

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

А. Н. Бохан, С. Г. Жуковец

ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
и задания к выполнению курсового проекта
для студентов специальности 1-43 01 03
«Электроснабжение (по отраслям)»
заочной формы обучения**

Гомель 2010

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.27я73
Б86

*Рекомендовано научно-методическим советом
заочного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 8 от 29.12.2009 г.)*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Автоматизированный электропривод»
ГГТУ им. П. О. Сухого *В. В. Тодарев*

Бохан, А. Н.
Б86 Производство электроэнергии : метод. указания и задания к выполнению курсового проекта для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» заоч. формы обучения / А. Н. Бохан, С. Г. Жуковец. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2010. – 80 с. – Систем. требования: PC не ниже рку Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://lib.gstu.local>. – Загл. с титул. экрана.

Приведены общие теоретические сведения по проектированию электрической части подстанций, руководящие указания и формулы для выбора основного оборудования подстанции, необходимые для курсового проектирования.

Для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» заочной формы обучения.

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.27я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2010

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Производство электроэнергии» относится к профилирующим дисциплинам специальности. Целью изучения дисциплины является формирование систематических знаний об электрической части всех типов электростанций, их главных схем; систем собственных нужд и управления; конструкций распределительных устройств и вспомогательных оборудований. Овладение навыками электротехнических расчетов по оценке параметров режима и выбору электрооборудования и основных элементов электрической части электростанций с учетом их технико-экономических характеристик, требований энергосистем. Изложение содержания данной дисциплины базируется на ранее полученных студентами знаниях по высшей математике, физике, химии, теоретическим основам электротехнике, экономике энергетики.

Задачей курсового проекта является закрепление теоретических знаний и приобретение навыков по проектированию электрической части подстанций, а также приобретение опыта в использовании справочной литературы, руководящих указаний и нормативных материалов.

Для облегчения поиска данных по новейшему оборудованию и методик расчета в указаниях приводятся ссылки на соответствующую литературу.

Каждый раздел методических указаний, будет изучен на конкретном примере.

1. СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТА

Темой курсового проекта является проектирование электрической части понижающей подстанции.

При выполнении курсового проекта подлежат разработке следующие вопросы:

1. Введение
2. Выбор силовых трансформаторов проектируемой подстанции.
3. Выбор и обоснование главной схемы электрических соединений.
4. Разработка схемы собственных нужд.
5. Расчет токов короткого замыкания.
6. Выбор коммутационных аппаратов.
7. Выбор токоведущих частей, сборных шин и кабелей.
8. Выбор контрольно-измерительных приборов для основных цепей схемы.
9. Выбор измерительных трансформаторов.
10. Выбор и описание конструкции распределительных устройств.

Графическая часть проекта содержит два листа. Главная схема электрических соединений – лист 1. План и разрез ячейки распределительного устройства (РУ) проектируемой подстанцией – лист 2.

Исходные данные на курсовое проектирование приведены в Приложении.

2. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПОДСТАНЦИЯХ

2.1. Общие положения

При проектировании электрической подстанции первоначально составляются структурные схемы, в которых определяется состав основного оборудования (силовые трансформаторы) и связи между ним и (РУ) разных напряжений. Одновременно с выбором основного оборудования определяются и схемы, в которых оно будет работать.

2.2. Разработка структурных схем подстанций

Подстанции по способу подключения делят на тупиковые, ответвительные, проходные и узловы. На рис. 2.1. приведены структурные схемы понизительных подстанций. Электроэнергия от энергосистемы поступает в РУ высокого напряжения подстанции, затем трансформируется и распределяется между потребителями в РУ низшего напряжения (рис. 2.1, а).

Узловые подстанции не только осуществляют питание потребителей, но и связывают отдельные части энергосистемы. В этом случае на подстанции кроме РУ низкого напряжения сооружаются РУ высшего и среднего напряжения и устанавливаются автотрансформаторы (рис. 2.1, б) или трехобмоточные трансформаторы (рис. 2.1, в).

Число трансформаторов на подстанциях выбирается в зависимости от ответственности потребителей, а также наличия резервных источников питания в сетях среднего и низких напряжений.

Так как большей частью от подстанций питаются потребители всех трех категорий и питание от системы подводится лишь со стороны ВН, то по условию надежности требуется установка не менее двух трансформаторов.

Максимальная расчетная мощность подстанции определяется, как сумма максимальных расчетных нагрузок на сторонах низкого и среднего напряжения:

$$\begin{aligned} S_{p.вн} &= \sqrt{P_{p.вн}^2 + Q_{p.вн}^2}; \\ P_{p.вн} &= P_{p.сн} + P_{p.нн}; \\ Q_{p.вн} &= Q_{p.сн} + Q_{p.нн}, \end{aligned} \quad (2.1)$$

где $P_{p.i}$, $Q_{p.i}$ – соответственно, активные и реактивные расчетные максимальные нагрузки потребителей на обмотках трансформатора.

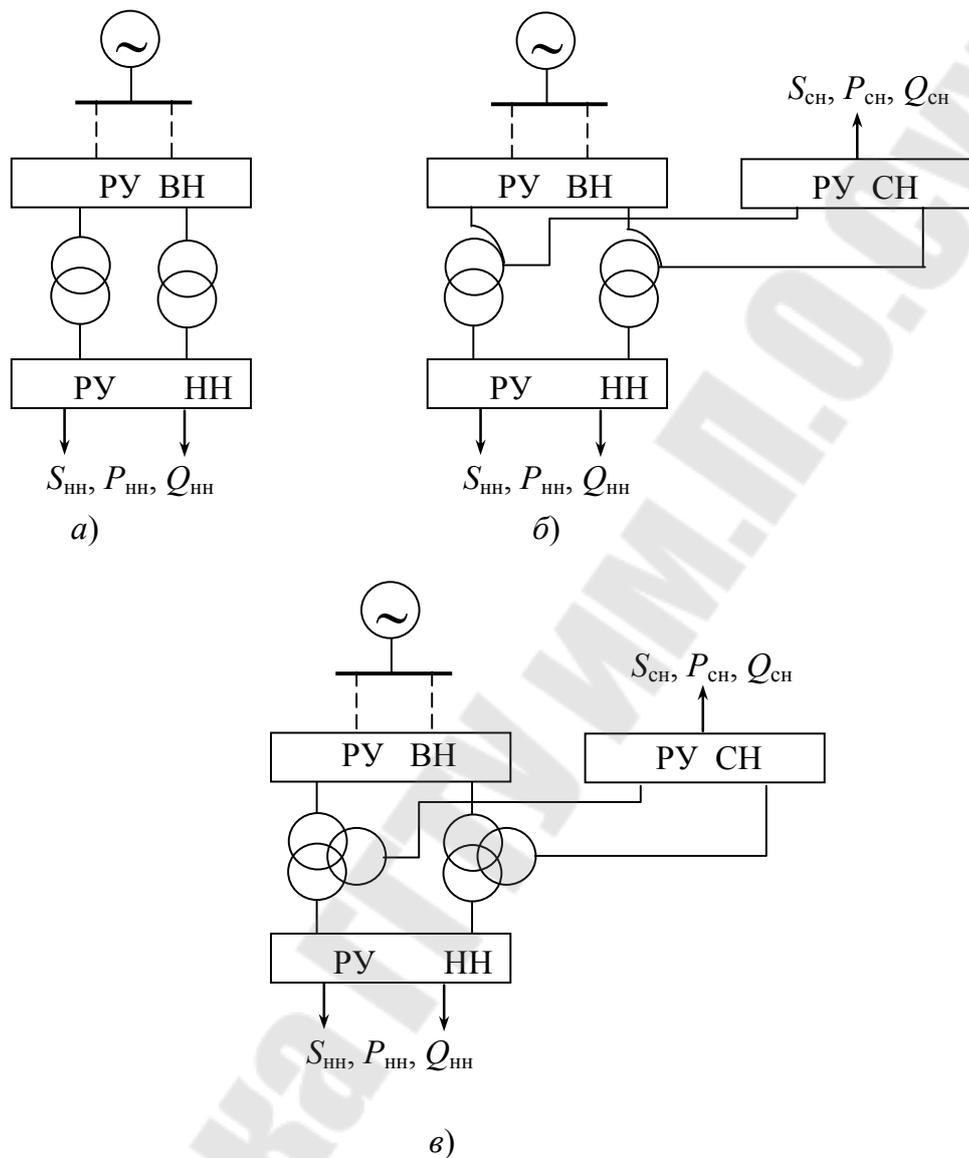


Рис. 2.1. Структурные схемы подстанций

Суммарная активная мощность на обмотках низкого и среднего напряжения трансформатора определяется с учетом разновременности максимумов нагрузки потребителей:

$$P_{p.i} = \sum n_{ли} \cdot P_{ли} \cdot k_{н.п.},$$

где $n_{ли}$ – количество линий заданного напряжения; $P_{ли}$ – максимальная активная мощность одной линии; $k_{н.п.}$ – коэффициент несовпадения максимумов нагрузки.

Полная расчетная мощность на стороне НН:

$$S_{p.нн} = \frac{P_{p.нн}}{\cos \varphi_{нн}}, \quad (2.2)$$

где $\cos \varphi_{нн}$ – коэффициент мощности потребителя НН.

Расчетная реактивная мощность НН:

$$Q_{p.нн} = \sqrt{S_{p.нн}^2 - P_{p.нн}^2}. \quad (2.3)$$

Аналогично определяется расчетная мощность на стороне среднего напряжения трансформатора.

При установке на подстанции более одного трансформатора (n) расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, когда оставшиеся в работе трансформаторы с учетом их аварийной перегрузки должны передать всю необходимую мощность:

$$S_p \leq S_{ном.тр} \cdot k_{пав}, \quad (2.4)$$

где $k_{пав} = 1,4$ – коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов.

Такая перегрузка допускается в течении 5 суток при условии, что коэффициент предшествующей нагрузки k_3 не более 0,93 и длительность перегрузки не более 6 ч.

Расчетная мощность трансформаторов определяется из выражения:

$$S_{расч.тр.} = \frac{S_{p.вн}}{k_{ав} \cdot (n-1)}, \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (2.5)$$

где $S_{расч.тр.}$ – расчетная мощность трансформатора, МВ·А;

$S_{p.вн}$ – суммарная мощность потребителей, МВ·А;

$k_{ав}$ – коэффициент аварийной перегрузки трансформатора, $k_{ав} = 1,4$;

n – количество трансформаторов.

Выбор трансформаторов осуществляется по каталожным данным на основании технико-экономического сравнения вариантов.

Для ограничения токов короткого замыкания на низком напряжении целесообразно применять трансформаторы с большими значениями напряжения короткого замыкания U_k . При мощностях 40 и более МВ·А для ограничения токов КЗ целесообразно применение трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения.

Для ограничения токов короткого замыкания (в случае необходимости) со стороны обмотки низкого напряжения трансформатора может устанавливаться одинарный или двоянный реакторы.

Пример 1

Выбрать число и мощность трансформаторов ГПП для следующих исходных данных:

- напряжение на стороне ВН (высокое напряжение) – 110 кВ;
- мощность к.з. энергосистемы – 1500 МВ·А;
- сопротивление системы – 0,35 о.е.;
- длина питающей линий 60 км.

Нагрузка потребителей на стороне НН (низкое напряжение):

- напряжение на стороне НН – 10 кВ; количество линий $n = 10$;
- наибольшая активная мощность одной линии – $P_{\text{лн}} = 2,5$ МВт;
- коэффициент мощности – $\cos\varphi = 0,75$;
- коэффициент одновременности максимумов нагрузки – $K_p = 0,8$;
- максимальное время использования часов – $T_{\text{max}} = 5000$ ч.

Мощность передаваемая по отходящим линиям высокого напряжения $P_{\text{ру110}} = 30$ кВт.

Решение:

Определим максимальную расчетную активную нагрузку подстанции:

$$P_{\text{р.п/ст}} = P_{\text{р.нн}} = \sum n_{\text{л}} \cdot P_{\text{лнн}} \cdot k_{\text{н.п.}} = 10 \cdot 2,5 \cdot 0,8 = 20 \text{ МВт.}$$

Полная расчетная мощность на стороне ВН:

$$S_{\text{р.ВН}} = \frac{P_{\text{р}}}{\cos\varphi} = \frac{20}{0,75} = 26,7 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

где $\cos\varphi$ – коэффициент мощности потребителя.

Расчетная желаемая мощность трансформатора, определяемая из условия допустимой аварийной перегрузки:

$$S_{\text{расч.тр.}} = \frac{S_{\text{р.ВН}}}{k_{\text{ав}} \cdot (n-1)} = \frac{26,7}{1,4} = 19,05 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Рассматриваем два варианта установки трансформаторов:

1 вариант:

Принимаем к установке два трансформатора типа ТДН – 16000/110 [1, табл. 3.6].

2 вариант:

Принимаем к установке два трансформатора типа ТРДН – 25000/110 [1, табл. 3.6];

Определим коэффициент загрузки трансформаторов:

1 вариант:

$$k_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{26,7}{2 \cdot 16} = 0,834;$$

2 вариант:

$$k_3 = \frac{26,7}{2 \cdot 25} = 0,534.$$

Определим коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов:

1 вариант:

$$k_{\text{пав}} = \frac{S_p}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{26,7}{16} = 1,6;$$

2 вариант:

$$k_{\text{пав}} = \frac{26,7}{25} = 1,068 \leq 1,4.$$

Оба варианта подходят по коэффициенту загрузки в нормальном режиме. Первый вариант удовлетворяет условию допустимой послеаварийной перегрузки (1,4). Для второго варианта послеаварийная перегрузка $k_{\text{пав}}$ превышает значение 1,4. Поэтому при аварийном отключении одного из трансформаторов подстанции часть потребителей третьей категории необходимо отключить. Окончательный выбор трансформаторов произведем с учетом технико-экономических расчетов (ТЭР).

3. ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

3.1. Общие положения

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как она определяет полный состав элементов (трансформаторов, линий, коммутационной и другой первичной аппаратуры) и связей между ними.

Для выбора главной схемы электрических соединений должны быть заданы (или определены в результате промежуточных расчетов) следующие данные: напряжения, на которых выдается электроэнергия; схема сетей и число линий на каждом напряжении; величина перетоков мощностей между РУ разных напряжений.

На предварительном этапе разработке главной схемы электрических соединений (разработка структурной схемы) определяется число и мощность трансформаторов, связь между РУ разных напряжений.

В зависимости от конкретных условий намечается 2-3 близких варианта схемы. Для каждого из них определяются:

- методы ограничения токов короткого замыкания;
- схемы РУ на всех напряжениях;
- основное и резервное питание собственных нужд.

3.2. Выбор схем распределительных устройств

На выбор электрической схемы РУ влияет множество факторов, из которых основные: номинальное напряжение; число присоединений; их мощность; схема сети, к которой присоединяется данное РУ; очередность сооружения и перспектива дальнейшего расширения.

При выборе схем руководствуются рекомендациями, которые даются в Нормах технологического проектирования (НТП). В соответствии с рекомендациями подбирают конкурентоспособные варианты схем РУ (см. табл. 3.2.) и в результате технико-экономического сравнения принимают наиболее подходящие схемы.

Если в задании на курсовое проектирование для РУ задана общая мощность передаваемая линиями электропередач, то количество линий определяется исходя из дальности передачи и экономически целесообразных величин передаваемых мощностей для одной линии:

$$n_{\text{ЛЭП}} \geq \frac{P_{\text{ру}}}{P_{\text{л}}}, \quad (3.1)$$

где $P_{\text{ру}}$ – величина активной мощности передаваемой от распределительного устройства;

$P_{\text{л}}$ – предел передаваемой активной мощности по одноцепной линии.

В таблице 3.1. даны предельные значения передаваемой мощности ($P_{\text{л}}$) и длины ЛЭП различного класса напряжений.

Таблица 3.1

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

В зависимости от числа присоединений и номинального напряжения принимаются возможные схемы РУ.

Распределительные устройства 6-10 кВ входят в состав подстанций как главные распределительные устройства. От РУ отходит значительное число линий (фидеров) к местным потребителям. В РУ 6-10 кВ подстанций применяется одиночная секционированная система шин. Типовые схемы электрических соединений РУ низшего напряжения приведены на рис. 3.1.

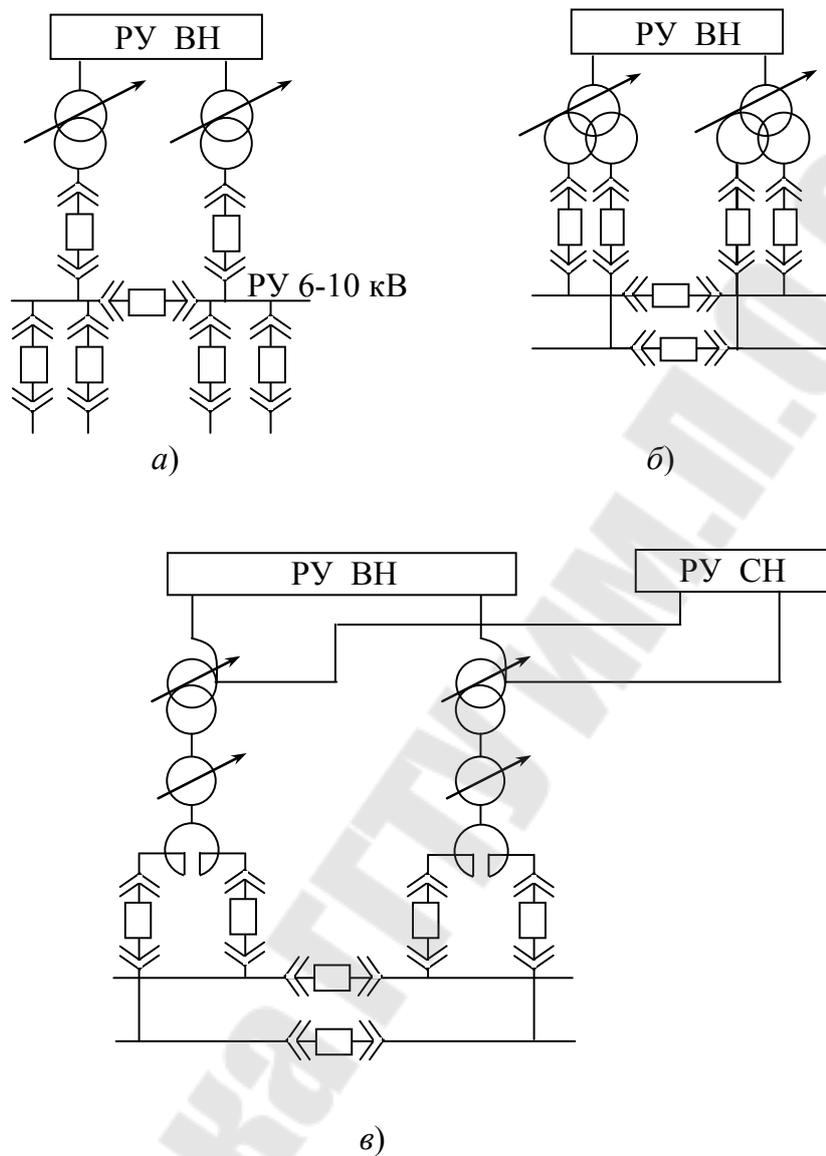
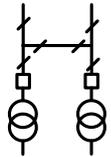
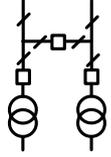
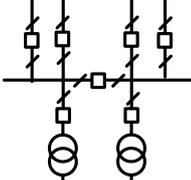
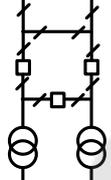
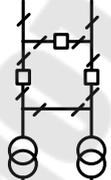
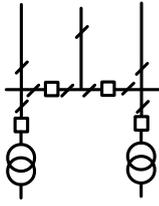
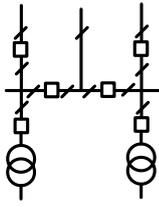
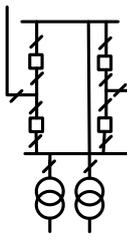
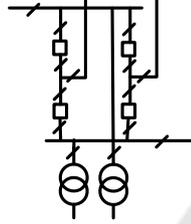
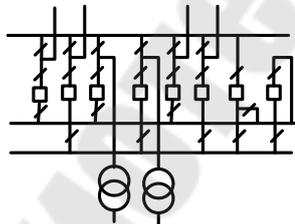


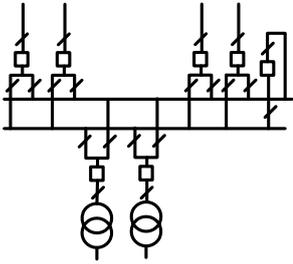
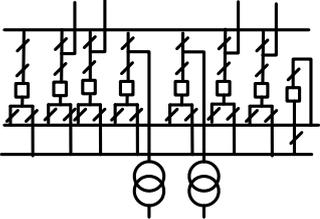
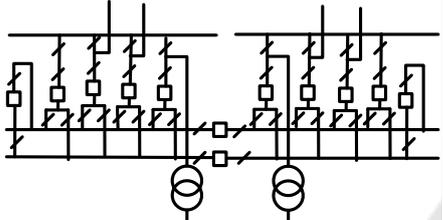
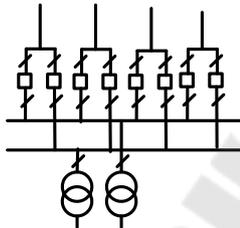
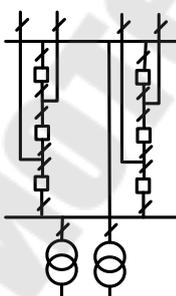
Рис. 3.1. Схемы электрических соединений РУ низшего напряжения

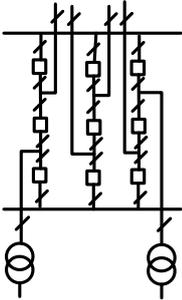
Таблица 3.2

Варианты схем распределительных устройств

Электрические схемы РУ	Наименование схемы	Область применения	
		Напряжение, кВ	Сторона подстанции
1	2	3	4
1 	Два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линий	35-110	ВН
2 	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и автоматической перемычкой со стороны линий	35	ВН
3 	Одинарная система шин	6-35	НН,СН
4 	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	110-220	ВН
5 	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора	110	ВН

1	2	3	4
<p>6</p> 	<p>Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и дополнительной линией подключенной через два выключателя</p>	<p>110</p>	<p>ВН</p>
<p>7</p> 	<p>Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и линий и дополнительной линией подключенной через два выключателя</p>	<p>110</p>	<p>ВН</p>
<p>8</p> 	<p>Четырёхугольник</p>	<p>220-750</p>	<p>ВН</p>
<p>9</p> 	<p>Расширенный четырёхугольник</p>	<p>220</p>	<p>ВН</p>
<p>10</p> 	<p>Одна секционированная система шин с обходной с секционным и обходным выключателями</p>	<p>110-220кВ</p>	<p>ВН</p>

1	2	3	4
 <p>11</p>	<p>Двойная система система шин</p>	<p>110-220</p>	<p>ВН, СН</p>
 <p>12</p>	<p>Двойная система шин с обходной с отдельными об- ходным и шино- соединительным выключателями</p>	<p>110-220</p>	<p>ВН,СН</p>
 <p>13</p>	<p>Две секциониро- ванные выключа- телями системы шин с обходной с двумя ШСВ и двумя ОВ</p>	<p>110-220</p>	<p>ВН,СН</p>
 <p>14</p>	<p>Трансформаторы – шины с присое- динением линий через два выклю- чателя</p>	<p>330-750</p>	<p>ВН</p>
 <p>15</p>	<p>Трансформаторы – шины с полу- торным присое- динением линий</p>	<p>330-750</p>	<p>ВН</p>

1	2	3	4
 <p data-bbox="276 658 300 680">16</p>	Полуперегородочная схема	330-750	ВН

В курсовом проекте рассматриваются возможные варианты схем РУ и в результате технико-экономического сравнения принимают наиболее рациональную схему. При прочих равных условиях предпочтение отдается схеме, в которой отключение цепей осуществляется меньшим числом выключателей.

3.3. Технико-экономическое сравнение вариантов

При разработке главной схемы электрических соединений подстанции рассматриваются два варианта, отличающихся составом и схемами подключения основного оборудования, схемами РУ, когда заданным техническим требованиям удовлетворяют несколько схем. На основании технико-экономического сопоставления вариантов требуется определить оптимальное решение.

В связи с учебным характером технико-экономических расчетов при выполнении курсового проекта основное внимание уделяется методике их выполнения, а исходные данные о стоимости оборудования принимаются в условных единицах.

Сопоставительную оценку рассматриваемых вариантов схем проектируемой подстанции приведен в курсовом проектировании по минимуму приведенных затрат Z , у.е./год, которые определяются из выражения:

$$Z = p_n \cdot K + I + U, \quad (3.2)$$

где p_n – нормативный коэффициент эффективности, 1/год, принимаемый в расчетах 0,12;

K – капиталовложения, у.е.;

I – годовые издержки, у.е./год;

U – математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Капиталовложения определяют по упрощённым показателям стоимости оборудования и аппаратов [1, табл. 10.26]. При этом не учитываем стоимость одинакового оборудования. Результаты расчётов капиталовложений оформляют в таблицу 3.3.

Таблица 3.3

Оборудование	Стоимость единицы, у.е.	Варианты			
		Первый		Второй	
		К-во ед., шт.	Общ. стоимость, у.е.	К-во ед., шт.	Общ. стоимость, у.е.

Годовые эксплуатационные издержки складываются из трех составляющих:

$$I = I_a + I_o + I_{\text{пот}}, \quad (3.3)$$

где $I_a = a \cdot K$ – амортизационные отчисления;

a – норма амортизационных отчислений для силового оборудования;

$I_o = v \cdot K$ – издержки на обслуживание электроустановки;

v – норма отчислений на обслуживание;

$I_{\text{пот}} = \beta \cdot \Delta W_{\text{пот}}$ – издержки, обусловленные потерями энергии в проектируемой установке;

β – удельные затраты по возмещению потерь, у.е./кВт·ч;

$\Delta W_{\text{пот}}$ – годовые потери энергии, кВт·ч/год.

Для силового электрооборудования и РУ установлены следующие нормы отчислений: $\alpha = 6,4\%$, $v = 3\%$ – для оборудования до 150 кВ, $\alpha = 6,4\%$, $v = 2\%$ – при $U_{\text{ном}} \geq 220$ кВ.

При курсовом проектировании удельные затраты на возмещение потерь можно принимать $\beta = 0,8 \cdot 10^{-2}$ у.е./кВт·ч.

Годовые потери энергии в двухобмоточном трансформаторе определяются:

$$\Delta W_{\text{пот}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{p}}}{S_{\text{ном.тр}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (3.4)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт;

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

τ – время максимальных потерь; значение τ может быть определено по формуле:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{м}} \cdot 10^{-4}) \cdot 8760, \quad (3.5)$$

где $T_{\text{м}}$ – продолжительность использования максимальной нагрузки.

Для трехобмоточных трансформаторов потери энергии определяются как

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{пот}} = & n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кзВ}} \left(\frac{S_{\text{pВ}}}{S_{\text{ном.трВ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{В}} + \\ & + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кзС}} \left(\frac{S_{\text{pС}}}{S_{\text{ном.трС}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{С}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кзН}} \left(\frac{S_{\text{pН}}}{S_{\text{ном.трН}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{Н}}. \end{aligned}$$

Для упрощения можно принять: $\tau_{\text{В}} = \tau_{\text{С}} = \tau_{\text{Н}}$. Потери короткого замыкания в обмотках высшего, среднего и низшего напряжения, кВт:

$$\Delta P_{\text{кзВ}} = 0,5(\Delta P_{\text{кзВ-С}} + \Delta P_{\text{кзВ-Н}} - \Delta P_{\text{кзС-Н}});$$

$$\Delta P_{\text{кзС}} = 0,5(\Delta P_{\text{кзВ-С}} + \Delta P_{\text{кзС-Н}} - \Delta P_{\text{кзВ-Н}});$$

$$\Delta P_{\text{кзН}} = 0,5(\Delta P_{\text{кзС-Н}} + \Delta P_{\text{кзВ-Н}} - \Delta P_{\text{кзВ-С}}).$$

Если в каталогах для трехобмоточных трансформаторов приведена величина потерь короткого замыкания только для пары обмоток высшего и низшего напряжения $\Delta P_{\text{кзВ}}$, то при одинаковой мощности всех обмоток принимают

$$\Delta P_{\text{кзВ}} = \Delta P_{\text{кзС}} = \Delta P_{\text{кзН}} = 0,5\Delta P_{\text{кзВ-Н}}.$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии находится по следующей формуле:

$$Y = n \cdot y_0 \cdot \frac{T_{\max}}{8760} \cdot \sum \Delta P_{\text{тр}} \cdot \omega \cdot T_{\text{вт}},$$

где n – количество трансформаторов;

y_0 – удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии, принимается равным 0,3 – 0,7 у.е./кВт·ч;

$\Delta P_{\text{тр}}$ – аварийное снижение мощности трансформатора, кВт;

ω – параметр потока отказов, 1/год [12, табл. П1.1];

$T_{\text{вт}}$ – среднее время восстановления, ч [12, табл. П1.1].

Аварийное снижение мощности трансформатора (отключение потребителей третьей категории) определяется по следующей формуле:

$$\Delta P_{\text{т}} = S_{\text{расч}} \cdot \cos\varphi - 1,4 \cdot S_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi,$$

где $S_{\text{расч}}$ – расчетная мощность потребителей подстанции, кВ·А;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности.

Пример 2

Выбрать и обосновать схему электрических соединений ГПП с учетом технико-экономического сравнения вариантов, для исходных данных проектирования.

Решение:

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

$$n_{\text{лэп}} \geq \frac{P_{\text{ру}}}{P_{\text{л}}},$$

Со стороны ВН:

$$n_{\text{лэп}} \geq \frac{60}{30} = 2,0.$$

Принимаем со стороны ВН 2 отходящие линии. По таблице 3.2, выберем схемы распределительных устройств высокого (110кВ) и низкого (10 кВ) напряжения. На стороне ВН – одинарная секционированная

система шин с обходной (рис. 12, табл. 3.2), для РУ-10 кВ выбираем одну секционированную систему шин (рис. 3, табл. 3.2).

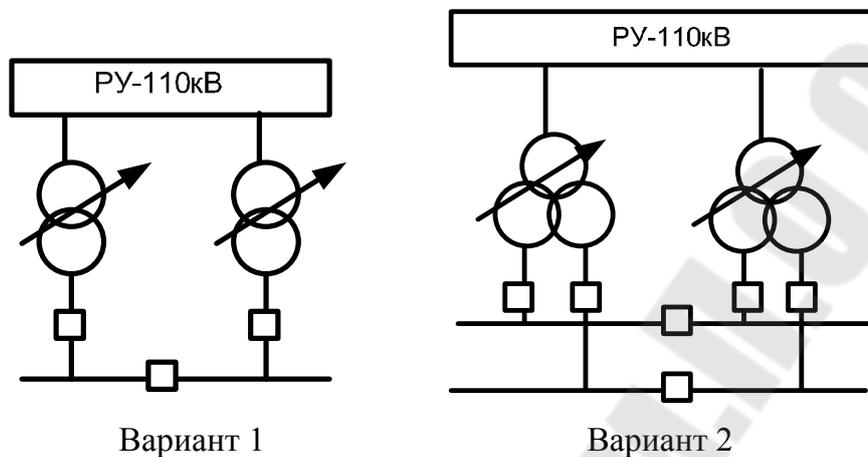


Рис. 3.2. Структурные схемы подстанции

Выполним технико-экономический расчет, для этого определим капиталовложения в подстанцию:

Капиталовложения в подстанцию

Оборудование	Стоимость единицы, тыс.у.е	Количество единиц, шт.	Общая стоимость, тыс. у.е
1 вариант ТДН-16000/110/10	48	2	96
2 вариант ТРДН-25000-110/10	70	2	140

Определим годовые эксплуатационные издержки для первого варианта ($2 \times 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$):

$$I_a = \frac{6,4}{100} \cdot 96 = 6,14 \text{ тыс. у.е} = 6,14 \cdot 2800 = 17,2 \text{ млн.руб};$$

$$I_o = \frac{2}{100} \cdot 96 = 1,92 \text{ тыс. у.е} = 1,92 \cdot 2800 = 5,4 \text{ млн.руб};$$

$$\Delta W_3 = \left(2 \cdot 24 \cdot 8760 + 2 \cdot \left(\frac{26,7}{2 \cdot 16} \right)^2 \cdot 85 \cdot 4380 \right) \cdot 10^{-3} =$$

$$= 938,62 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч/год};$$

$$\tau_{\text{пот}} = (0,124 + 5000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4380 \text{ ч};$$

$$I_{\Delta W} = 0,8 \cdot 10^{-2} \cdot 938,62 \cdot 10^3 \cdot 2800 = 21,025 \text{ млн.руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки по формуле 3.3:

$$I = 17,2 + 5,4 + 21,0 = 43,6 \text{ млн.руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки для второго варианта:

$$I_a = \frac{6,4}{100} \cdot 140,0 = 8,96 \text{ тыс. у.е} = 8,96 \cdot 2800 = 25,1 \text{ млн.руб};$$

$$I_o = \frac{2}{100} \cdot 140,0 = 2,8 \text{ тыс. у.е} = 2,8 \cdot 2800 = 7,84 \text{ млн.руб};$$

$$\Delta W_3 = \left(2 \cdot 30 \cdot 8760 + 2 \cdot \left(\frac{26,7}{2 \cdot 25} \right)^2 \cdot 120 \cdot 4380 \right) \cdot 10^{-3} =$$

$$= 299,76 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч/год};$$

$$I_{\Delta W} = 0,8 \cdot 10^{-2} \cdot 299,76 \cdot 10^3 \cdot 2800 = 6,7 \text{ млн.руб};$$

$$I = 25,1 + 7,84 + 6,7 = 39,64 \text{ млн.руб.}$$

Определим ущерб от недоотпуска электроэнергии:

$$Y = n \cdot y_0 \cdot \frac{T_{\text{max}}}{8760} \cdot \sum \Delta P_{\text{тр}} \cdot \omega \cdot T_{\text{вт}};$$

$$\Delta P_{\text{тр}} = S_{\text{расч}} \cdot \cos\varphi - 1,4 \cdot S_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi = 26,7 \cdot 0,8 - 1,4 \cdot 16 \cdot 0,8 = 3,44 \text{ МВт};$$

$$Y = 2 \cdot 0,3 \cdot \frac{5000}{8760} \cdot 3,44 \cdot 0,014 \cdot 70 \cdot 10^3 \cdot 2800 = 3,23 \text{ млн.руб.}$$

Приведенные затраты:

$$Z_{\text{1вариант}} = p_{\text{н}} \cdot K + I = 0,12 \cdot 96 \cdot 10^3 \cdot 2800 + 39,13 = 71,39 \text{ млн.руб};$$

$$Z_{2\text{вариант}} = p_{\text{н}} \cdot K + I + Y = 0,12 \cdot 140,0 \cdot 10^3 \cdot 2800 + 39,64 + 3,23 = \\ = 89,91 \text{ млн. руб.}$$

Исходя из минимума приведенных затрат, более экономичным является первый вариант, с установкой двух трансформаторов типа ТДН 16000/110.

4. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИЙ

Мощность потребителей СН подстанций невелика, поэтому они питаются от сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. На двухтрансформаторных подстанциях 35-220 кВ устанавливаются два ТСН, мощность которых выбирают в соответствии с нагрузками, с учетом допустимой перегрузки ($k_n = 1,4$) при выполнении ремонтных работ и отказах одного из трансформаторов. Предельная мощность ТСН – 630, 1000 кВ·А. Присоединение ТСН к сети зависит от системы оперативного тока. Постоянный оперативный ток используют на всех подстанциях 330-750 кВ и выше и на подстанциях с РУ 110-220 кВ со сборными шинами. Переменный или выпрямленный – на подстанциях с РУ 35-220 кВ без выключателей высокого напряжения. На подстанциях 110 кВ и выше с переменным и выпрямленным оперативным током ТСН присоединяются к выводам 6-10 кВ главных трансформаторов до их выключателей через предохранители; на подстанциях 35 кВ – к питающей линии через предохранители. На подстанциях с постоянным оперативным током ТСН подключаются через предохранители или выключатели к шинам РУ 6-35 кВ или к обмотке 6-35 кВ трансформаторов.

Пример схемы СН подстанции 110 кВ приведен в [1, с. 91], [2, с. 189]. Шины 0,4 кВ щитов СН секционируются автоматическими выключателями.

Таблица 4.1

Потребители собственных нужд подстанций

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт
Подогрев выключателей и приводов (на три полюса):	
ВВБ-110	1,8
ЛТВ 142D1/В (элегазовый) $U_{ном} = 110$ кВ	2,0
ВГТ-220-4/2500У1(элегазовый колонковый) $U_{ном} = 220$ кВ	3,2
ВГБ-220-4/2500У1(элегазовый баковый) $U_{ном} = 220$ кВ	3,6
ВГТ-330	4,6
Подогрев шкафов КРУН и КРУ-10	1
Подогрев приводов разъединителей, шкафа зажимов	0,6
Подогрев релейного шкафа	1
Отопление, освещение, вентиляция:	
ОПУ	6...10
ЗРУ 6-10 кВ	5...7

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт
ЗРУ, совмещенного с ОПУ Здание разъездного персонала	20...30 5,5
Освещение ОРУ 110, 220 кВ при: $n_{\text{яч}} \leq 3$ $n_{\text{яч}} > 3$	2 5...10
Компрессорная (на один агрегат): электродвигатели отопление, освещение	20...40 15...30
Маслохозяйство	75...300
Подзарядно-зарядный агрегат	2×(5...23)

Пример 3

Выбрать мощность трансформатора собственных нужд для электрической подстанции, схема которой приведена на рисунке 1.

Решение:

Определим мощность потребителей собственных нужд и данные сведем в таблицу 4.2.

Таблица 4.2

Нагрузка СН подстанции

Электроприемники	Установленная мощность, кВт	Количество приемников, шт.	$\cos \varphi / \operatorname{tg} \varphi$	Активная мощность, кВт	Реактивная мощность, квар
Электродвигатели обдува трансформаторов ТДН-16 [10, прил. табл. 2.1]	2,5	2	0,85/1,14	5	5,7
Устройство подогрева выключателя ВГТ-110П -40/2500У1, табл. 4.1	1,8	6	-	10,3	-
Подогрев шкафов КРУ-10кВ	1	13	-	13	-
Подогрев приводов разъединителей	0,6	20	-	18	-
Подогрев релейных шкафов	1	6	-	6	-
Отопление, освещение и вентиляция: - ЗРУ, совмещенное с ОПУ	25	1	-	25	-
Наружное освещение ОРУ-110 кВ	5	1	-	5	-
Подзарядно - зарядный агрегат	5	2	-	10	-
Итого:				92,3	5,7

Номинальная мощность трансформатора равна:

$$S_{\text{ном.тр.}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{1,4},$$

где $S_{\text{расч}} = \sqrt{P_{\text{расч}} + Q_{\text{расч}}}$, кВ·А – расчетная нагрузка СН;

$$S_{\text{ном.тр.}} \geq \frac{\sqrt{92,3^2 + 5,7^2}}{1,4} = 66,0 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Принимаем к установке 2 трансформатора мощностью 100кВА типа ТМ-100/10.

5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

5.1. Назначение и порядок выполнения расчетов токов короткого замыкания (КЗ)

Для выбора электрооборудования, аппаратов, шин, кабелей токоограничивающих реакторов необходимо знать токи короткого замыкания. При этом обычно достаточно определить ток трехфазного короткого замыкания в месте повреждения, в некоторых случаях – распределении токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к этому месту. Для большинства практических задач расчет ведут с рядом упрощений.

Расчет токов при трехфазном КЗ. выполняют следующим образом:

1. Для рассматриваемой установки составляют расчетную схему;
2. По расчетной схеме составляют электрическую схему замещения;
3. Путем последовательного преобразования приводят схему замещения к простейшему виду так, чтобы каждый источник питания или группа источников с результирующей э.д.с. были связаны с точкой КЗ одним сопротивлением $X_{рез}$;
4. Определяют значение сверхпереходной составляющей тока КЗ ($I_{п0}$), затем ударный ток КЗ (i_y).

Расчетная схема – это однолинейная схема электроустановки с указанием тех элементов и их параметров, которые влияют на значение тока КЗ и должны учитываться при выполнении расчетов.

На расчетной схеме намечают расчетные точки КЗ для всех рас­предустройств (на сборных шинах РУ каждого напряжения) так, чтобы аппараты и проводники попадали в наиболее тяжелые условия работы.

5.2. Расчет токов КЗ для выбора электрических аппаратов

Расчет токов КЗ может выполняться практическим методом с применением расчетных кривых или аналитическим методом с использованием типовых кривых [1, 4]. Для обоих методов расчета токов КЗ требуется исходную схему замещения преобразовать к простейшему виду, когда источник питания или группа источников связаны с точкой КЗ одним сопротивлением $X_{рез}$. Расчет обычно выполняют в относительных единицах.

Для всех расчетных точек определяются следующие величины: на-

чальное значение периодической составляющей тока КЗ ($I_{п0}$), ударный ток КЗ (i_y) и ток в момент t расхождения контактов выключателя ($I_{пт}$). Результаты расчетов токов КЗ для каждой точки сводят в таблицу 5.1.

Таблица 5.1

Точка КЗ	$U_{ном}$	$I_{п0}$, кА	k_y	i_y , кА
----------	-----------	---------------	-------	------------

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

Подробно методика расчета токов КЗ приведена в [1, 4].

5.3. Выбор токоограничивающих реакторов

Реакторы служат для ограничения токов КЗ в мощных электроустановках, что позволяет применять более легкие и дешевые выключатели и уменьшать площадь сечения кабелей, а, следовательно, удешевлять РУ и распределительные сети. Основная область применения реакторов – электрические сети напряжением 6-10 кВ.

Для ограничения тока КЗ в РУ 6-10кВ электрических подстанций применяют линейные реакторы.

Линейные реакторы включаются последовательно в цепь отходящей линии (линий), они предназначены для ограничения тока КЗ. в распределительной сети. При выборе линейных реакторов предпочтение отдается групповым сдвоенным реакторам, так как они экономичнее индивидуальных. Номинальный ток реактора определяют исходя из наибольшего тока групп линий, присоединенных к шинным сборкам группового реактора. Рекомендуется, чтобы число линий, присоединенных к групповой сборке, не превышало трех-четырех.

Сопротивление линейных реакторов X_p определяется из условия ограничения тока КЗ до тока отключающей способности выключателя $I_{ном.откл}$.

При выборе реактора выполняется упрощенный расчет тока КЗ, когда вся система, включая проектируемую подстанцию, приводится к одному результирующему сопротивлению между объединенными источниками питания и точкой КЗ $X_{рез}$. Сверхпереходный ток в выбранной точке КЗ определяется как

$$I_{п0} = \frac{I_6}{x_{рез}}, \quad (5.1)$$

где I_6 – базисный ток ступени напряжения, на которой выбрана точка КЗ.

Желаемое сопротивление системы определяется из условия обеспечения допустимой отключающей способности выключателя (например, $I_{ном.откл.} = 20$ кА).

$$X_{сист.жел} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{ном.откл.}}. \quad (5.2)$$

Расчетное сопротивление системы:

$$Ч_{сист.ф} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{п0}}. \quad (5.3)$$

Разность полученных сопротивлений дает желаемое сопротивление реактора $Ч_{р.жел.}$:

$$Ч_{р.жел} = Ч_{сист.жел} - Ч_{сист.ф}. \quad (5.4)$$

Затем в соответствии с требуемыми значениями $U_{ном}$ и $I_{ном}$ выбирается реактор с сопротивлением $Ч_{р.ном}$ ближайшим большим значения $Ч_{р.жел.}$. Методика расчета приведена [8, с. 13].

Пример 4

Рассчитать токи короткого замыкания для электрической подстанции, схема которой приведена на рисунке 3.2.

Решение:

Составим схему замещения рис 5.2. по расчетной схеме подстанции рис. 5.1:

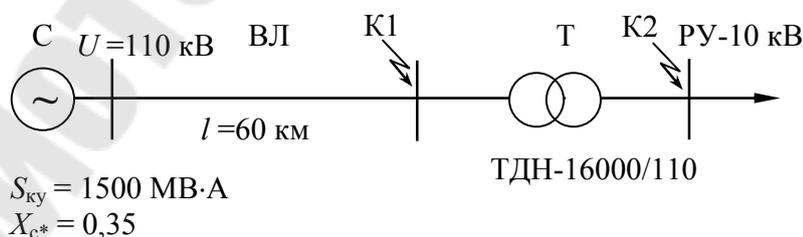


Рис. 5.1. Расчетная схема подстанции 110/10кВ

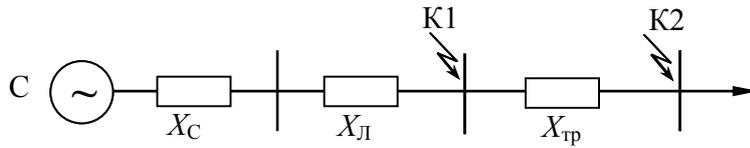


Рис. 5.2. Схема замещения подстанции

Определим базисный ток, для этого зададимся базисными условиями: $U_{61} = 115$ кВ; $U_{62} = 10,5$ кВ; $S_6 = 1500$ МВ·А.

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{1500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 7,53 \text{ кА};$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{1500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 82,5 \text{ кА}.$$

Определим сопротивления схемы замещения:

$$x_c = x_{c*} \cdot \frac{S_6}{S_{к.с}} = 0,35 \cdot \frac{1500}{1500} = 0,35;$$

$$x_l = \frac{x_0}{2} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{ср}^2} = \frac{0,4}{2} \cdot 60 \cdot \frac{1500}{115^2} = 1,36;$$

$$x_{тр} = \frac{U_{к.з.}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{ном.тр}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1500}{16} = 9,84.$$

Вычислим токи короткого замыкания для РУ 110кВ (точка K1) и 10 кВ (точка K2):

$$I_{п0K1} = \frac{I_{61}}{\sum x_{K1}} = \frac{I_{61}}{(x_c + x_l)} = \frac{7,53}{(0,35 + 1,36)} = 4,4 \text{ кА};$$

$$I_{п0K2} = \frac{I_{62}}{\sum x_{K2}} = \frac{I_{62}}{(x_c + x_l + x_{тр})} = \frac{82,5}{(0,35 + 1,36 + 9,84)} = 7,14 \text{ кА}.$$

Определим ударный ток короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п0}.$$

Для РУ 110кВ:

$$i_{ук1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п0K1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 4,4 = 10,5 \text{ кА},$$

где $k_y = 1,7$ ударный коэффициент для РУ-110 кВ [7,табл.2.3].

Для РУ 10кВ:

$$i_{\text{ук2}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{п0к2}} = \sqrt{2} \cdot 1,37 \cdot 7,14 = 13,8 \text{ кА},$$

где $k_y = 1,37$ ударный коэффициент для РУ-10 кВ [7, табл. 2.3].

Ток короткого замыкания в РУ-10 кВ $I_{\text{п0к2}} = 7,14$ кА не превышает 20 кА, поэтому установка реактора не требуется.

6. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

6.1. Общие положения по выбору аппаратов

Электрические аппараты выбирают по расчетным условиям нормального режима и проверяют на работоспособность в условиях аномальных режимов (термическая и динамическая стойкость при коротких замыканиях, коммутационная способность и т. д.) [10, 4].

Факторы, учитываемые при выборе аппаратов, указаны в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Тип электрического аппарата	Номинальное напряжение	Номинальный ток	Динамическая стойкость	Термическая стойкость	Коммутационная способность	Нагрузка вторичных цепей
Выключатель	+	+	+	+	+	-
Разъединитель	+	+	+	+	-	-
Трансформатор тока	+	+	+	+	-	+
Трансформатор напряжения	+	-	-	-	-	+

Примечание: Учитываемые факторы обозначены знаком «+», неучитываемые – «-».

Условия выбора и проверки аппаратов изложены ниже.

6.2. Выбор коммутационных аппаратов

Выбор выключателей производим по следующим параметрам:

– по напряжению электроустановки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (6.1)$$

– по току утяжеленного режима с учетом возможных длительных перегрузок:

$$I_{утяж.р} \leq I_{ном}; \quad (6.2)$$

где $U_{ном}$, $I_{ном}$ – паспортные (каталожные) параметры выключателя;

Проверка выключателей производим по следующим условиям короткого замыкания:

– отключающую способность:

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию

$$I_{п0} \leq I_{ном.откл}; \quad (6.3)$$

где $I_{\text{ном.откл}}$ – номинальный ток отключения по каталогу.

– **на термическую стойкость:**

Выключатель проверяют по расчетному импульсу квадратичного тока КЗ B_K и каталожным параметрам термической устойчивости I_T и времени его протекания t_T :

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T. \quad (6.4)$$

Параметр B_K определяется следующим образом:

$$B_K = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (6.5)$$

где $t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}}$,

$t_{\text{рз}}$ – время действия релейной защиты;

$t_{\text{св}}$ – собственное время отключения выключателя (приводится в технических характеристиках выключателя).

– **на электродинамическую стойкость:**

$$i_y \leq I_{\text{м.дин}}, \quad (6.6)$$

где $I_{\text{по}}$, i_y – расчетные значения периодической составляющей тока КЗ (при $t = 0$) и ударного тока (при $t = 0,01$ с) в цепи, для которой выбирается выключатель;

$I_{\text{м.дин}}$ – амплитудное значение сквозного тока КЗ (каталожные параметры выключателя).

Необходимо отметить, что расчетным видом КЗ для проверки на электродинамическую термическую стойкость является трехфазное КЗ. Если же в сетях с эффективно-заземленной нейтралью ($U = 110$ кВ и выше) оказывается, что ток однофазного КЗ больше тока трехфазного КЗ, то проверку на отключающую способность ведут по более тяжелому режиму.

Разъединители и выключатели нагрузки выбираются по номинальному напряжению $U_{\text{ном}}$, номинальному длительному току $I_{\text{ном}}$, а в режиме КЗ проверяют на термическую и электродинамическую стойкость.

Выбор предохранителей производится по параметрам $U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$ с проверкой выполнения условия $I_{\text{по}} \leq I_{\text{ном.откл}}$.

Расчетные величины для выбора перечисленных аппаратов те же,

что и для выключателей.

Выбор рассмотренных и других типов электрических аппаратов рекомендуется производить в табличной форме. Так, например, таблице 6.2. соответствует условиям выбора выключателя.

Таблица 6.2.

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$k_{ав.пер} \cdot I_{ном.тр}$	$I_{ном}$	$k_{ав.пер} \cdot I_{ном.тр} \leq I_{ном}$
$I_{п0}$	$I_{ном.откл}$	$I_{п0} \leq I_{ном.откл}$
B_k	$I_T; t_T$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
i_y	$I_{дин}$	$i_y \leq I_{дин}$

Пример 5

Выбрать высоковольтные выключатели и разъединители для РУ 110 кВ проектируемой подстанции: $U_{ном} = 110$ кВ; $S_{ном.тр} = 16000$ кВ·А; $I_{п0К1} = 4,4$ кА; $i_y = 10,5$ кА.

Решение:

Определим номинальный ток трансформатора:

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84,1 \text{ А.}$$

Максимальный ток утяжеленного послеаварийного режима:

$$I_{раб.мах} = k_{ав.пер} \cdot I_{ном.тр} = 1,4 \cdot 84,1 = 117,7 \text{ А.}$$

Термический импульс короткого замыкания:

$$B_k = I_{п0К1}^2 (t_{откл} + T_a) = 4,4^2 (2,2 + 0,02) = 43,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{откл} = t_{рз} + t_{св} = 1,8 + 2,4 \text{ с}$ – время отключения, принимаем $t_{откл} = 2,2 \text{ с}$, $T_a = 0,02 \text{ с}$ аperiodическая составляющая времени [7, табл. 2.3].

Намечаем к установке элегазовый выключатель типа ВЭБ-110, $I_{ном} = 2500 \text{ А}$.

Таблица 6.3

Условия выбора выключателя

Расчетные параметры	Условие выбора	Каталожные данные выключателя
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} = 235 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$I_{\text{п0 К1}} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{откл}}$	$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{у}} = 10,5 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} \leq I_{\text{м.дин}}$	$I_{\text{м.дин}} = 102 \text{ кА}$

Выключатель удовлетворяет всем условиям выбора.

Таблица 6.4

Условия выбора разъединителя РГН -110/1000

Расчетные параметры	Условие выбора	Каталожные данные выключателя
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{р.утяж.}} = 235 \text{ А}$	$I_{\text{р.утяж.}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{у}} = 10,5 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} \leq I_{\text{м.дин}}$	$I_{\text{м.дин}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 31,5^2 \cdot 2 = 1986 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединитель типа РГН-110/1000 удовлетворяет всем условиям выбора.

7. ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ, СБОРНЫХ ШИН И КАБЕЛЕЙ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

7.1. Выбор гибких шин и токопроводов

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС и А. Они выбираются по тем же условиям, что и жесткие шины. Добавляется лишь проверка выбранного сечения шин на исключение возможности схлестывания шин или опасного их сближения в результате динамического действия токов КЗ (вместо проверки на электродинамическую стойкость) Методика проверки гибких шин на схлестывание изложена в [6, с. 243]; пример расчета – в [6, с.248].

Гибкие токопроводы для соединения трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах – обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые (АС) – несут в основном механическую нагрузку от собственного веса, гололеда, ветра. Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Расчет гибкого токопровода заключается в определении числа и сечения проводников.

Экономическое сечение токопроводов определяется по выражению:

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{э}}}, \quad (7.1)$$

где $I_{\text{раб}}$ – длительный рабочий ток нормального режима (без перегрузок), А; $j_{\text{э}}$ – нормированная экономическая плотность тока, А/мм² [4, с. 267].

Исходя из общего сечения пучка $q_{\text{эк}}$ проводов выбираются несущие провода. Сечение несущего провода принимается равным $q_{\text{нес}} = 0,15 \cdot q_{\text{эк}}$.

Число и сечение токоведущих проводов выбирается по следующим условиям:

1. $q \cdot n + 2 \cdot q_{\text{нес}} = q_{\text{эк}}$.
2. Сечение несущего провода рекомендуется брать на ступень больше токоведущего.

Выбранное сечение токопровода проверяется по длительно допус-

тимому току, термическому и электродинамическому действию тока КЗ.

Выбор сечения проводников воздушных линий (ВЛ) производится по экономической плотности тока.

Сечение проводника определяется по формуле (7.1). Найденное сечение округляется. При этом принимается ближайшее меньшее сечение, если оно не отличается от расчётного значения больше чем на 15 % [7, с. 45].

Выбранные по экономической плотности тока проводники проверяются:

– по длительно допустимому току из условий нагрева

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дл.доп.}} \quad (7.2)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимальный рабочий ток;

$I_{\text{дл.доп.}}$ – длительно допустимый ток выбранного проводника;

– по термическому и электродинамическому действию токов КЗ;

– по короне.

7.2. Выбор жестких шин

Рассмотрим типы проводников, применяемых на подстанциях.

1. На подстанциях в открытой части могут применяться гибкие провода 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.

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

3. Цепь трансформатора собственных нужд. От стены ЗРУ до выводов ТСН, установленного вблизи ЗРУ, соединение выполняется жесткими алюминиевыми шинами. Если ТСН устанавливается на удалении от ЗРУ, то участок между ними выполняется гибким токопроводом. От трансформатора до РУ собственных нужд применяется кабельное соединение.

4. В закрытых РУ 6-10 кВ и в ряде случаев в открытых РУ напряжением 35 кВ и выше ошиновка (присоединения к сборным шинам) и

сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины применяются значительно реже. В РУ 6-10 кВ обычно применяются однополосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Выбор сечения токоведущих частей производится по экономической плотности тока [6, с. 243].

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{э}}}, \quad (7.3)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, зависящая от величины $T_{\text{м}}$.

Для неизолированных алюминиевых и сталеалюминевых проводников при $T_{\text{м}} = 1000 \dots 3000$ часов – $j_{\text{эк}} = 1,3 \text{ А/мм}^2$, $T_{\text{м}} = 3000 \dots 5000$ часов – $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ и свыше 5000 часов – $j_{\text{эк}} = 1,0 \text{ А/мм}^2$.

Сечение, найденное по (7.3) округляется. При этом принимается ближайшее меньшее стандартное сечение, если оно отличается от экономического не больше, чем на 15 %. В противном случае, принимается ближайшее большее стандартное сечение.

Следует учесть, что по экономической плотности тока не выбираются:

- сборные шины всех напряжений, так как нагрузка по длине неравномерна и на многих ее участках меньше рабочего тока;
- ошиновка и кабели резервных линий и резервных трансформаторов СН, так как они включаются эпизодически.

Выбранные по $j_{\text{эк}}$ токоведущие части проверяются:

- по допустимому току из условий нагрева;
- на термическую стойкость при воздействии токов КЗ;
- на динамическую стойкость при КЗ (механический расчет).

Проверка шин по допустимому току осуществляется по условию их нагрева током утяжеленного режима: $I_{\text{р.утяж}} \leq I'_{\text{доп}}$,

где $I'_{\text{доп}}$ – допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом температуры охлаждающей среды, отличной от принятой в таблицах [7, с. 46] при определении допустимого тока $I_{\text{доп}}$.

Величину $I'_{\text{доп}}$ можно определить из приближенного равенства:

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot \sqrt{\frac{v_{\text{НОМ}} - v_{\text{В}}}{v_{\text{НОМ}} - v_{\text{В.Н}}}}, \quad (7.4.)$$

где $v_{\text{НОМ}}$ – допустимая температура нагрева шины по условиям нормального режима (70 °С) [7, табл. 1.3];

$v_{\text{В}}$ – фактическая расчетная температура окружающей среды (воздуха) [7, табл. 1.4];

$v_{\text{В.Н}}$ – нормированная температура окружающей среды (25 °С).

Проверка термической устойчивости шин сводится к определению минимального допустимого сечения $q_{\text{min т.с.}}$ по условиям термической стойкости:

$$q_{\text{min т.с.}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \leq q_{\text{расч}}, \quad (7.5)$$

где значение коэффициента C следует брать по таблице 7.1.

Таблица 7.1.

Вид и материал проводника	Коэффициент $C, \text{А}\cdot\text{с}^{-1/2}$
Медные шины	170
Алюминиевые шины	90
Кабели до 10 кВ с медными жилами	160
Кабели до 10 кВ с алюминиевыми жилами	110

Проверка шин на электродинамическую стойкость сводится к механическому расчету шинной конструкции при КЗ. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, носят колебательный характер. Эти силы приводят шины и изоляторы, представляющие собой динамическую систему в колебательное движение. Для обеспечения механической прочности шин при токах КЗ расчетное напряжение в материале не должно превосходить $\sigma_{\text{доп}} = 82,3 \text{ МПа}$, для алюминия и $\sigma_{\text{доп}} = 140 \text{ МПа}$ для меди [7, с. 30].

Условие проверки:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}. \quad (7.6)$$

Для однополосных шин (или труб) максимальное расчетное напряжение в шине определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f_{\text{max}} \cdot l_{\text{пр}}^2}{10 \cdot W}, \quad (7.7)$$

где f_{max} – максимальное усилие, приходящееся на 1 м длины, от взаимодействия между токами фаз, Н/м;

$l_{\text{пр}}$ – расстояние (пролет) между осями изоляторов вдоль фазы, м;

W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной направлению действия усилия, см³.

Формулы для подсчета момента сопротивления:

– для прямоугольных шин $W = \frac{b \cdot h^2}{6}$ или $W = \frac{b^2 \cdot h}{6}$ зависимости

от их взаимного расположения, где b – толщина шины, см; h – ее высота, см;

– для труб $W = \frac{0,1 \cdot (D^4 - d^4)}{D}$, где D и d – соответственно внешний

и внутренний диаметр трубы;

– моменты сопротивления коробчатых шин приведены в [9, табл. 2.4].

Усилие при расположении шин в одной плоскости:

$$f = 1,76 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}, \text{ Н/м}, \quad (7.8)$$

где a – расстояние между осями смежных фаз, м.

Так для сборных шин приняты следующие расстояния:

35 кВ	110 кВ	220 кВ	330 кВ	500 кВ	750 кВ
1,5 м	3 м	4 м	4,5 м	6 м	10 м

Для токопроводов генераторного напряжения $a = 0,2$ м;

Для ОРУ согласно ПУЭ:

110 кВ	150 кВ	220 кВ	330 кВ	500 кВ
0,45 м	0,6 м	0,95 м	1,4 м	2 м

Максимальное расчетное напряжение в многополосных шинах, когда в пакет входят две или три полосы, находится по выражению

$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{п}}$, где $\sigma_{\text{ф}}$ – напряжение от взаимодействия фаз, определяемое также как и для однополосных шин; $\sigma_{\text{п}}$ – напряжение от взаимодействия полос пакета одной фазы.

Величина $\sigma_{\text{п}}$ определяется как

$$\sigma_{\text{п}} = \frac{f_{\text{п}} \cdot l_{\text{п}}^2}{2 \cdot b^2 \cdot h}, \text{ МПа} \quad (7.9)$$

где $f_{\text{п}}$ – усилие, приходящееся на 1 м длины полосы от взаимодействия между токами полос пакета, Н/м;

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

При этом сила взаимодействия между полосами в двухполосных шинах и сила, действующая на крайние полосы в трехполосных шинах (как наиболее деформируемые) составляет в Н/м соответственно:

$$f_{\text{п}} = 0,25 \cdot k_{\text{ф}} \cdot \frac{i_y^2}{b} \cdot 10^{-7}; \quad f_{\text{п}} = 0,16 \cdot k_{\text{ф}} \cdot \frac{i_y^2}{b} \cdot 10^{-7}, \quad (7.10)$$

где $k_{\text{ф}}$ – коэффициент формы шин, учитывающий влияние поперечных размеров проводника на силы взаимодействия. Рекомендации по выбору значений параметров a , $l_{\text{п}}$, $l_{\text{пр}}$ приведены в [6, с. 244].

Сборные шины РУ выбираются по допустимому току утяжеленного режима. Расчетные рабочие токи сборных шин зависят от рабочих токов присоединений, их взаимного расположения в РУ, а также от вида сборных шин и режима установки. Для выбора площади сечения сборных шин по утяжеленному режиму следует выявить ожидаемые рабочие токи на отдельных участках РУ при наиболее неблагоприятных условиях. Если рабочие токи на этих участках резко различны, шины могут быть выбраны «ступенчатыми» - с площадью сечения, соответствующей рабочим токам участков. Площадь сечения шин должна быть достаточной для передачи рабочего тока наиболее мощного агрегата.

Сборные шины проверяются на тех же условиях, рассматриваемых выше. Кроме того РУ 110 кВ и выше выбранное сечение жестких шин проверяется на корону [6, с. 246].

Следует подчеркнуть важность выбора формы сечения шин. В закрытом РУ до 20 кВ включительно шины выполняют из полос прямоугольного сечения, так как проводники с прямоугольным сечением бо-

лее экономичны, чем с круглым. В РУ 110 кВ и выше по условиям короны применяются шины только круглого или трубчатого сечения.

Выбор изоляторов:

Жесткие шины крепятся на опорных и проходных изоляторах, которые выбираются из условий:

$$U_{\text{ном.уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}},$$

где $F_{\text{расч}}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора;

$F_{\text{разр}}$ – разрушающая нагрузка изолятора на изгиб, зависит от типа изолятора.

При расположении изоляторов всех фаз в горизонтальной или вертикальной плоскости расчетная сила опорных изоляторов определяются:

$$F_{\text{расч}} = 1,76 \cdot \frac{i_y^2 \cdot 1}{a} \cdot k_h \cdot 10^{-7},$$

где k_h – поправочный коэффициент на высоту шины, если она установлена на "ребро" –

$$k_h = \frac{H}{H_{\text{из}}};$$

$H = H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2}$, где $H_{\text{из}}$ – высота опорного изолятора.

При расположении шины на изоляторе плашмя: $k_h = 1$.

При расположении шин в вершинах треугольника $F_{\text{расч}} = k_h \cdot F_{\text{и}}$;

где $F_{\text{и}}$ – изгибающая сила, равная

$$F_{\text{расч}} = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot 1}{a} \cdot 10^{-7}, \text{ Н.}$$

Для проходных изоляторов расчетная сила:

$$F_{\text{расч}} = 0,88 \cdot \frac{i_y^2 \cdot 1}{a} \cdot 10^{-7}, \text{ Н.}$$

Эти изоляторы выбираются также по номинальному току.

7.3. Выбор кабелей

Кабели выбираются по напряжению установки, а сечение кабеля по экономической плотности тока.

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (7.11)$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, зависящая от величины $T_{\text{м}}$.

Проверка нагрева кабелей при аварийных перегрузках производится по условию

$$I_{\text{р.утяж}} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}},$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток на одиночный кабель, проложенный в земле при температуре почвы 15°C или на воздухе при температуре 25°C ;

k_1, k_2, k_3 – поправочные коэффициенты соответственно на температуру почвы, воздуха и на число кабелей в траншее, определяемые по [7, табл. П14, П15, П16].

Выбранные сечения кабеля проверяются по выражению (7.5.) на термическую устойчивость.

Пример 6

Выбрать токоведущие части в ОРУ-110 кВ, для проектируемой подстанции, при следующих расчетных параметрах: номинальная мощность трансформатора $S_{\text{ном.тр}} = 16000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, максимальное время использования часов $T_{\text{max}} = 5000 \text{ ч}$, ток короткого замыкания в ОРУ-110 кВ $I_{\text{п0к1}} = 4,4 \text{ кА}$.

Решение

Выберем сечение токоведущей части по экономической плотности тока, при этом должно выполняться следующее условие: $q_{\text{выбр}} \approx q$:

$$q = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{209}{1,1} = 190 \text{ мм}^2,$$

где $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ – экономическая плотность тока для $T_{\text{max}} = 5000 \text{ ч}$ [9, табл. 1.2];

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209 \text{ А}.$$

Выбираем гибкий сталеалюминевый провод типа АС–120/19 и $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$.

Проверка по длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{\text{пав. утяж}} \leq I_{\text{доп}};$$

$$1,4 \cdot 84 = 117,6 \text{ А} \leq 390 \text{ А}.$$

Проверка по условиям коронирования и на схлестывание. Согласно ПУЭ минимальное сечение проводника по короне для РУ-110 кВ – 120 мм^2 .

Провода не будут схлестываться, если выполняется следующие условия: $S_{\text{кз. норм}} \geq S_{\text{кз}}$.

$$S_{\text{кз}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} I_{\text{по}} - \text{мощность короткого замыкания};$$

$$S_{\text{кз. норм}} - \text{нормированная мощность короткого замыкания};$$

Номинальное напряжение, кВ	110 кВ	150 кВ	220 кВ	330 кВ	500 кВ
Мощность КЗ, МВ·А	4000	6000	8000	12000	18000

$$S_{\text{кз}} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 4,4 = 837,3 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$4000 \text{ МВ} \cdot \text{А} \geq 837,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Проверка на термическую стойкость не нужна, т. к. токоведущие части находятся в ОРУ.

Пример 7

Выбрать сборные шины прямоугольного сечения РУ 10 кВ при следующих расчетных параметрах: мощность утяжеленного режима $S_{\text{р. утяж}} = 22,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; ток короткого замыкания $I_{\text{п0к1}} = 10,33 \text{ кА}$, ударный ток короткого замыкания $i_y = 20,1 \text{ кА}$, междуфазное расстояние $a_{\text{мф}} = 0,4 \text{ м}$; длина пролета между изоляторами шин $l_{\text{пр}} = 1,3 \text{ м}$.

Решение

Сборные шины выбирают по току нагрузки.

Ток нагрузки НН:

$$I_{\text{р.утяж}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1295 \text{ А}.$$

Предварительно выберем алюминиевую шину прямоугольного сечения [11, табл. П11]: 100×6 с $q_{\text{выбр}} = 600 \text{ мм}^2$ и $I_{\text{доп}} = 1425 \text{ А}$.

Проверка по длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{доп}};$$

$$1295 \text{ А} \leq 1425 \text{ А}.$$

Проверка на динамическую стойкость.

Момент инерции для прямоугольной шины [6, табл. 4.2], [7, табл. 2.4]:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12} = \frac{10 \cdot 0,6^3}{12} = 0,18 \text{ см}^4.$$

Частота собственных колебаний для алюминиевых шин [7, стр. 27]:

$$f_0 = \frac{173,2}{l_{\text{пр}}^2} \sqrt{\frac{J}{q_{\text{выбр}}}} = \frac{173,2}{1,3^2} \cdot \sqrt{\frac{0,18}{6}} = 25 \text{ Гц} \leq 30 \text{ Гц}.$$

Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Максимальное распределенное усилие на единицу длины:

$$f_{\text{max}} = 1,76 \cdot \frac{i_y^2}{a_{\text{мф}}} \cdot 10^{-7} = 1,76 \cdot \frac{13,8^2 \cdot 10^6}{0,4} \cdot 10^{-7} = 83,8 \text{ Н/м}.$$

Момент сопротивления [6, табл. 4.2], [7, табл. 2.4]:

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{10 \cdot 0,6^2}{6} = 0,6 \text{ см}^3.$$

Напряжение в материале шин:

$$\sigma = \frac{M}{W} = \frac{f_{\max} \cdot l_{\text{пр}}^2}{10 \cdot W} = \frac{83,8 \cdot 1,3^2}{10 \cdot 0,6} = 23,6 \text{ МПа} \leq 82,3 \text{ МПа}$$

Проверка на термическую стойкость.

$$B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 7,14^2 (2,2 + 0,01) = 112,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $T_{\text{а}} = 0,01 \text{ с}$ – апериодическая составляющая времени для РУ-10 кВ [7, табл. 2.3].

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{мин.терм}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{c} \cdot 10^3,$$

где $c = 90$, коэффициент, определяемый по [7, табл. 2.2].

$$q_{\text{мин.терм}} = \frac{\sqrt{112,7}}{90} \cdot 10^3 = 118,0 \text{ мм}^2.$$

Условие термической стойкости:

$$q_{\text{мин.терм}} \leq q_{\text{выбр}};$$

$$118 \text{ мм}^2 \leq 600 \text{ мм}^2.$$

Пример 8

Для трансформатора собственных нужд мощностью $S_{\text{ном}} = 100 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, подключенного к РУ-10 кВ (пример № 3), выбрать кабель. В цепи ТСН установлены предохранители типа ПКТ. Расчетные условия следующие: кабель проложен в песчаной почве влажностью более 9 %, температура почвы $+10^\circ \text{С}$. Параллельно проложены 2 кабеля, расстояние между кабелями $l = 200 \text{ мм}$. Выполнять проверку на термическую стойкость для цепей защищенных предохранителями не требуется.

Решение

Выберем сечение кабельной линии по экономической плотности тока, при этом должно выполняться условие: $q_{\text{выбр}} \approx q$:

$$q = \frac{I_{\text{НОМ}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{5,5}{1,4} = 3,9 \text{ мм}^2,$$

где $j_{\text{ЭК}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$ – экономическая плотность тока для кабеля с бумажно-масляной изоляцией при $T_{\text{max}}=5000 \text{ ч}$ [7, табл. 3.1];

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ А}.$$

Выбираем сечение кабельной линии с алюминиевыми жилами $q_{\text{выбр}} = 16 \text{ мм}^2$ с $I_{\text{доп}} = 90 \text{ А}$.

Проверка по длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I'_{\text{доп}};$$

$$I'_{\text{доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}},$$

где $k_1 = 1,06$ – поправочный коэффициент на температуру почвы или воздуха [7, табл. П14];

$k_2 = 0,92$ – поправочный коэффициент на число параллельно проложенных кабелей и расстояние между ними [7, табл. П15];

$k_3 = 1,05$ – поправочный коэффициент позволяет учитывать удельное сопротивление земли, при прокладке кабелей в земле [7, табл. П16].

$$I'_{\text{доп}} = 1,06 \cdot 0,92 \cdot 1,05 \cdot 90 = 92 \text{ А}.$$

Условие проверки по длительному режиму выполняется:

$$5,5 \cdot 1,4 = 7,7 \text{ А} \leq 92 \text{ А}.$$

8. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЯХ

Контроль над режимом работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях и подстанциях осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов.

Измерениями должны быть охвачены все параметры основного и вспомогательного оборудования, которые определяют режим управляемого объекта – электрической подстанции.

Структурная схема системы измерения в общем случае включает в себя: первичный измерительный прибор, преобразователи, канал связи и вторичный измерительный прибор.

На электрических подстанциях используются измерительные приборы четырех типов:

- 1) показывающие аналоговые и цифровые приборы – для визуального наблюдения за параметрами режима;
- 2) регистрирующие (самопишущие) приборы – для непрерывной графической или цифровой записи параметров в нормальном режиме;
- 3) интегрирующие приборы (счетчики) – для суммирования показаний во времени;
- 4) фиксирующие приборы (самопишущие приборы с ускоренной записью, осциллографы, специальные регистраторы событий и др.) для записи параметров в аварийных условиях.

В соответствии с ПУЭ щитовые показывающие или регистрирующие электроизмерительные приборы должны иметь класс точности не ниже 2,5; счетчики активной энергии, предназначенные для денежных расчетов (расчетные счетчики) – не ниже 0,5, а для линий межсистемных связей напряжением 110 кВ – 1,0, 220 кВ и выше – 0,5. Класс точности счетчиков реактивной энергии выбирают на одну ступень ниже класса точности соответствующих счетчиков активной энергии. Для фиксирующих приборов допускается класс 3,0. Амперметры подстанций, РУ могут иметь класс точности 4,0.

Состав измерительных приборов, которые должны быть установлены для контроля за режимом работы основного электрооборудования подстанции приведен в [6, с. 370].

Контроль за работой двухобмоточного трансформатора осуществляется с помощью комплекта приборов, устанавливаемых на стороне

низшего напряжения и включающих в себя амперметр, ваттметр и варметр. Вместо ваттметра и варметра практикуют использование одного комбинированного прибора с переключением в цепях напряжения. При необходимости учета энергии, протекающей через трансформатор на нем устанавливают счетчики активной и реактивной энергии. Если возможен реверсивный режим работы трансформатора, то устанавливают ваттметр и варметр с двухсторонней шкалой и два комплекта счетчиков со стопорами. У трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов на сторонах низшего и среднего напряжения устанавливают те же приборы, что и у двухобмоточного трансформатора. Контроль за током осуществляют на всех обмотках.

На сборных шинах повышенного напряжения предусматривают по одному указывающему вольтметру на каждой системе или секции шин, аварийные осциллографы.

На линиях 6-35 кВ, которые обычно идут непосредственно к потребителям, устанавливают амперметр и электронный счетчик.

Линии напряжением 110 кВ и выше сетей районного значения нуждаются в контроле за током и мощностью, осуществляемом одним или тремя амперметрами (при пофазном управлении), ваттметром и варметром. Учет активной энергии должен быть обеспечен лишь на линиях межсистемных связей, проводимый на каждом конце счетчиками активной энергии со стопорными механизмами.

На сборных шинах понижающих подстанций устанавливают указывающий вольтметр на каждой системе и секции сборных шин всех напряжений. На шинах 6-35 кВ – комплект приборов контроля изоляции. Для выявления картины того или иного аварийного режима на подстанциях устанавливают осциллографы, записывающие режимные параметры, подлежащие контролю.

Питание приборов осуществляется от измерительных трансформаторов.

9. ВЫБОР ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Трансформаторы тока (ТА) выбираются:

- по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- по номинальному первичному току $I_{1\text{ном}}$ (номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как перегрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности);
- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости:

$$i_y \leq I_{\text{м.дин}}, \quad (9.1)$$

где $I_{\text{м.дин}}$ – амплитудное значение тока электродинамической стойкости по каталогу;

- по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{т.с}} \cdot t_{\text{т}}, \quad (9.2)$$

где $I_{\text{т.с}}$, $t_{\text{т}}$ – ток и время термической стойкости по каталогу;

- по вторичной нагрузке:

$$z_2 \leq z_{2\text{ном}}, \quad (9.3)$$

где z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Рассмотрим порядок расчета нагрузки z_2 . Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пров}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{конт}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}. \quad (9.4)$$

Сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (9.5)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2\text{ном}}$ – номинальный вторичный ток ТА: $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$, для РУ 110 кВ и выше могут применяться трансформаторы тока с $I_{2\text{ном}} = 1 \text{ А}$.

Трансформаторы тока устанавливаются во всех цепях. Необходимые измерительные приборы выбираются согласно [6, стр.370].

Сопротивление контактов $r_{\text{конт}}$ принимают равным 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом – большем числе.

Зная $z_{2\text{ном}}$, определим допустимое сопротивление и площадь сечения провода

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (9.6)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока и расстояния от трансформаторов тока до приборов: при включении в неполную звезду $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$; при включении в звезду $l_{\text{расч}} = l$.

Здесь следует отметить, что провода с медными жилами ($\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$) применяются на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$).

Схема соединения трансформаторов тока в «неполную звезду» применяется в распределительных сетях с незаземленной нейтралью (6-35 кВ). В связи с применением микропроцессорных защит, в сетях 6-35 кВ трансформаторы тока устанавливаются в трех фазах со схемой соединения «полная звезда».

Длину соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в один конец) можно принимать по таблице 9.1.

Таблица 9.1

Наименование и напряжение установки	Длины, м
Линии 6-10 кВ к потребителям	4 ... 6
Все цепи РУ 35 кВ	60 ... 75
Все цепи РУ 110 кВ	75 ... 100
Все цепи РУ 220 кВ	100 ... 150

Для подстанций указанные длины снижают на 15-20 %. Полученная площадь сечения не должна быть меньше 4 мм^2 для проводов с алюминиевыми жилами и $2,5 \text{ мм}^2$ для проводов с медными жилами – по условию механической прочности. Провода с площадью сечения больше 6 мм^2 обычно не применяются.

Трансформаторы напряжения выбирают по условиям $U_{\text{уст}} \leq U_{1\text{ном}}$, $S_2 \leq S_{2\text{ном}}$ в намеченном классе точности, где $U_{1\text{ном}}$ – номинальное первичное напряжение; S_2 – мощность внешней вторичной цепи (вторичная нагрузка); $S_{2\text{ном}}$ – номинальная вторичная нагрузка.

Перечень измерительных приборов для расчетной цепи принимается на основании рекомендаций таблицы [6, табл. 4.9]. Предпочтение следует давать цифровым измерительным приборам. Некоторые типы измерительных приборов приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2

Наименование прибора	Тип прибора
Счетчики активной энергии	ЕМ720, СЭТ-4тм, СЭО, ПСЧ, ЭЭ8007,
Счетчики комплексные	СЕ302, СТКЗ-05, А1800, А1700, ЕА02, ЕА05
Ваттметр	ЦП8506, PS194P,
Варметр	ЦП8506, PS194Q,
Вольтметр	N15Z, N17Z, N20Z, PZ194U, PZ195U,
Амперметр	N15Z, N17Z, N20Z, PZ194I, PZ195I

Для упрощения расчетную нагрузку приборов не разделяют по фазам. При определении вторичной нагрузки сопротивление соединительных проводов не учитывают, так как оно мало. Обычно сечение проводов принимают из условий механической прочности, равной $1,5$ и 2 мм^2 соответственно для медных и алюминиевых проводов.

Пример 9.1

Выбрать трансформаторы тока в цепи трансформатора 110 кВ для схемы рисунка 1: $S_{\text{ном.тр}} = 16000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$; $I_{\text{п0}} = 4,4 \text{ кА}$, $i_y = 10,5 \text{ кА}$, длина соединительного провода $l_{\text{пров}} = 80 \text{ м}$, $t_{\text{откл}} = 2 \text{ с}$. Требуемый класс точности 0,5. Подключенные приборы (для одной катушки): амперметр – 0,1 В·А; счетчик активной мощности – 1,5 В·А; счетчик реактивной мощности – 1,5 В·А ваттметр – 0,2 В·А; варметр – 0,2 В·А.

Решение:

Определим номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84 \text{ А}.$$

Выбираем к установке трансформатор тока ТОГ110-II-1У1 [1, табл. 5.9]; $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$; $I_{1\text{ном}} = 100 \text{ А}$.

Определяем вторичную нагрузку трансформатора тока упрощенно, без учета ее комплексного характера:

$$S_{2\Sigma} = 0,1 + 1,5 + 1,5 + 0,2 + 0,2 = 3,5 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Номинальная нагрузка в классе точности 0,5 [1, табл. 5.9]:

$$Z_{2\text{ном}} = 4 \text{ Ом}.$$

Эквивалентное сопротивление приборов:

$$Z_{2\Sigma} = \frac{S_{2\Sigma}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{3,5}{5^2} = 0,14 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{пр.доп}} = 4 - 0,14 - 0,1 = 3,76 \text{ Ом}.$$

Определим расчетное сечение алюминиевых проводов:

$$q_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр.доп}}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{3,76} = 0,6 \text{ мм}^2.$$

Выбираем алюминиевый провод сечением $q_{\text{выб}} = 4 \text{ мм}^2$.

Термический импульс КЗ:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}) = 4,4^2 \cdot (2,2 + 0,02) = 43,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 9.2

Условия выбора трансформаторов тока

Расчетные параметры цепи	Условия выбора	Каталожные данные трансформатора тока
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} = 84 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$
$i_y = 10,5 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{\text{м.дин}}$	$I_{\text{м.дин}} = 27 \text{ кА}$
$B_k = 43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T = 10 \text{ кА}; t_T = 3 \text{ с}$
$Z_{\text{2расч}} = 0,24 \text{ Ом}$	$Z_{\text{2расч}} \leq Z_{\text{2ном}}$	$Z_{\text{2ном}} = 4 \text{ Ом}$

Пример 9.2

Выбрать трансформатор напряжения для РУ-10кВ. К каждой секции РУ–10 кВ подключены 5 линий. На линиях установлены счетчики активной и реактивной энергии. В цепи силового трансформатора установлены также счетчики активной и реактивной энергии, ваттметр и варметр. Для контроля напряжения на шинах в каждой фазе установлен вольтметр. Требуемый класс точности 0,5. Длина соединительного провода $l = 15 \text{ м}$. От трансформатора напряжения питаются катушки напряжения всех измерительных приборов, подключенных к данной секции, а также соответствующих приборов релейной защиты. Суммарная трехфазная мощность, потребляемая устройствами РЗА составляет: $S_{\text{РЗА}} = 45 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Решение:

В цепи трансформатора напряжения установлены следующие приборы [6, табл. 4-9]: вольтметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии. Предлагается к установке трехфазный антирезонансный трансформатор напряжения типа НАМИТ-10. Номинальная мощность трансформатора в классе точности 0,5 – $S_{\text{2ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Для создания условий работы трехфазного ТН в заданном классе точности необходимо также обеспечить симметричную нагрузку всех трех фаз. Поэтому целесообразно применять к установке трехэлементные измерительные приборы.

Таблица 9.3

Расчет нагрузки трансформаторов напряжения

Тип прибора	Мощность катушки, В·А	Число катушек	Число приборов	cosφ	P, Вт	Q, вар
Вольтметр	0,5	1	3	1	1,5	-
Ваттметр	1,0	3	1	1	3	-
Варметр	1,0	3	1	1	3	-
Счетчик активной энергии	1,5	3	6	0,9	24,3	8,1
Счетчик АСКУЭ	1,5	3	6	0,9	24,3	8,1
Итого					56,1	16,2

Эквивалентная полная мощность измерительных приборов:

$$S_{2пр} = \sqrt{56,1^2 + 16,2^2} = 58,4 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Суммарную расчетную вторичную нагрузку ТН определяем с учетом потребления цепей РЗА. Выполняя арифметическое суммирование нагрузок без учета cosφ, возникает дополнительная погрешность расчетов, которая несколько завышает результат, но не влияет на условия выбора:

$$S_{2\Sigma} = 58,4 + 45 = 103,4 \text{ В} \cdot \text{А}; \quad 150 \text{ В} \cdot \text{А} \geq 103,4 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Проверка по вторичной нагрузке может не выполняться при большой суммарной мощности подключенных измерительных приборов. Это возможно при большом количестве отходящих линий в РУ 6, 10 кВ. По указанной причине, могут устанавливаться дополнительные комплекты ТН: 2×НОМ, 2×НОЛ и т.п., со схемой соединения неполный треугольник. К данным трансформаторам напряжения подключаются двухэлементные измерительные приборы с высоким классом точности (кл. 0,2; 0,5).

Сечение алюминиевых проводов по условию механической прочности принимаем 2,5 мм².

Таблица 9.4

Условия выбора трансформатора напряжения

Расчетные параметры цепи	Условия выбора	Каталожные данные трансформатора напряжения
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$S_{расч\Sigma} = 103,4 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{расч} \leq S_{2ном}$	$S_{ном} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выполним проверку по потере напряжения в соединительных проводах. Допустимая потеря напряжения для приборов класса точности 0,5 не должна превышать 0,5 %.

Определим расчетный вторичный ток ТН в цепях измерительных приборов:

$$I_{2пр} = \frac{S_{2\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{2ном}} = \frac{58,4}{1,73 \cdot 100} = 0,34 \text{ А}.$$

Расчетное сопротивление соединительных проводов:

$$R_{2пр} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 15}{2,5} = 0,17 \text{ Ом}.$$

Потеря напряжения в соединительных проводах:

$$\Delta U_{2пр} \% = \frac{I_{2пр} \cdot R_{2пр} \cdot 100}{U_{2ном} \cdot \sqrt{3}} = \frac{0,34 \cdot 0,17 \cdot 100}{100 \cdot \sqrt{3}} = 0,034 \% .$$

Условие проверки выполняется $\Delta U_{2пр} \% \leq 0,5 \% .$

10. РАЗРАБОТКА ЧЕРТЕЖА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИИ

На чертеже главной схемы соединений должны быть показаны: трансформаторы – силовые измерительные и СН, 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.

Главные схемы изображаются в однолинейном исполнении, при отключенном положении всех элементов установки.

Все элементы схемы и связи между ними изображаются в соответствии с ЕСКД. При необходимости допускается размеры графических обозначений пропорционально увеличивать или уменьшать по сравнению с рекомендованными ГОСТами.

Графические изображения на чертеже должны быть наглядны, удобны для чтения, с минимально возможным числом пересечений и равномерным заполнением листа.

Силовые трансформаторы изображаются со схемами соединений их обмоток. Обычно силовые трансформаторы имеют группу соединений $Y/\Delta-11$. Нулевые точки силовых трансформаторов 110-220 кВ подключаются к земле через заземлитель или короткозамыкатель. Параллельно к нулевому выводу обмотки подключается ОПН. Для обмотки напряжением 220 кВ устанавливается ОПН напряжением 110 кВ, а для обмотки 110 кВ принимается ОПН -50...55. На данных трансформаторах предусматривается возможность разземления нейтрали для снижения уровней однофазных КЗ. Для защиты изоляции трансформатора в данных условиях, у нулевого вывода предусмотрен ограничитель перенапряжений (ОПН). Разземление нулевых выводов обмоток автотрансформаторов не предусматривается.

Присоединения к сборным шинам подключаются таким образом, чтобы исключить по шинам большие перетоки мощности. Поэтому присоединения трансформаторов должны чередоваться с отходящими линиями, а шиносоединительные и обходные выключатели располагаются в средней части шин. Здесь же устанавливают ОПН и трансформаторы напряжения, без выведения для них отдельных ячеек. При секционированных системах шин присоединения размещаются так, чтобы нагрузка

по секциям была одинаковой.

При большом количестве однотипных присоединений на каждой секции сборных шин разрешается показывать только 2-3 присоединения, изобразив при этом на шинах место разрыва, а действительное число присоединений указывается надписью.

Места установки заземляющих ножей на разъединителях намечаются исходя из условий возможности заземления при ремонтах любых участков подстанции. Обычно заземляющие ножи предусматриваются с двух сторон на линейных разъединителях, шинных разъединителях трансформаторов напряжения и разъединителях секционных выключателей. На шинных разъединителях других присоединений – 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 незаземленной нейтралью трансформаторы тока могут устанавливаться в двух фазах, если применяемые виды релейных защит не требуют установки ТА трех фаз.

Обычно, в распределительных устройствах напряжением 6-20 кВ применяются трансформаторы тока с двумя вторичными обмотками, 35-110 кВ – с тремя, 220 кВ – четырьмя. Но количество вторичных обмоток ТА в каждой конкретной цепи может определяться конкретными условиями [6] и зависит от назначения цепи, видов защит и других факторов.

В электроустановках используются встроенные трансформаторы тока. Они устанавливаются на высоковольтных вводах силовых трансформаторов и в нулевых выводах обмотки (ТВТ). Встроенные трансформаторы тока устанавливаются также на вводах элегазовых баковых выключателей напряжением 35 кВ и выше (ТВ, ТВС, ТВД и ТВУ).

Трансформаторы тока, встроенные в выключатель, показываются на схеме с двух сторон условного изображения выключателя (по два ТА с каждой стороны).

Недостающие ТА устанавливаются отдельностоящими. При этом их место размещения выбирается таким образом, чтобы их вывод в ремонт производился совместно с выключателями цепей (до выключателя со стороны трансформатора или линии).

В электроустановках для ограничения перенапряжений предусматривается установка ОПН соответствующего класса напряжения. Они ус-

танавливаются на сборных шинах РУ, обычно в цепях трансформаторов напряжения. Кроме этого предусматривается установка ОПН на выводах высшего и среднего напряжения трансформаторов (автотрансформаторов).

На отходящих линиях электропередач 35 кВ и выше предусматриваются 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 приемопередатчик от высокого напряжения промышленной частоты линии.

Фильтр присоединения согласовывает входное сопротивление высокочастотного кабеля с входным сопротивлением линии, соединяет конденсатор связи с землей, образуя, таким образом, замкнутый контур для токов высокой частоты. Фильтр присоединения ОФП-4, выпускаемый промышленностью, выполняется на три диапазона, охватывающие частоты 50-300 кГц.

Заградитель преграждает выход токов высокой частоты за пределы линии. Выпускаемые отечественной промышленностью заградители КЗ-500 рассчитаны на рабочий ток 700 А с пределами настройки 50-300 кГц.

Схемы присоединения аппаратов высокочастотной обработки приведены в [1, с. 475].

В принятую в начале проектирования схему вносятся все изменения и уточнения, которые были выявлены в результате выполнения по следующим разделам проекта.

На чертеже главной схемы рядом с условными обозначениями аппаратов, слева и сверху от них, приводятся номенклатурные обозначения типов, номинальные параметры и другие их 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 указывается номинальное напряжение, материал и их сечение. На токопроводах – тип, материал и сечение токоведущей части.

11. КОМПАНОВКА И КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

11.1. Классификация РУ, общие требования, порядок проектирования РУ

Классификация РУ. Существуют два основных вида РУ: закрытые – ЗРУ и открытые – ОРУ, оборудование которых расположено соответственно в зданиях и на открытом воздухе. ЗРУ в основном применяются на напряжениях 3-20 кВ. В установках больших напряжений (35-220 кВ) ЗРУ применяются только при ограниченности площади для РУ при избыточной загрязненности атмосферы. Применяются ОРУ на напряжениях 35-1150 кВ, так как при этих напряжениях ОРУ обладают существенными преимуществами по сравнению с ЗРУ: меньший объем строительных работ, существенная экономия строительных материалов; меньшие капитальные затраты, сроки сооружения и т.д. ОРУ имеет и ряд недостатков по сравнению с ЗРУ: менее удобное обслуживание, большая занимаемая площадь; подверженность аппаратов атмосферным воздействиям.

Классификация РУ может быть продолжена по другим признакам, например, по методам сооружения: сборные РУ, в которых большая часть электромонтажных работ производится на месте установки и комплектные РУ заводского изготовления с минимальным объемом электромонтажных работ на месте установки.

Сборные РУ собирают из отдельных элементов и узлов (шкафы, ячейки, панели и др.), изготовленных и укомплектованных на заводах или в специализированных мастерских. Чем крупнее конструктивные узлы заводского изготовления, тем проще проектирование и тем полнее степень индустриализации сооружения таких РУ.

Комплектные РУ состояются из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики. Комплектные РУ выпускаются как для внутренней (КРУ) так и для наружной (КРУН) установки. Комплектные РУ становятся самой распространенной формой исполнения РУ.

В настоящее время выпускаются комплектные РУ лишь на напряжение 6-35 кВ и для схемы с одной системой сборных шин. Сборные РУ могут быть выполнены при любой схеме электрических соединений.

Здания ЗРУ в настоящее время обычно выполняют из сборных же-

лезобетонных конструкций, конструкции ОРУ из сборного железобетона или металла. Железобетонные элементы стандартизированы и размеры здания ЗРУ согласуют с размерами железобетонных конструкций: ширина здания может быть только кратной трем (6, 9, 12 или 15 м), строительный шаг по длине равен только 6 и 12 м, по высоте обычно 4,8 – 6 м. Применение сборного железобетона позволяет ускорить и осуществить строительство.

Основные требования, предъявляемые к РУ любого вида и подробно описанные в [6, с. 456], заключаются в их безопасности для людей, надежности и экономичности

К проектированию конструкций РУ приступают после того, как разработана главная схема электрических соединений, выбраны электрические аппараты и токоведущие части.

Основой конструкции РУ при проектировании конкретной подстанции служат типовые конструктивные решения, разработанные ведущими проектными организациями.

По РУ в пояснительной записке должно быть дано обоснование принимаемой конструкции и краткое описание.

При выполнении чертежей должны соблюдаться следующие требования:

1. Схема разработанного РУ должна соответствовать главной электрической схеме.

2. Размеры и внешний вид электрических аппаратов, изоляторов и шин долины быть вычерчены в соответствии с требованиями ЕСКД.

3. На конструктивном чертеже должны быть указаны размеры строительных конструкций и все электрические расстояния, нормируемые ПУЭ, а также приведена спецификация электрических аппаратов, изоляторов и шин.

ПРИЛОЖЕНИЕ

ЗАДАНИЕ 1

Узловая п/ст 1

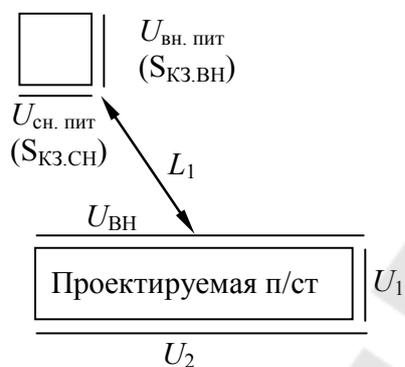


Рис. III. Расчетная схема

1. Определить расчетную мощность проектируемой подстанции.
2. Выбрать и обосновать напряжение питающих линий.

Таблица III.1

Характеристика питающей системы

Вариант	Питающая узловая п/ст				
	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$S_{\text{кз.вн}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$U_{\text{сн.пит}}, \text{кВ}$	$S_{\text{кз.сн}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$L_1, \text{км}$
1	330	1500	220	1200	100
2	220	700	110	550	50
3	110	520	35	180	30
4	330	800	110	600	80
5	220	950	110	500	60
6	330	900	110	700	40
7	220	850	110	400	50
8	110	650	35	220	35
9	330	1300	220	1000	70
10	110	450	35	200	45

Таблица П1.2

Характеристика электрических нагрузок проектируемой подстанции

Вариант	Нагрузка потребителей									
	На стороне СН					На стороне НН				
	U_1	$n \times P$	K_p	$\cos\varphi$	T_m	U_2	$n \times P$	K_p	$\cos\varphi$	T_m
1	110	2×20	0,8	0,85	6500	10	4×3;7×2,5	0,7	0,8	5000
2	35	4×7	0,7	0,9	4500	10	5×2;5×2,5	0,6	0,85	4500
3	110	4×25	0,8	0,85	6000	6	4×2;6×2,5	0,7	0,9	6500
4	35	4×10	0,6	0,95	4000	6	4×2;4×2,5	0,8	0,8	6000
5	10	8×3,0	0,7	0,85	6500	6	6×2,0	0,6	0,8	4000
6	35	2×12	0,7	0,8	4500	10	8×2,5	0,7	0,85	5500
7	110	2×15	0,8	0,85	5000	10	4×2;6×2,5	0,7	0,9	6500
8	10	12×3	0,7	0,9	6500	6	2×1,0	0,6	0,7	5000
9	110	2×25	0,6	0,85	5000	10	10×2,5	0,7	0,85	6500
10	10	6×3,0	0,8	0,8	5500	6	8×2,0	0,8	0,8	4500

ЗАДАНИЕ 2

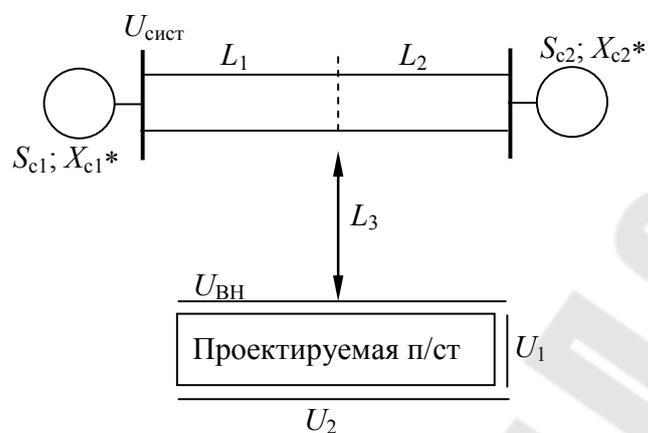


Рис. П2. Расчетная схема

Таблица П2.1

Характеристика питающей системы

Вариант	Питающая система							
	$U_{\text{сист}},$ кВ	$S_{c1},$ МВ·А	$X_{c1}^*,$ о.е.	$S_{c2},$ МВ·А	$X_{c2}^*,$ о.е.	$L_1,$ км	$L_2,$ км	$L_3,$ км
1	220	800	0,3	500	0,4	50	50	30
2	220	700	0,3	400	0,3	60	40	20
3	220	900	0,4	500	0,3	40	30	25
4	110	500	0,3	300	0,2	25	25	10
5	110	400	0,4	200	0,4	20	30	15
6	110	600	0,4	400	0,2	15	30	10
7	220	850	0,4	300	0,4	35	25	20
8	110	600	0,35	200	0,3	10	30	15
9	330	750	0,35	400	0,2	60	60	20
10	110	450	0,35	300	0,3	8	30	15

Таблица П2.2

Характеристика электрических нагрузок проектируемой подстанции

Вариант	Нагрузка потребителей									
	На стороне СН					На стороне НН				
	U_1	$n \times P$	K_p	$\cos\varphi$	T_m	U_2	$n \times P$	K_p	$\cos\varphi$	T_m
1	110	4×25	0,7	0,85	6000	10	2×3; 6×2,5	0,7	0,8	5000
2	35	4×8	0,7	0,9	4500	10	5×2; 5×2,5	0,6	0,85	4000
3	110	4×20	0,8	0,8	6000	6	2×2; 4×2,5	0,7	0,8	6500
4	35	4×10	0,6	0,9	4000	6	4×2; 4×2,5	0,8	0,7	6000
5	10	8×3,0	0,7	0,8	6500	6	6×2,0	0,6	0,8	4000
6	35	2×15	0,7	0,8	4500	10	8×2,5	0,7	0,85	5500
7	110	2×10	0,8	0,85	5000	10	4×2; 6×2,5	0,7	0,9	6500
8	10	8×3	0,6	0,9	6000	6	2×1,0	0,6	0,7	5000
9	110	2×25	0,6	0,85	5000	10	10×2,5	0,7	0,85	6000
10	10	6×4,0	0,8	0,8	5500	6	8×2,0	0,8	0,8	4500

ЗАДАНИЕ 3

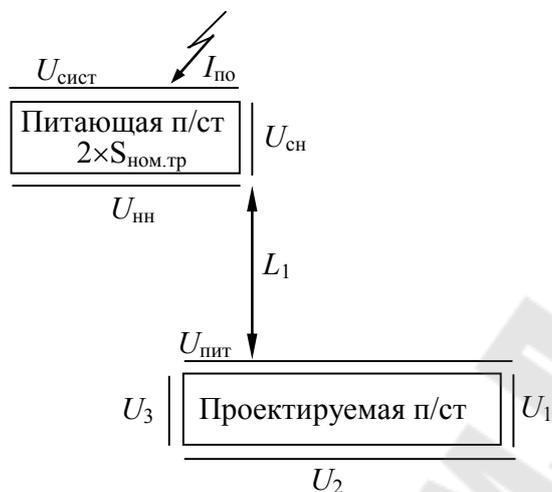


Рис. ПЗ. Расчетная схема

Таблица ПЗ.1

Характеристика питающей системы

Вариант	Питающая система				
	$U_{сист}$, кВ	$2 \times S_{н.тр}$, МВ·А	$I_{по}$, кА	$U_{сн}$, кВ	L_1 , км
1	330	2×АТДЦН-125000/330/110	6,5	110	70
2	330	2×АТДЦН-200000/330/150	5,0	150	65
3	220	2×АТДЦН-63000/220/110	4,0	110	45
4	220	2×АТДЦН-125000/220/110	5,3	110	40
5	220	2×АТДЦН-200000/220/110	4,5	110	55
6	150	2×АТДЦН-100000/150/110	7,0	110	35
7	220	2×АТДЦН-250000/220/110	6,0	110	60
8	110	2×ТДТН-80000/110/35	5,5	35	35
9	110	2×ТДТН-63000/110/35	6,0	35	20
10	110	2×ТДТН-40000/110/35	4,7	35	15

Таблица ПЗ.2

Характеристика электрических нагрузок проектируемой подстанции

Вариант	Нагрузка потребителей										Y_0 , у.е.
	РУ – U_1					РУ – U_2			РУ – U_3		
	U_1 , кВ	$n \times P$, МВт	K_p , о.е.	$\cos\varphi$,	T_M , ч	U_2 , кВ	$n \times P$, МВт	K_p , о.е.	U_3 , кВ	$n \times P$, МВт	
1	110	2×20	0,7	0,85	6500	35	4×10	0,7	10	4×3	0,7
2	35	4×8	0,8	0,9	5000	10	5×2,5	0,6	6	6×2,5	0,3
3	110	2×15	0,8	0,8	3500	10	4×2,5	0,7	6	4×1,0	0,7
4	110	2×30	0,6	0,9	4000	35	4×14	0,8	10	6×1,5	0,6
5	35	1×15	0,7	0,8	6500	10	6×3,5	0,6	6	4×2	0,7
6	35	2×15	0,7	0,8	4500	10	8×2,5	0,7	6	6×3	0,5
7	110	2×30	0,8	0,85	6000	35	4×8	0,7	10	8×3,5	0,6
8	35	4×10	0,6	0,9	6000	10	2×1,0	0,6	6	4×3	0,5
9	35	2×15	0,6	0,85	5000	10	10×2,5	0,7	6	4×1,5	0,4
10	35	4×12	0,8	0,8	4500	10	6×2,0	0,8	6	4×2	0,3

ЗАДАНИЕ 4

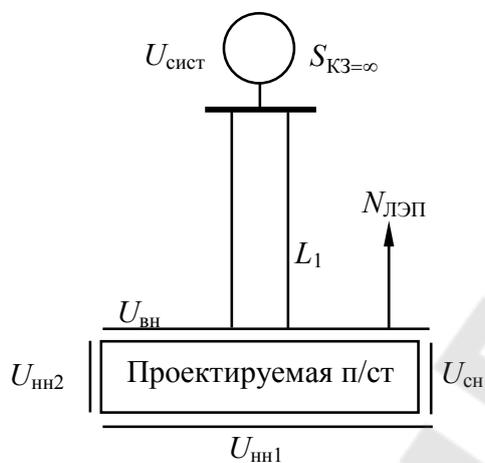


Рис. П4. Расчетная схема

Таблица П4.1

Характеристика питающей системы

Вариант	Питающая система		
	$U_{\text{сист}}$, кВ	L_1 , км	$N_{\text{ЛЭП}}$, шт
1	330	120	1
2	220	60	2
3	220	50	3
4	220	45	1
5	110	30	2
6	110	25	3
7	220	35	1
8	110	10	3
9	330	80	2
10	110	15	1

Таблица П4.2

Характеристика электрических нагрузок проектируемой подстанции

Вариант	Нагрузка потребителей			
	На стороне СН			
	U_1 , кВ	$n \times P$, МВт	K_p , о.е.	$\cos\varphi$,
1	220	2×40	0,6	0,9
2	110	2×30	0,8	0,85
3	110	2×15	0,8	0,9
4	110	2×15	0,6	0,8
5	35	3×10	0,7	0,8
6	35	2×15	0,7	0,8
7	35	2×30	0,8	0,85
8	35	4×10	0,8	0,9
9	110	2×20	0,6	0,85
10	35	6×12	0,7	0,8

Продолжение табл. П4.2

Вариант	Нагрузка потребителей							Y_0 , у.е.
	На стороне НН1 и НН2							
	$U_{2\text{НН1}}$, кВ	$n \times P$, МВт	K_p , о.е.	$U_{3\text{НН2}}$, кВ	$n \times P$, МВт	$\cos\varphi$	T_m , ч	
1	35	1×10	0,7	10	8×3,0	0,95	3500	0,5
2	10	5×2,5	0,6	6	6×2,5	0,8	5000	0,3
3	10	10×3,0	0,7	6	1×2,0	0,85	6500	0,4
4	35	2×10	0,8	10	6×1,5	0,8	6000	0,5
5	10	6×3,5	0,6	6	4×2	0,75	6500	0,7
6	10	8×2,5	0,7	6	6×3	0,7	4500	0,3
7	10	4×2	0,7	6	6×1,5	0,8	4000	0,6
8	10	2×1,0	0,6	6	4×3	0,75	6000	0,4
9	35	1×15	0,7	6	6×2,5	0,8	5000	0,7
10	10	6×2,0	0,8	6	4×2	0,7	4500	0,6

ЗАДАНИЕ 5

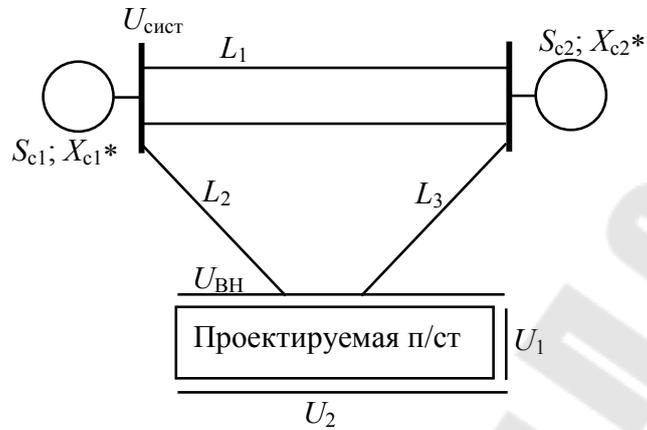


Рис. П5. Расчетная схема

Таблица П5.1

Характеристика питающей системы

Вариант	Питающая система								
	$U_{\text{сист}},$ кВ	$S_{c1},$ МВ·А	$X_{c1},$ о.е.	$S_{c2},$ МВ·А	$X_{c2},$ о.е.	$L_1,$ км	$L_2,$ км	$L_3,$ км	$N_{\text{ЛЭП}},$ шт
1	330	1200	0,15	250	0,08	150	120	140	2
2	330	1000	0,2	300	0,1	180	160	130	2
3	330	800	0,25	500	0,20	100	140	120	1
4	220	600	0,3	400	0,25	110	120	100	2
5	220	700	0,35	600	0,30	90	100	120	2
6	220	500	0,3	700	0,35	100	80	90	3
7	220	400	0,28	800	0,35	80	70	60	1
8	110	450	0,22	900	0,25	60	50	40	1
9	110	300	0,15	1200	0,25	50	60	70	2
10	110	200	0,1	1000	0,30	40	50	60	3

Таблица П5.2

Характеристика электрических нагрузок проектируемой подстанции

Вариант	Нагрузка потребителей			
	На стороне СН			
	U_1 , кВ	$n \times P$, МВт	K_p , о.е.	$\cos\varphi_1$
1	220	3×60	0,8	0,8
2	150	3×50	0,8	0,85
3	110	2×40	0,8	0,9
4	110	3×30	0,6	0,8
5	110	4×20	0,7	0,8
6	35	2×15	0,7	0,8
7	35	2×10	0,8	0,85
8	35	2×15	0,8	0,9
9	35	4×20	0,6	0,85
10	35	6×30	0,7	0,8

Продолжение табл. П6.2

Вариант	Нагрузка потребителей					Y_0 , у.е.
	На стороне НН					
	U_2 , кВ	$n \times P$, МВт	K_p , о.е.	$\cos\varphi_2$	T_m	
1	35	6×15	0,7	0,95	5500	0,5
2	35	4×10	0,6	0,8	3000	0,3
3	35	6×8	0,7	0,85	4500	0,4
4	10	2×4	0,8	0,8	6000	0,5
5	10	6×3,5	0,6	0,75	3500	0,7
6	10	6×2,5	0,7	0,7	4500	0,3
7	10	4×3,0	0,7	0,8	5000	0,6
8	10	4×2,5	0,6	0,75	4000	0,4
9	6	6×2,5	0,7	0,8	6000	0,7
10	6	6×2,0	0,8	0,7	4500	0,6

ЗАДАНИЕ 6

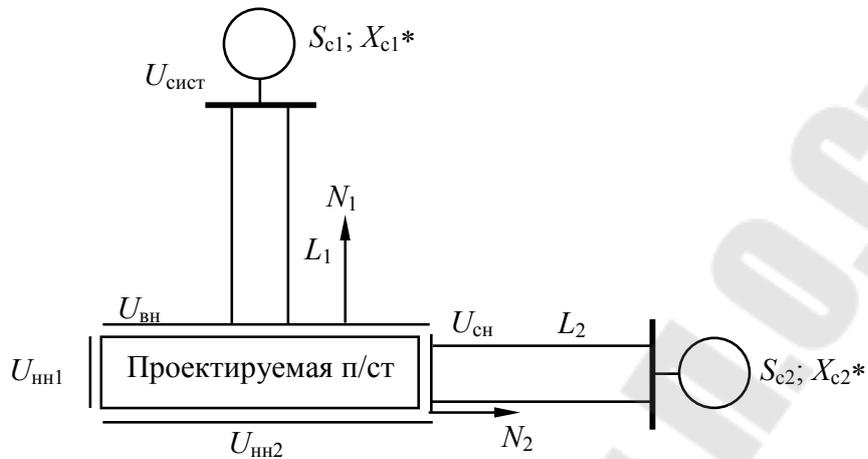


Таблица Пб.1

Характеристика питающей системы

Вариант	Питающая система								
	$U_{вн}$, кВ	S_{c1} , МВ·А	X_{c1} , о.е.	L_1 , км	$N_{ЛЭП1}$, шт	S_{c1} , МВ·А	X_{c1} , о.е.	L_1 , км	$N_{ЛЭП2}$, шт
1	330	1500	0,2	120	1	400	0,3	60	4
2	330	1200	0,25	60	2	350	0,25	40	2
3	220	1000	0,18	50	3	200	0,22	40	3
4	220	800	0,15	45	3	250	0,20	30	1
5	220	700	0,14	30	2	150	0,16	20	2
6	150	600	0,22	25	3	120	0,18	15	3
7	150	500	0,12	35	1	100	0,14	20	1
8	110	700	0,16	30	3	80	0,12	10	3
9	110	1300	0,28	80	2	300	0,28	15	2
10	110	1100	0,30	55	1	200	0,24	30	2

Таблица П6.2

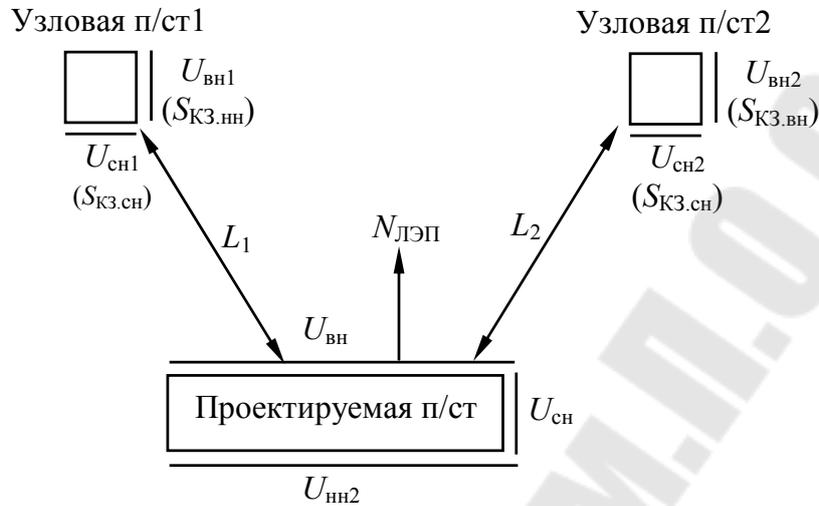
Характеристика электрических нагрузок проектируемой подстанции

Вариант	Нагрузка потребителей на стороне СН			
	$U_{\text{сн}}$, кВ	$n \times P$, МВт	K_p , о.е.	$\cos\varphi_1$
	1	150	4×50	0,7
2	110	2×30	0,8	0,85
3	110	2×15	0,8	0,9
4	110	3×15	0,6	0,8
5	35	4×10	0,7	0,8
6	35	2×15	0,7	0,8
7	35	4×12	0,8	0,85
8	35	4×10	0,8	0,9
9	35	2×20	0,6	0,85
10	35	6×12	0,7	0,8

Продолжение табл. П5.2

Вариант	Нагрузка потребителей на стороне НН1 и НН2							Y_0 , у.е.
	$U_{\text{НН1}}$, кВ	$n \times P$, МВт	K_p , о.е.	$U_{\text{НН2}}$, кВ	$n \times P$, МВт	$\cos\varphi_2$	T_m , ч	
	1	35	4×10	0,8	10	8×2,5	0,95	
2	10	6×3,5	0,7	-	-	0,8	5000	0,3
3	10	8×3,0	0,7	6	4×2,0	0,85	4000	0,4
4	35	2×15	0,8	10	6×2,5	0,8	5500	0,5
5	10	6×3,5	0,6	6	4×2	0,75	3500	0,7
6	10	8×2,5	0,7	-	-	0,7	4500	0,3
7	10	6×3,0	0,7	6	6×1,5	0,8	4000	0,6
8	10	4×3,0	0,6	6	4×2,5	0,75	6000	0,5
9	6	8×1,5	0,7	-	-	0,8	5000	0,7
10	10	6×2,0	0,8	6	4×2	0,7	4500	0,6

ЗАДАНИЕ 7



1. Определить расчетную мощность проектируемой подстанции.
2. Выбрать и обосновать напряжение питающих линий

Таблица П7.1

Характеристика питающей системы

Вариант	Узловая подстанция 1					Узловая подстанция 2				
	$U_{вн}$, кВ	$S_{кз.вн}$, МВ·А	$U_{сн}$, кВ	$S_{кз.сн}$, МВ·А	L_1 , км	$U_{вн}$, кВ	$S_{кз.вн}$, МВ·А	$U_{сн}$, кВ	$S_{кз.сн}$, МВ·А	L_2 , км
1	330	1200	110	800	180	220	900	35	500	100
2	330	1000	150	600	150	220	800	110	400	90
3	220	900	110	700	120	150	700	35	450	80
4	220	800	110	500	100	150	1000	35	600	70
5	220	1000	35	400	100	110	900	35	450	60
6	150	600	110	300	80	220	800	35	400	50
7	150	550	35	200	80	220	700	110	500	45
8	110	600	35	400	60	220	600	35	450	40
9	220	800	35	300	50	110	1100	35	600	35
10	220	700	35	500	50	150	800	110	550	30

Таблица П7.2

Характеристика электрических нагрузок проектируемой подстанции

Вариант	Нагрузка потребителей				
	ВН	на стороне СН			
	$N_{\text{ЛЭП}}$, шт	$U_{\text{СН}}$, кВ	$n \times P$, МВт	K_p , о.е.	$\cos\varphi$
1	1	150	3×60	0,8	0,8
2	2	110	3×40	0,8	0,85
3	1	110	2×30	0,8	0,9
4	2	110	3×25	0,6	0,8
5	1	110	4×20	0,7	0,8
6	2	35	3×15	0,7	0,8
7	1	35	2×10	0,8	0,85
8	2	35	2×15	0,8	0,9
9	3	35	4×18	0,6	0,85
10	2	35	6×12	0,7	0,8

Продолжение табл. П7.2

Вариант	Нагрузка потребителей					Y_0 , у.е.
	на стороне НН					
	$U_{\text{НН}}$, кВ	$n \times P$, МВт	K_p , о.е.	$\cos\varphi_2$	T_m , ч	
1	35	6×15	0,7	0,95	5500	0,5
2	10	4×10	0,6	0,8	3000	0,3
3	10	6×8	0,7	0,85	4500	0,4
4	10	2×4	0,8	0,8	6000	0,5
5	10	6×3,5	0,6	0,75	3500	0,7
6	10	6×2,5	0,7	0,7	4500	0,3
7	6	4×3,0	0,7	0,8	5000	0,6
8	6	6×2,5	0,6	0,75	4000	0,4
9	6	6×2,5	0,7	0,8	6000	0,7
10	6	4×2,0	0,8	0,7	4500	0,6

ЗАДАНИЕ 8

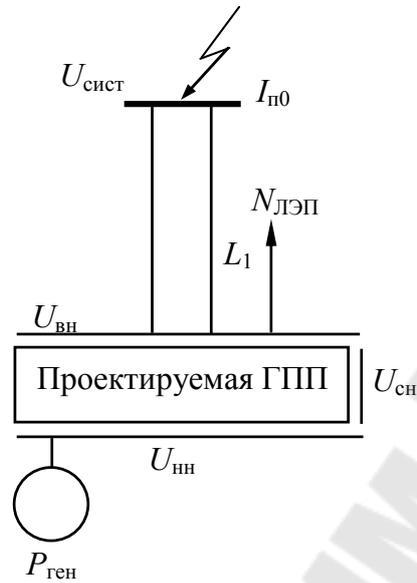


Таблица П8.1

Характеристика питающей системы

Вариант	Питающая система			
	$U_{\text{сист}}$, кВ	$I_{\text{по}}$, кА	L_1 , км	$N_{\text{ЛЭП}}$, шт
1	330	4,5	180	2
2	330	8,0	150	1
3	330	6,0	120	3
4	220	5,5	80	1
5	220	8,5	60	2
6	220	7,0	50	3
7	110	6,0	70	1
8	110	5,5	40	3
9	110	6,0	50	2
10	110	7,5	35	4

Таблица П8.2

Характеристика электрических нагрузок проектируемой подстанции

Вариант	Нагрузка потребителей			
	на стороне СН			
	$U_{\text{сн}}$, кВ	$n \times P$, МВт	K_p , о.е.	$\cos\varphi_1$
1	150	4×60	0,7	0,9
2	110	4×50	0,8	0,85
3	10	10×5	0,8	0,9
4	110	3×35	0,7	0,8
5	35	6×10	0,6	0,8
6	35	4×15	0,7	0,8
7	35	6×12	0,8	0,85
8	35	4×10	0,8	0,9
9	10	10×4	0,8	0,85
10	35	6×12	0,7	0,8

Продолжение табл. П8.2

Вариант	Нагрузка потребителей							Y_0 , у.е.
	На стороне НН1 и НН2							
	$U_{\text{нн1}}$, кВ	$n \times P$, МВт	K_p , о.е.	$\cos\varphi_2$	T_m , ч	$P_{\text{ген}}$	$n_{\text{ген}}$	
1	35	4×15	0,8	0,95	6500	32	2	0,5
2	10	8×4,5	0,9	0,8	4000	25	2	0,3
3	6	6×3,0	0,7	0,85	4000	20	2	0,4
4	10	8×4,0	0,8	0,8	5500	12	2	0,5
5	10	6×3,5	0,9	0,75	3500	6	2	0,7
6	6	8×2,5	0,7	0,7	4500	6	2	0,3
7	10	6×3,0	0,7	0,8	4000	6	2	0,6
8	10	4×2,5	0,6	0,75	5500	6	2	0,5
9	6	8×3,5	0,7	0,8	5000	12	2	0,7
10	6	6×2,0	0,8	0,7	4500	6	2	0,6

ЗАДАНИЕ 9

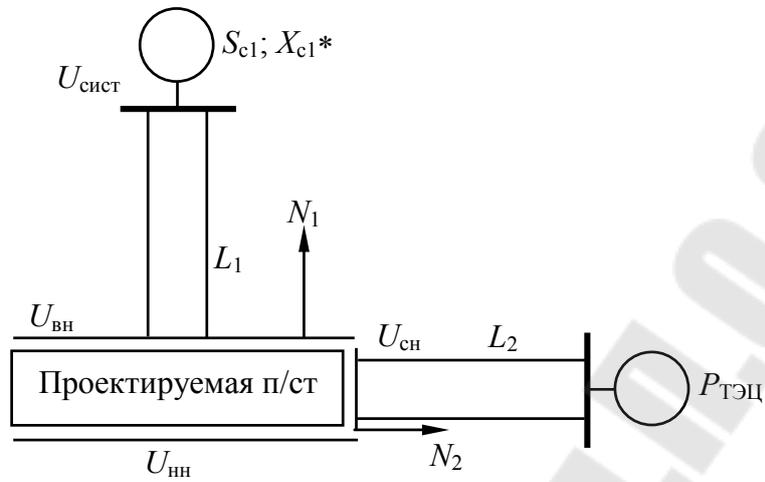


Таблица П9.1

Характеристика питающей системы

Вариант	Питающая система								
	$U_{\text{вн}}$, кВ	$S_{\text{с1}}$, МВ·А	$X_{\text{с1}}$, о.е.	L_1 , км	$N_{\text{ЛЭП1}}$, шт	$U_{\text{сн}}$, кВ	$P_{\text{ТЭЦ}}$, МВт	L_2 , км	$N_{\text{ЛЭП2}}$, шт
1	330	1400	0,2	140	2	110	600	50	4
2	220	1200	0,25	100	2	110	400	40	2
3	220	900	0,16	70	3	110	200	60	4
4	220	800	0,15	55	2	35	120	30	2
5	220	700	0,14	30	2	35	64	20	4
6	150	600	0,22	75	3	110	100	45	3
7	150	500	0,12	45	1	35	40	20	2
8	110	800	0,20	40	3	35	50	10	3
9	110	1300	0,28	80	2	35	120	15	4
10	110	1000	0,26	55	1	10	64	8	10

Таблица П9.2

Характеристика электрических нагрузок проектируемой подстанции

Вариант	Нагрузка потребителей			
	на стороне СН			
	$U_{\text{СН}}$, кВ	$n \times P$, МВт	K_p , о.е.	$\cos\varphi_1$
1	150	4×65	0,9	0,8
2	110	2×50	0,8	0,85
3	110	4×45	0,7	0,9
4	35	2×30	0,8	0,8
5	35	4×20	0,6	0,8
6	110	3×35	0,7	0,8
7	35	2×10	1,0	0,85
8	35	3×15	0,8	0,9
9	35	4×18	0,9	0,85
10	10	10×4	0,8	0,8

Продолжение табл. П9.2

Вариант	Нагрузка потребителей					Y_0 , у.е.
	на стороне НН					
	$U_{\text{НН}}$, кВ	$n \times P$, МВт	K_p , о.е.	$\cos\varphi_2$	T_m , ч	
1	35	6×18	0,7	0,95	5500	0,5
2	35	4×15	0,6	0,8	4000	0,3
3	35	6×12	0,7	0,85	4500	0,4
4	10	2×4,5	0,8	0,8	6000	0,5
5	10	6×3,5	0,6	0,75	3500	0,7
6	10	6×2,5	0,7	0,7	4500	0,3
7	10	4×2,5	0,7	0,8	5000	0,6
8	10	6×2,5	0,6	0,75	4000	0,4
9	6	6×2,5	0,7	0,8	6000	0,7
10	6	6×2,0	0,8	0,7	6500	0,6

ЛИТЕРАТУРА

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. 4-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
2. А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Нияшкова и др. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергия, 1990.
3. Гук Ю.В. и др. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учебное пособие для вузов. – Л.: Энергоатомиздат, 1985.
4. Околович М.Н. Проектирование электрических станций. – М.: Энергоатомиздат, 1982.
5. Ополева Г.Н. Схемы и подстанций электроснабжения. – М.: Форум-Инфра, 2006.
6. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. 2-е изд. – М.: Энергия, 1980.
7. Выбор токоведущих частей и кабелей. Практическое пособие к решению задач по курсу "Электрическая часть станций и подстанций" для студ. дневной и заочной форм обучения по спец. Т.01.01 "Электроэнергетика" /А.Н. Бохан. – Гомель, ГГТУ им. П.О. Сухого, 2002. М/ук. № 2657.
8. Электрическая часть станций и подстанций. Практическое пособие к решению задач по одноименному курсу для студентов дневной и заочной форм обучения по спец. 1-42 01 03 "Электроснабжение" /А.Н. Бохан, В.В. Кротенок, – Гомель, ГГТУ им. П.О. Сухого, 2004. М/ук. № 2901.
9. Нормы технологического проектирования понижающих подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.: Энергия, 1978.
10. Правила устройства электроустановок. 6-е изд., перераб. и доп.-М: Атомиздат, 1999.
11. Под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. – М: Энергоатомиздат, 1985.
12. Практическое пособие к решению задач по курсу « Электрическая часть станций и подстанций» для студентов дневной и заочной формы обучения на темы: «Надежность электроустановок. Тепловые режимы трансформаторов». М/ук. № 2475.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. Содержание проекта	4
2. Выбор основного оборудования на подстанциях	5
3. Выбор главной схемы электрических соединений	10
4. Собственные нужды подстанций	23
5. Расчет токов короткого замыкания	26
6. Выбор электрических аппаратов	31
7. Выбор токоведущих частей, сборных шин и кабелей проектируемой подстанции	35
8. Контрольно-измерительные приборы на электрических подстанциях	46
9. Выбор измерительных трансформаторов	48
10. Разработка чертежа главной схемы электрических соединений подстанции	53
11. Компановка и конструктивное выполнение распределительных устройств	59
Приложение	61
Литература	79

**Бохан Александр Николаевич
Жуковец Светлана Григорьевна**

ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

**Методические указания
и задания к выполнению курсового проекта
для студентов специальности 1-43 01 03
«Электроснабжение (по отраслям)»
заочной формы обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 29.06.10.

Пер. № 3Е.

E-mail: ic@gstu.by

<http://www.gstu.by>