6-12)$$

где E - напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода, кВ/см

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (6-13)$$

где U - линейное напряжение, кВ;

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, см;

r_0 - радиус провода, см;

E_0 - максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (6-14)$$

где m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r - радиус провода, см.

Согласно ПУЭ условию проверки на коронирование удовлетворяют следующие минимально допустимые сечения проводов: при 110 кВ АС -70, при 150 кВ - АС – 120, при 220 кВ - АСО -240.

1.6.3. Выбор высоковольтных выключателей

На основании технических требований и условий работы выключателей в различных точках электрических сетей современных энергосистем можно рекомендовать применение следующих выключателей:

- на напряжениях 6-10 кВ – вакуумные, элегазовые, маломасляные выключатели;
- на напряжениях 35-110 кВ – вакуумные, элегазовые, маломасляные выключатели или многообъемные масляные выключатели;
- на напряжении 220 кВ – вакуумные, элегазовые, многообъемные масляные выключатели.

Применение воздушных выключателей на подстанции потребует сооружения компрессорной станции и воздухопроводов, что при малом числе выключателей (цепей) может оказаться нецелесообразным.

Выключатели выбирают по номинальному напряжению, номинальному току, по отключающей способности и проверяют на электродинамическую и термическую стойкости. Выбор выключателей ведется в табличной форме (табл. 2).

Таблица 2

Выбор выключателей

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	тип выключателя	
$U_{уст, ном}$	$U_{a, ном}$	$U_{a, ном} \geq U_{уст, ном}$
$I_{раб, max}$	$I_{a, ном}$	$I_{a, ном} \geq I_{раб, max}$
$I_{n, t}$	$I_{o, ном}$	$I_{o, ном} \geq I_{n, t}$
$\sqrt{2} I_{n, t} + i_{a, t}$	$\sqrt{2} I_{o, ном} (1 + \beta_{ном})$	$\sqrt{2} I_{o, ном} (1 + \beta_{ном}) \geq \sqrt{2} I_{n, t} + i_{a, t}$
I''	$I_{пр, с}$	$I_{пр, с} \geq I''$
$i_y^{(3)}$	$i_{пр, с}$	$i_{пр, с} \geq i_y^{(3)}$
B_k	$I_m^2 \cdot t_m$	$I_m^2 \cdot t_m \geq B_k$

К каждому выключателю выбирают привод (по каталогу). При выборе привода необходимо учитывать, что он является одним из основных потребителей оперативного тока и, следовательно, влияет на выбор источника оперативного тока.

1.6.4. Разъединители, отделители и короткозамыкатели

Разъединители выбирают по номинальному напряжению, конструкции, номинальному току и проверяют на электродинамическую и термическую стойкости. Данные заносят в таблицу. Выбирают приводы.

Конструкцией, отвечающей современным требованиям, являются разъединители колонкового типа.

Отделители выбирают по номинальному напряжению, номинальному току и проверяют на электродинамическую и термическую стойкости. Выбор производится в табличной форме, указывается тип привода и количество заземляющих ножей (при необходимости).

Короткозамыкатели выбирают по номинальному напряжению и проверяют на электродинамическую и термическую стойкости. Данные выбора приводятся в табличной форме, и указывается тип привода.

1.6.5. Измерительные трансформаторы тока и напряжения

Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения [2, 3] студент производит в процессе работы над разделами курсового проекта "Выбор релейной защиты и автоматики" и "Измерение и учет электроэнергии".

Трансформаторы тока (ТТ) выбирают по номинальному напряжению, номинальному первичному току, номинальному вторичному току (5 А или 1 А); роду установки, конструкции, классу точности и вторичной нагрузке и проверяют на электродинамическую и термическую стойкость. Трансформаторы тока, предназначенные для релейной защиты, кроме того, проверяют на 10 % погрешность.

Силовые трансформаторы и многообъемные масляные выключатели на 35 кВ и выше имеют встроенные трансформаторы тока, предназначенные для присоединения релейной защиты.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока определяется после составления трехлинейной схемы подключенных к нему реле и измерительных приборов

$$Z_2 \approx r_2 = \sum r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \text{ Ом}, \quad (6-15)$$

где $r_{\text{приб}}$ - суммарное активное сопротивление последовательных катушек приборов и реле, Ом;

$r_{\text{пров}}$ - активное сопротивление соединительных проводов, Ом;

$r_{\text{конт}}$ - сопротивление всех контактов (принимают равным 0,1 Ом).

Если известна мощность, потребляемая приборами и реле, то мощность вторичной цепи будет

$$S_2 \approx P_2 = S_{\text{приб}} + I_{2,\text{ном}}^2 \cdot r_{\text{пров}} + I_{2,\text{ном}}^2 \cdot r_{\text{конт}} = I_{2,\text{ном}}^2 \cdot r_2. \quad (6-16)$$

Для того, чтобы выбираемый трансформатор тока работал в необходимом классе точности, должно быть соблюдено условие

$$Z_2 \leq Z_{2,\text{ном}} \quad \text{или} \quad S_2 \leq S_{2,\text{ном}}, \quad (6-17)$$

где $S_{2,\text{ном}}$, $Z_{2,\text{ном}}$ - номинальная вторичная мощность или сопротивление ТТ рассматриваемого класса точности.

Сечение соединительных проводов находят по формуле

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{Z_{2,\text{ном}} - \sum r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}}}, \text{ мм}^2, \quad (6-18)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода, Ом·мм²/м (для алюминия - 0,0283 Ом·мм²/м, для меди - 0,0175 Ом·мм²/м);

$l_{\text{расч}}$ - расчетная длина провода, зависящая от схемы соединения ТТ: при одном ТТ $l_{\text{расч}} = 2\ell$; при двух ТТ, включенных в неполную звезду, $l_{\text{расч}} = \ell$; при трех ТТ, соединенных в звезду, $l_{\text{расч}} = \ell$;

ℓ - расстояние от ТТ до измерительных приборов, м. Эти расстояния можно принять [2] следующими:

для цепей РУ-35 кВ	60-75 м;
РУ-110 кВ	75-100 м;
РУ-220 кВ	100-150 м;
линий 6-10 кВ к потребителям	4-6 м.

Полученное по (6-18) сечение округляют до ближайшего большего стандартного сечения. Согласно ПУЭ по условию механической прочности сечение алюминиевых проводов не должно быть менее 2,5 мм²; медных - 1,5 мм².

Условие электродинамической стойкости ТТ

$$K_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1,\text{ном}} \geq i_y. \quad (6-19)$$

Встроенные ТТ и шинные с литой изоляцией на электродинамическую стойкость не проверяют.

Термическая стойкость ТТ определяется условием

$$K_T \cdot I_{1,ном}^2 \cdot t_T \geq B_k, \quad (6-20)$$

где K_m - кратность термической стойкости ТТ (по каталогу);

t_m - время термической стойкости (по каталогу), с.

Расчетные данные и параметры выбранных ТТ заносят в таблицы.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по номинальному напряжению, роду установки, конструкции, классу точности и вторичной нагрузке.

Перед выбором ТН необходимо ясно представлять назначение его, т.е. в деталях знать нагрузку вторичной обмотки ТН. В зависимости от типа и назначения приборов и реле определяется класс точности, в котором должен работать ТН.

Для контроля изоляции на шинах 6-10 кВ подстанции применяются три однофазных трехобмоточных ТН типа ЗНОЛ. На напряжение 35 кВ устанавливают ТН типа ЗНОМ.

Полную нагрузку ТН подсчитывают по формуле

$$S_2 = \sqrt{\sum P_{приб}^2 + \sum Q_{приб}^2}, \text{ В}\cdot\text{А}, \quad (6-21)$$

где

$$\sum P_{приб} = \sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб}, \text{ Вт}, \quad (6-22)$$

$$\sum Q_{приб} = \sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}, \text{ вар}. \quad (6-23)$$

Нагрузку ТН определяют по предварительно составленной трехлинейной схеме включения параллельных катушек измерительных приборов и реле. Подсчет нагрузки ведется в табличной форме (табл. 3).

Выбор ТН

Наименование прибора	Тип	Потребляемая мощность катушки, В·А	Число катушек	cosφ	sinφ	Число приборов	Потребляемая мощность	
							P,Вт	Q,вар

Суммарная вторичная нагрузка не должна превышать номинальную мощность ТН в принятом классе точности, т.е.

$$S_{2,ном} \geq S_2. \quad (6-24)$$

Сечение соединительных проводов от ТН до измерительных приборов (реле) определяют по условию допустимых потерь напряжения по формуле

$$q_{пров} = \frac{P_2 \cdot l}{U_{2,ном} \cdot \gamma \cdot \Delta U_{доп}}, \text{ мм}^2, \quad (6-25)$$

где $U_{2,ном}$ - вторичное номинальное напряжение ТН, В;

$\Delta U_{доп}$ - допустимая потеря напряжения во вторичной цепи ТН, В;

l - длина проводов вторичной цепи, м;

P_2 - активная нагрузка ТН, определяемая по (6-22);

γ - удельная проводимость материала провода, м/Ом·мм²

(для алюминия - 32 м/Ом·мм², для меди - 53 м/Ом·мм²).

При наличии во вторичной цепи ТН счетчиков потеря напряжения $\Delta U_{доп}$ не должна превышать 0,5% от $U_{2,ном}$, при наличии только измерительных приборов - 1,5%; в цепях релейной защиты и автоматики – 3 %; в цепях оперативного тока - не более 10 % /2/.

Полученное по (6-25) сечение округляется до ближайшего большего стандартного. По условию механической прочности сечение соединительных проводов не должно быть менее 2,5 мм² для алюминия и 1,5 мм² для меди.

1.6 6. Предохранители

Предохранители выбирают по номинальному напряжению, номинальному длительному току плавкой вставки, роду установки, конструктивному выполнению и предельному отключаемому току.

Номинальный длительный ток плавкой вставки должен быть выбран с учетом работы цепи в форсированном режиме, переходных режимах (например, при включении силового трансформатора или трансформатора напряжения и т.п.) и обеспечения избирательности отключения при КЗ.

Отключающая способность предохранителя будет обеспечена при условии

$$I_{отк,пр} \geq I''_{кз}, \quad (6-26)$$

или

$$S_{отк,пр} \geq S''_{кз}. \quad (6-27)$$

1.6.7. Ограничители перенапряжений

Для защиты электрооборудования подстанции от перенапряжений должны быть выбраны нелинейные ограничители перенапряжений.

На напряжениях 6-220 кВ применяют нелинейные ограничители перенапряжений типа ОПН. Номинальное напряжение нелинейного ограничителя перенапряжений должно быть равно номинальному напряжению сети, в которой он установлен.

В расчетно-пояснительной записке приводятся характеристики выбранных нелинейных ограничителей перенапряжений в табличной форме (табл. 4).

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжений

Тип нелинейного ограничителя перенапряжений	Напряжение, кВ						
	Номинальное	наибольшее допустимое	пробивное в сухом состоянии и под дождём	импульсное пробивное при 1,5-20 мкс	остающееся при импульсном токе с амплитудой, кА		
действующее значение				амплитудное значение, не более			

1.7. ВЫБОР РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

1.7.1. Выбор релейной защиты

В этом разделе курсового проекта производится общий выбор типов защит основных элементов проектируемой подстанции (трансформаторы, сборные шины всех РУ, линии). При выборе видов защиты следует руководствоваться [14]. Необходимо указать только типы релейных защит, которые предусматриваются от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

1. Трансформаторы или автотрансформаторы связи, работающие на общие шины:

- от всех видов КЗ в обмотках, на выводах и токопроводах к выключателям (включая витковые замыкания в обмотках);

- от замыканий внутри бака маслонаполненных трансформаторов или автотрансформаторов, сопровождающихся выделением газа, а также от понижения уровня масла в баках;

- от токов внешних несимметричных и симметричных КЗ;

- от перегрузок обмотки.

2. Сборные шины 6-10 кВ:

- от замыканий между фазами;
 - от двойных замыканий на землю и двухфазных замыканий на землю в одной точке;
 - от замыканий на землю (с действием на сигнал).
3. Сборные шины 110 кВ и выше:
- от междуфазных и однофазных КЗ;
 - устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ).
4. Кабельные линии 6-10 кВ и линии 35 кВ:
- от многофазных замыканий;
 - от однофазных замыканий с действием на сигнал.
5. Линии напряжением 110 кВ и выше:
- от замыканий между фазами;
 - от однофазных и многофазных КЗ на землю.

1.7.2. Автоматика подстанции

В курсовом проекте должен быть предусмотрен следующий объем автоматизации проектируемой подстанции [14]:

- автоматическое отключение отделителя при повреждении силового трансформатора; совместная работа короткозамыкателя и отделителя выполняется по различным схемам, которые приводятся в [14];
- автоматическое включение резервного питания и оборудования (АВР);
- автоматическое повторное включение (АПВ) на отходящих линиях.

При разработке систем автоматики подстанции необходимо учитывать:

1. Устройство АВР должно подключать резервный источник питания (трансформатор, линию) при исчезновении напряжения на шинах рабочего источника по любой причине. Устройство АВР должно контролировать наличие напряжения на резервном источнике, отключенное состояние рабочего источника и быть отстроенным от максимальных тоновых защит по времени.

2. При разработке защиты трехобмоточных трансформаторов на двухтрансформаторной подстанции предусматривается АПВ шин среднего

напряжения с пуском от несоответствия положения выключателя с положением ключа управления и запретом АПВ при работе защит трансформатора от внутренних повреждений.

3. На стороне НН должно предусматриваться устройство АВР на секционном выключателе, действующее от блок-контактов выключателя с реле однократности действия.

4. На отходящих линиях должно быть предусмотрено АПВ однократного действия с пуском от несоответствия положения выключателя и ключа управления (или реле фиксации). При этом целесообразно предусмотреть ускорение ступеней, защиты с выдержками времени после АПВ.

Применение в проекте того или иного устройства автоматики подстанции должно быть обосновано, должна быть приведена схема устройства автоматики, дано краткое описание схемы и указано место его установки.

1.8. ИЗМЕРЕНИЕ И УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Система учета и измерений должна содержать необходимый минимум измерительных приборов, не допуская необоснованного дублирования.

Контроль за соблюдением установленного режима работы подстанции, качества получаемой и отпускаемой электроэнергии и состояния изоляции в сетях с изолированной нейтралью осуществляется с помощью показывающих и регистрирующих измерительных приборов и счетчиков.

Количество контрольно-измерительных приборов, которые необходимо установить на проектируемой подстанции на каждом напряжении, рекомендуется уточнять по [2, 14].

Классы точности трансформаторов тока и напряжения выбираются:

- для включения электроизмерительных приборов - не ниже 3;
- для включения счетчиков в цепях трансформаторов и линий - 0,5.

1.9. ВЫБОР ОПЕРАТИВНОГО ТОКА И ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ

На упрощенных подстанциях 35-220 кВ применяется, как правило, переменный или выпрямленный оперативный ток. Вид оперативного тока определяется типами выбранных выключателей (приводов), а также схемами релейной защиты и автоматики [10,14].

Переменный оперативный ток применяется на подстанциях 35 кВ, оборудованных легкими выключателями с приводами, электромагниты отключения которых потребляют в номинальном режиме не более 50 ВА (ППМ-10; ПП-74 и т.п.).

В качестве источников переменного оперативного тока на подстанциях используют измерительные трансформаторы тока, напряжения и трансформаторы собственных нужд.

Выпрямленный оперативный ток применяется на подстанциях всех напряжений с тяжелыми выключателями, снабженными мощными электромагнитными приводами и сложными быстродействующими защитами.

Источниками выпрямленного оперативного тока являются блоки питания и конденсаторные устройства.

В настоящее время выпускаются блоки питания: БПТ-11 и БПН-11 с выходной мощностью 50 Вт и напряжением 110 В; БПТ-101 и БПН-101 с выходной мощностью до 240 Вт напряжением 110 В и БПТ-1002 и БПН-1002 с выходной мощностью до 1200 Вт напряжением 110 и 220 В.

Блоки питания БП-11 и БП-101 используют для питания релейной защиты, автоматики и в цепях отключения приводов легких выключателей (ППМ-10; ПП-74).

Блоки питания БП-1002 применяют для питания электромагнитов отключения приводов ПС-10, ПЭ-11, ПЭ-2, ШПО, ШПК. При напряжениях 35-220 кВ с выключателями серии МКП и У эти блоки используют как индивидуальные; при отсутствии выключателей как групповые с числом присоединений до 7-10.

При использовании в качестве источников оперативного тока конденсаторных устройств применяются блоки конденсаторов БК-401 емкостью 40 мкФ; БК-402 - 80 мкФ и БК-403 - 200 мкФ.

Заряд конденсаторных блоков осуществляется специальными зарядными устройствами (УЗ-401 и т.п.).

В последнее время разработаны и выпускаются более мощные устройства типов БПЗ-401 и БПЗ-402, выполняющие одновременно функции блоков питания и зарядных устройств, с меньшим временем заряда.

Для срабатывания электромагнитов отключения приводов необходимы следующие емкости: для приводов ППМ-10, ПП-67 и ПП-74 – 40 мкФ; приводов ПС-10, ПЭ-11 и ПС-2 с электромагнитом отключения на напряжение 220 В – 80 мкФ; приводов ПЭ-3 и ПС-30 с электромагнитами отключения на напряжение 110 В – 200 мкФ.

Цепи включения выключателей с электромагнитными приводами питаются от трансформаторов собственных нужд через специальные мощные выпрямительные устройства КВУ-66/2, размещаемые в комплектных шкафах КРУН.

1.10. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ

На упрощенных подстанциях 35-220 кВ схема и аппаратура собственных нужд (СН) должны обеспечить работу подстанции как в нормальном, так и в аварийном режимах при отсутствии обслуживающего персонала.

Основными потребителями собственных нужд являются: устройства регулирования напряжения силовых трансформаторов; двигатели вентиляторов дутьевого охлаждения; выпрямительные устройства; блоки питания; нагревательные элементы для подогрева счетчиков, приводов в КРУН, короткозамыкателей и отделителей; освещение территории подстанции, шкафов КРУН и т.д.

Для определения мощности трансформатора СН составляется ведомость ожидаемых нагрузок с учетом обеспечения всех потребителей СН при выходе из строя одного из трансформаторов СН.

Примерный расход на СН для подстанций 35-220 кВ можно брать по данным [2].

Таблица 5

Расход на СН для подстанций 35-220 кВ

Электроприемники СН	Установленная мощность ($P_{уст}$) приемника, кВт	Количество приемников	Суммарная мощность, кВт
Электродвигатели обдува трансформатора (3-х обмоточного 16-40 МВ·А)	8		
Подогрев выключателя (ВМК-35)	1,15		
То же ВМК-110	1,75		
Обогрев шкафов релейной аппаратуры	0,5		
Обогрев приводов ОД и КЗ	0,6		
Обогрев шкафов КРУН	0,6		
Наружное освещение	4,5		
Оперативные цепи	1,8		

Итого: $\sum P_{уст}$

Полученную суммарную нагрузку необходимо умножить на коэффициент спроса $K_c = 0,7$ и по итоговой цифре выбрать мощность трансформатора (ближайшую большую) согласно ГОСТ 9680-77Е

$$S_{ТЧН} = \frac{\sum P_{уст}}{\cos \varphi} \cdot K_c \quad (10-1)$$

При решении вопроса резервирования необходимо руководствоваться рекомендациями норм технологического проектирования, согласно которым два трансформатора СН устанавливаются на районных подстанциях всех напряжений с оперативным переменным током при двух силовых

трансформаторах и на всех подстанциях напряжением 220-750 кВ и любых напряжениях с воздушными выключателями.

Трансформатор СН присоединяют к выводам 6-10 кВ силового трансформатора.

Схема электрических соединений СН предусматривает одновременную работу обоих трансформаторов СН на секционированные разъединителем основные шины 220 В.

1.11. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ПОДСТАНЦИИ

В целях обеспечения отпуска проектируемой подстанцией электроэнергии высокого качества предусматривается регулирование напряжения. В качестве средства регулирования используют устройства изменения коэффициентов трансформации силовых трансформаторов под нагрузкой (РПН) и в отключенном положении, т.е. без возбуждения (ПБВ).

При решении вопроса о применении того или иного способа регулирования напряжения необходимо руководствоваться рекомендациями ПУЭ и норм технологического проектирования по широкому применению понижающих трансформаторов с автоматическим регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) /2,14/.

В этом разделе расчетно-пояснительной записки приводится принципиальная схема регулирования напряжения.

1.12. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДУСТРОЙСТВ

В этом разделе дается описание конструкции распредустройств всех напряжений проектируемой подстанции.

Компоновка распредустройства (РУ) производится исходя из минимально допустимых расстояний и габаритов, требуемых ПУЭ для каждого напряжения [2, 13, 15].

Общей задачей компоновки сооружений на площадке подстанции является достижение минимальных затрат на сооружение подстанции, при обеспечении необходимой надежности работы всех ее элементов, безопасности обслуживания и выполнения противопожарных норм.

Наименьшие затраты на сооружение подстанции обеспечиваются таким расположением всех ее сооружений на плане, при котором потребуется минимальное количество земляных работ, работ по планировке и дренажу площадки, минимальная длина коммутационных линий, силовых и контрольных кабелей, осветительных сетей, ограждений и т.д.

Железнодорожный подъезд к подстанции 35-220 кВ не делается. Подъездные автомобильные дороги должны быть рассчитаны на провоз устанавливаемых трансформаторов до места их установки.

При выборе площадки подстанции должна быть предусмотрена возможность расширения подстанции в будущем.

Распределительные устройства 35-220 кВ подстанций выполняются открытого типа (если нет вблизи химически активных и загрязненных сред или ограничения площади) и сооружаются по типовым проектам института "Теплоэлектропроект" [2, 3, 4, 9, 10, 11,13].

Они выполняются из сборного железобетона. Порталы для ошиновки принимаются со стойками из железобетонных центрифугированных труб или двухтаврового сечения. Ошиновка РУ - гибкая, из сталеалюминиевых проводов. Соединения выводов 6-10 кВ трансформаторов с КРУН (шинный мост) выполняются жесткими или гибкими токопроводами.

Все аппараты на стороне высшего напряжения подстанции располагаются на низких основаниях в горизонтальной плоскости. Короткозамыкатели, отделители, разъединители, трансформаторы напряжения - монтируют на специальных опорных конструкциях (стульях).

Фундаменты под силовые трансформаторы, несущие конструкции (порталы, опоры) и опорные конструкции аппаратов сооружаются на отметках 200-250 мм

выше уровня планировки. Фундаменты выполняются в виде железобетонных подножников или железобетонных свай.

Фундамент под силовой трансформатор должен иметь размеры, соответствующие трансформатору (на одну ступень мощности более запроектированного).

РУ-6-10 кВ выполняются, как правило, из блоков или комплектных шкафов наружной установки (КРУН) заводского изготовления [3, 9, 11].

В целях индустриализации и ускорения монтажа подстанций рекомендуется широкое применение комплектных трансформаторных подстанций заводского изготовления, устанавливаемых открыто, без сооружения здания для РУ [11, 15].

1.13. ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ

В этом разделе необходимо определить конструктивные параметры заземляющего устройства (ЗУ) подстанции по заданным электрическим характеристикам и начертить план заземляющего устройства проектируемой подстанции (в масштабе) [16, 17].

На подстанции ЗУ предназначено:

- 1) для защиты обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения к металлическим частям, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, а также от опасных напряжений шага (защитное заземление);
- 2) для присоединения нейтралей трансформаторов и автотрансформаторов (рабочее заземление);
- 3) для присоединения ограничителей перенапряжений (разрядников) и молниеотводов (грозозащитное заземление).

При расчетах целесообразно применять различные методы для простых и сложных заземлителей.

К простым заземлителям могут быть отнесены один – два ряда горизонтальных электродов, один – два ряда вертикальных, соединенных

полосой или круглой сталью, прямоугольник из горизонтальных и вертикальных заземлителей, ограниченной длины, лучевой заземлитель, углубленный горизонтальный и т.п., т.е. в основном заземлители для установок напряжением до 1 кВ и 6-35 кВ с изолированной нейтралью, а так же заземлители опор воздушных ЛЭП. Углубленные горизонтальные заземлители из полосовой или круглой стали закладываются на дно котлованов при сооружении фундаментов опор воздушных ЛЭП, подстанций и др. Глубина заложения 2,5-3 м ниже уровня земли, т. е. ниже глубины промерзания. Расчет простых заземлителей проводится методом коэффициентов использования, принимая грунт однородным по глубине (но с учетом неоднородности, вызываемой промерзанием или высыханием).

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление ЗУ при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть

$$R \leq 250 / I_3, \quad (13.1)$$

но не более 10 Ом, где I_3 – расчетный ток замыкания на землю, А.

В качестве расчетного тока принимается:

1) в сетях без компенсации емкостных токов - ток замыкания на землю ($I_3 = I_c = 3U_\phi \omega C$);

2) в сетях с компенсацией емкостных токов:

– для ЗУ, к которым присоединены компенсирующие аппараты, - ток, равный 125 % номинального тока наиболее мощного из этих аппаратов;

– для ЗУ, к которым не присоединены компенсирующие аппараты, - ток замыкания на землю, проходящий в данной сети при отключении наиболее мощного из компенсирующих аппаратов.

Расчетный ток замыкания на землю должен быть определен для той из возможных в эксплуатации схем сети, при которой этот ток имеет наибольшее значение.

Сложные заземлители сооружаются в установках напряжением 110 кВ и выше выполняются из вертикальных заземлителей, соединительных полос; полос, проложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом. Расстояние между полосами должно быть не более 30 м. Для расчета сложных заземлителей рекомендуются различные методы, но учет многочисленных факторов, влияющих на растекание тока с заземлителей, усложняет расчет. При проектировании расчет таких ЗУ производится по специальным составленным программам на ЭВМ. Расчет сложных заземлителей производится или по допустимому сопротивлению растекания тока или по допустимому напряжению прикосновения.

ЗУ электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью следует выполнять с соблюдением требований либо к их сопротивлению, либо к напряжению прикосновения, а также с соблюдением требований к конструктивному выполнению и к ограничению напряжения на ЗУ. ЗУ, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей. ЗУ, которое выполняется с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения, должно обеспечивать в любое время года при стекании с него тока замыкания на землю значения напряжений прикосновения, не превышающие нормированных (см. ГОСТ 12.1.038). Сопротивление ЗУ при этом определяется по допустимому напряжению на ЗУ и току замыкания на землю.

При определении значения допустимого напряжения прикосновения в качестве расчетного времени воздействия следует принимать сумму времени действия защиты и полного времени отключения выключателя.

1.14. МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

В этом разделе приводится расчет и построение зон защиты молниеотводов, определение числа, взаимного расположения молниеотводов на территории подстанции и конструкции их заземлителей. Необходимо начертить зону защиты

проектируемой подстанции (конфигурация вертикальных и горизонтальных сечений зон защиты должна быть начерчена в масштабе) /18/.

Выбор типа и высоты молниеотводов производится исходя из значений требуемой надежности P_z . Объект считается защищенным, если совокупность всех его молниеотводов обеспечивает надежность защиты не менее P_z .

Во всех случаях система защиты от прямых ударов молнии выбирается так, чтобы максимально использовались естественные молниеотводы, а если обеспечиваемая ими защищенность недостаточна - в комбинации со специально установленными молниеотводами.

В общем случае выбор молниеотводов должен производиться при помощи соответствующих компьютерных программ, способных вычислять зоны защиты или вероятность прорыва молнии в объект (группу объектов) любой конфигурации при произвольном расположении практически любого числа молниеотводов различных типов.

2. ОФОРМЛЕНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Курсовой проект состоит из расчетно-пояснительной записки и графической части.

2.1. РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Оформляется в соответствии с общими требованиями к текстовым документам по ГОСТ 2.105-79, на листах формата А4 (210×297 мм), составляется по разделам курсового проекта и содержит задание, расчеты, описания и пояснения к графической части, а также дополнительные поясняющие эскизы, схемы, таблицы и распечатки с ЭВМ.

Численные результаты должны представляться в соответствии с требованиями СТ СЭВ 543-77 "Числа. Правила записи и округления". Иллюстрационный материал должен быть выполнен в соответствии с требованиями ГОСТ 2.105-79.

Объем расчетно-пояснительной записки 40-45 листов, написанных на одной стороне писчей нелинованной бумаги (ГОСТ 6656) четким почерком, чернилами

одного цвета, шрифтом размером не менее 2,5 мм. В тексте не должно быть подчеркнутых и сокращенных слов (за исключением общепринятых сокращений, установленных ГОСТ 2.316 и ГОСТ 7.12). На каждом листе оставляются поля для брошюровки и пометок (размер левого поля -30 мм, правого - 15 мм, верхнего – 15 мм, нижнего - 25 мм).

Пояснительная записка заканчивается составлением перечня использованной литературы с указанием фамилии и инициалов автора, полного названия книги, места издания, издательства и года издания (в соответствии с требованиями ГОСТ Р 7.0.5-2008). Расчетно-пояснительная записка брошюруется с бумажной обложкой (титульный лист).

2.2. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Оформляется на двух листах чертежной бумаги формата А1 (594× 841 мм). Чертежи выполняются карандашом (на компьютере). На них должны быть изображены:

- на первом листе – главная схема электрических соединений подстанции (полная принципиальная схема);
- на втором листе – конструктивный чертеж распредустройства ВН (план и разрез по ячейке, задаваемой руководителем), схема заполнения РУ 6-10 кВ и схема сетевого района.

Условные обозначения, шрифты и масштабы должны соответствовать ЕСКД и требованиям действующих ГОСТ.

Чертежи должны быть выполнены чисто и аккуратно. На схеме указываются типы и мощность выбранных силовых трансформаторов выключателей, разъединителей и другой аппаратуры, а также марка и сечение сборных шин.

На каждом чертеже курсового проекта должна быть помещена, в правом нижнем углу листа, основная надпись, выполняемая в соответствии с ГОСТ 2.104.

2.3. ЗАЩИТА КУРСОВОГО ПРОЕКТА

В процессе работы над проектом студент обязан систематически (по указанию руководителя) являться для показа проделанной работы и получения консультации.

Полностью оформленная расчетно-пояснительная записка сдается руководителю для проверки, после чего студент защищает свой курсовой проект в назначенной кафедрой комиссии.

При защите курсового проекта студент должен:

- иметь ясное представление о назначении спроектированной подстанции, положении ее в системе и режимах работы;
- давать четкие, исчерпывающие объяснения по принятым решениям;
- знать принятые схемы в деталях;
- знать устройство и принцип действия выбранного оборудования и условия его выбора;
- иметь представление о расположении оборудования и ошиновке подстанции

Процедура защиты включает доклад студента и ответы на вопросы членов комиссии и присутствующих (в пределах 10-15 мин). Результаты защиты оцениваются дифференцированной отметкой. При этом учитываются элементы творческого подхода к решению поставленных задач, степень самостоятельности и ритмичность работы над проектом, качество выполнения расчетно-пояснительной записки и графической части проекта, ответы при защите.

