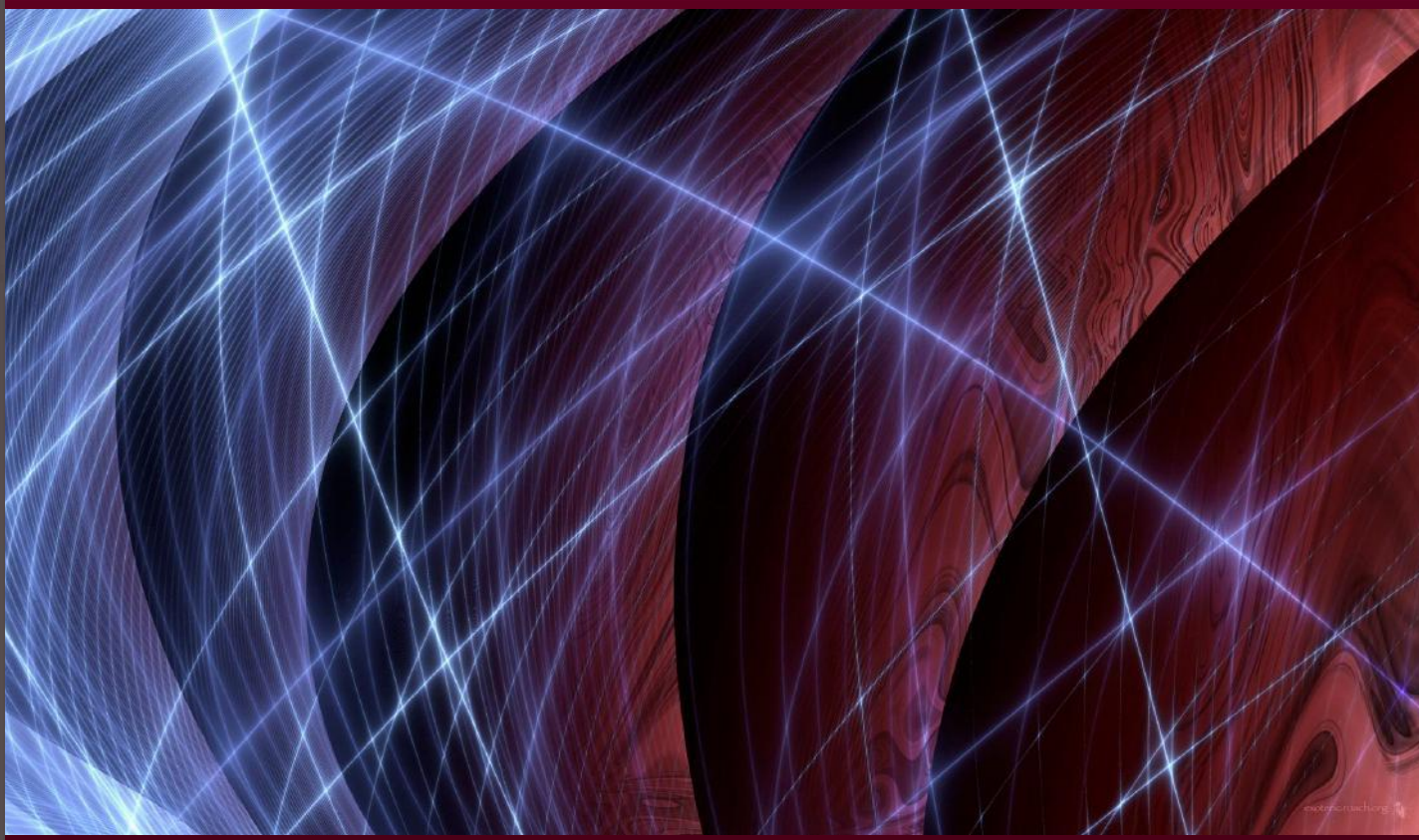


И.Г. Голованов

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПОДСТАНЦИИ

**Методические указания по расчету
и выбору электрооборудования**



И.Г. Голованов

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПОДСТАНЦИИ

**Методические указания по расчету
и выбору электрооборудования**



2014

СОДЕРЖАНИЕ

1. Выбор числа и мощности трансформаторов.....	3
2. Техничко-экономический расчет проектируемой подстанции.....	3
3. Расчёт токов короткого замыкания и выбор электрических аппаратов токоведущих частей.....	22
4. Выбор оборудования подстанции.....	27
4.1 Выбор выключателей.....	27
4.2 Выбор разъединителей, отделителей, короткозамыкателей, выключателей нагрузки.....	29
4.3 Выбор трансформаторов тока.....	31
4.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	33
4.5 Выбор шин и шинных конструкций.....	34
4.6 Расчетные токи продолжительного режима.....	35
5. Выбор распределительного устройства.....	45
6. Проектирование ЗРУ.....	47
7. Проектирование ОРУ.....	48
Самостоятельная работа студентов.....	50
Контрольные задания.....	69
Список литературы.....	79

ВВЕДЕНИЕ

Основой экономики всех индустриальных стран мира является электроэнергетика. Прошрое столетие стал периодом интенсивного развития этой важнейшей отрасли промышленности.

На современном этапе развития экономики России необходимо дальнейшее развитие электроэнергетики. Это потребует ввода новых генерирующих мощностей и переоборудование уже действующих станций и подстанций, что предусматривает максимальный демонтаж выработавшего свой ресурс оборудования и замену его новым.

Выполнение этих задач потребует определённых финансовых потоков на приобретение нового оборудования и вовлечение в реализацию этих задач высококвалифицированного персонала.

Подготовка бакалавров по направлению «Электроэнергетика и электротехника» предусматривает изучение дисциплины «Электрические станции и подстанции». В данном методическом пособии рассматриваются основные практические вопросы расчёта и выбора силового, коммутационного оборудования электрических подстанций. Приведены примеры выбора силовых трансформаторов, коммутационного оборудования и выполнение технико-экономического расчёта.

Для организации самостоятельной работы студентов приведены основные рекомендации, вопросы для самопроверки и задачи для самостоятельного решения.

Тема 1. Выбор числа и мощности трансформаторов

Большей частью от подстанции питаются потребители всех трех категорий надежности электроснабжения. Питание от системы подводится лишь со стороны высшего напряжения. Поэтому по условию надежности требуется установка двух трансформаторов.

На очень мощных узловых или системных подстанциях может оказаться экономически целесообразной установка свыше двух (3-6) трансформаторов (автотрансформаторов), что зависит от мощности потребителей.

Установка одного трансформатора возможна в следующих случаях:

- для питания неответственных потребителей (III категории), причем на случай отказа трансформатора предусмотрен централизованный трансформаторный резерв с обеспечением возможности замены или ремонта трансформатора в течение не более одних суток.

- если для резервирования питания потребителей I и II категории в сетях среднего и низшего напряжения имеются вторые источники питания, включаемые вручную (II категории) и автоматически (I категории).

Трансформаторы и автотрансформаторы с высшим напряжением до 500 кВ включительно выбираются трехфазными. Только в случае невозможности изготовления заводами трехфазных трансформаторов необходимой мощности или при наличии транспортных ограничений допускается применение групп из двух трехфазных или трех однофазных трансформаторов. При установке группы однофазных трансформаторов предусматривается одна резервная фаза. Целесообразность применения трехфазных трансформаторов по сравнению с однофазными объясняется тем, что в среднем потери у трехфазных трансформаторов на 12-15% ниже, чем у однофазных, а также экономия в весе активных материалов (сталь и медь) около 20%. И, наконец, повреждаемость группы из трех однофазных трансформаторов в три раза больше, чем у трехфазного.

В современных электрических сетях область применения трехобмоточных трансформаторов невелика. В нашей стране их применение ограничивается трансформаторами 220 / 35 / 6-10 кВ мощностью до 63 МВА, 110-150 / 36 / 6-10 кВ мощностью до 80 МВА. Трансформаторы с

расщепленными обмотками низкого напряжения предусмотрены до мощности 200 МВА при 220 кВ и 125 МВА при 110 кВ.

Таким образом, область применения трехобмоточных трансформаторов 110 - 220 кВ, а также трансформаторов с расщепленными обмотками, в основном, относится к подстанциям упрощенного типа.

Использование трансформаторов с расщепленными обмотками 6 и 10 кВ существенно расширяет область применения одно- и двухтрансформаторных подстанций без реагирования, увеличивает предельную мощность подстанций и предпочтительней сдвоенных реакторов, так как суммарные расчетные затраты меньше, а надежность выше.

При применении трансформаторов с расщепленными обмотками НН следует иметь в виду, что при необходимости ветви расщепленной обмотки могут быть выполнены на разные, соседние по шкале величины номинальных напряжений. Так, например, одна обмотка может быть выполнена на напряжение 6,3 кВ, а другая на 10,5 кВ. Это позволит на подстанциях строить рациональные схемы, например, при необходимости раздельного питания нагрузки местного района на напряжениях 6 и 10 кВ.

В сетях 220 кВ и выше в настоящее время применяются автотрансформаторы как более экономичные по сравнению с трехобмоточными трансформаторами. Согласно типажу на 220 кВ трехфазные автотрансформаторы предусматриваются на предельную единичную мощность 250 МВА, 330 кВ - 200 МВА; 500 кВ - 500 МВА; на напряжение 750-1150 кВ изготавливаются только однофазные автотрансформаторы. Все трехобмоточные, двухобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы связи должны иметь устройства РПН.

На однострансформаторных подстанциях номинальную мощность трансформатора выбирают с учетом систематических перегрузок.

$$S_{\text{рас}} \leq S_{\text{ном}} \cdot K_{\text{п.сист}}, S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{рас}}}{K_{\text{п.сист}}},$$

где $K_{\text{п.сист}}$ - допустимый коэффициент систем перегрузок, который определяют по графикам нагрузочной способности трансформаторов мощностью до 250 МВА согласно ГОСТ 14209 - 85 .

При наличии централизованного резерва трансформаторов или при нагрузке только III категории надежности электрических приемников нагрузочная способность трансформаторов на однитрансформаторной подстанции не должна превышать 0,9 - 0,95 $S_{\text{НОМ}}$.

При установке двух трансформаторов их мощность выбирается по условию:

$$S_{\text{НОМ}} \geq 0,7 S_{\text{расч}} \quad (1.1)$$

Выбранная мощность трансформаторов проверяется по условию:

$$K_{\text{заг}} = \frac{S_{\text{расч}}}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}} \quad (1.2)$$

При установке более двух трансформаторов, их мощность выбирается по условию:

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{0,7 \cdot S_{\text{расч}}}{n - 1} \quad (1.3)$$

При этом коэффициент загрузки определится по формуле:

$$K_{\text{заг}} = \frac{S_{\text{расч}}}{n \cdot S_{\text{НОМ}}} \quad (1.4)$$

При выборе трансформаторов необходимо учесть рекомендуемые коэффициенты нагрузки силовых трансформаторов (автотрансформаторов): - на ступенях высшего напряжения узловых и мощных подстанций: $K_{\text{заг}} = 0,5 - 0,55$; при преобладании нагрузок 1, 2 категории. При такой нагрузке обеспечивается 100% резерв питания нагрузок при выходе из строя одного трансформатора. При выборе трансформаторов необходимо учесть возможность аварийной перегрузки трансформаторов. В аварийном режиме трансформатор может нести нагрузку, равную 140% его номинальной мощности в течение пяти дней или пяти с половиной часов в течение суток.

$$K_{\text{заг.ав}} = \frac{S_{\text{расч}}}{(n - 1) \cdot S_{\text{НОМ}}} < 140\% \text{ или } 1,4, \quad (1.5)$$

где n - число трансформаторов.

Необходимо учесть возможность перегрузки автотрансформаторов по типовой мощности. Мощность, передаваемая в автотрансформаторе

электромагнитным путем, называется типовой, или расчетной, на которую рассчитываются обмотки и магнитопровод автотрансформатора. Отношение типовой мощности к номинальной называется коэффициентом выгоды автотрансформатора.

Типовая мощность определяется:

$$S_{\text{тип}} = K_{\text{выг}} \cdot S_{\text{ном.АТ}}, \quad (1.5)$$

где $K_{\text{выг}} = \frac{U_{\text{В}} - U_{\text{С}}}{U_{\text{В}}}$ – $U_{\text{В}}, U_{\text{С}}$ – паспортные величины

автотрансформаторов.

Пример 1.

Задание. Выбрать структурную схему и подобрать силовые трансформаторы для проектируемой узловой подстанции с напряжениями 110/35/10 кВ.

Исходные данные

	ВН	СН1	СН2	НН
Напряжение, кВ	110	35		10
Нагрузка, МВт		75		18
Категория		2		2
Количество линий	5	8		14
Транзитная мощность – 45 МВт				

Принять: $\cos \varphi = 0,85$; при $U = 35 \text{ кВ}$; $\cos \varphi = 0,75$ при $U = 10 \text{ кВ}$.

На проектируемой подстанции предполагается одно среднее напряжение. Связь с энергосистемой осуществляется через шины 110 кВ. Данная подстанция с комбинированным режимом работы, имеющим потоки мощности между высшим и средним напряжением и нагрузкой на стороне низшего напряжения. Для выбора конфигурации подстанции наметим два варианта структурных схем.

Решение: На подстанции устанавливаются трехобмоточные трансформаторы 110/35/10 кВ. Исходная схема для расчёта представлена на рисунке 1.3.

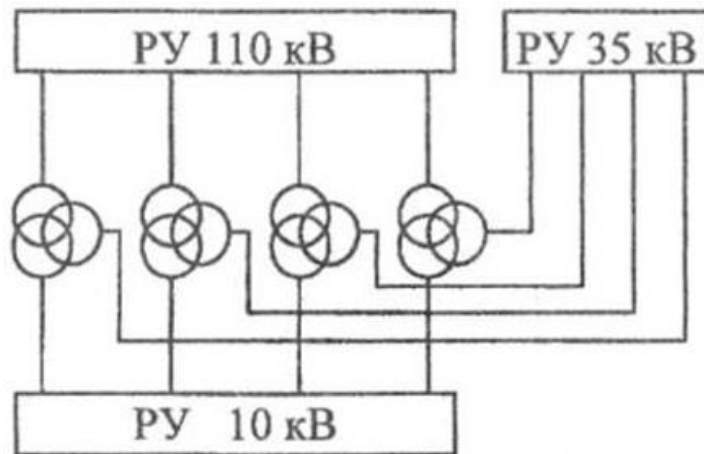


Рисунок 1.3 – Исходная расчётная схема

Для выбора трансформаторов подсчитывается полная потребляемая мощность:

$$S_{\Sigma \max} = S = \sqrt{P_{\Sigma \max}^2 + Q_{\Sigma \max}^2},$$

где $P_{\Sigma \max}$ – максимальная активная нагрузка по годовому графику нагрузки подстанции, МВт;

$$P_{\Sigma \max} = P_{\text{тр}} + P_{\text{сн}} + P_{\text{нн}} = 45 + 75 + 18 = 138 \text{ МВт.}$$

$Q_{\Sigma \max}$ – максимальная реактивная нагрузка, Мвар;

$$Q_{\Sigma \max} = Q_{\text{тр}} + Q_{\text{сн}} + Q_{\text{нн}} = 27,9 + 46,5 + 15,9 = 90,3 \text{ Мвар,}$$

$$\text{где } Q_{\text{тр}} = P_{\text{тр}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{вн}} = 75 \cdot 0,62 = 27,9 \text{ Мвар;}$$

$$Q_{\text{сн}} = Q_{35} = P_{35} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{35} = 75 \cdot 0,62 = 46,5 \text{ Мвар;}$$

$$Q_{\text{нн}} = Q_{10} = P_{10} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{10} = 18 \cdot 0,88 = 15,9 \text{ Мвар;}$$

$$S_{\Sigma \max} = S = \sqrt{138^2 + 90,3^2} = 164,92 \text{ МВА.}$$

На четырехтрансформаторной подстанции мощность каждого трёхобмоточного трансформатора выбирается по формуле:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{0,7 \cdot S_{\text{расч}}}{n - 1} \geq \frac{0,7 \cdot 164,92}{4 - 1} = 38,5 \text{ МВА.}$$

Выбираем трехобмоточные трансформаторы: ТДЦТН - 80000/115 / 38,5 /11 со следующими параметрами, которые представлены в таблице 1.1:

Таблица 1.1 – Параметры трансформаторов

№ по каталогу	Мощность, МВА	P_{xx} , кВт	$P_{квс}$, кВт	$U_{квн}$, %	$U_{квн}$, %	$U_{квн}$, %	Цена, Тys. руб.
214	4x80	82	390	10,5	17	6	6800

Загрузка трехобмоточных трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_{\text{заг}} = \frac{S_{\text{расч}}}{n \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{164,92}{4 \cdot 80} = 0,52.$$

Загрузка в аварийном режиме при отключении одного трёхобмоточного трансформатора:

$$K_{\text{заг.ав}} = \frac{S_{\text{расч}}}{(n - 1) \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{164,92}{3 \cdot 80} = 0,69 < 1,4.$$

Загрузка трёхобмоточного трансформатора в нормальном и аварийном режимах находится в допустимых пределах.

Тема 2. Техничко-экономический расчет проектируемой подстанции

2.1 Годовой график по продолжительности нагрузок

По годовому графику (Рисунок 2.1) продолжительности нагрузок подстанции определяются некоторые величины, необходимые для проведения технико-экономических расчетов.

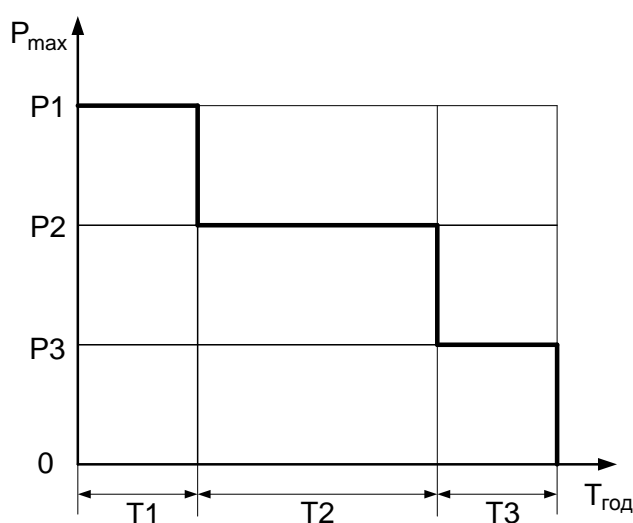


Рисунок 2.1 – Годовой график продолжительности нагрузок подстанции

Площадь, ограниченная кривой графика активной нагрузки (рисунок 2.1), численно равна энергии, произведенной или потребленной электрической установкой за рассматриваемый период.

$$W_n = P_1 \cdot T_1 + P_2 \cdot T_2 + \dots + P_n \cdot T_n = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i, \quad (2.1)$$

где P_i – мощность i – ой ступени графика;

T_i – продолжительность ступени.

Средняя нагрузка установки за год:

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_n}{T_{\text{год}}} = \frac{\text{площадь } S}{8760}. \quad (2.2)$$

Степень неравномерности графика работы установки оценивают коэффициентом заполнения:

$$K_{\text{зап}} = \frac{W_n}{T_{\text{год}} \cdot P_{\text{max}}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}. \quad (2.3)$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки показывает, во сколько раз выработанное (потребленное) количество электроэнергии за рассматриваемый период меньше того количества энергии, которое было бы выработано (потреблено) за то же время, если бы нагрузка установки все время была бы максимальной. Чем равномернее график, тем ближе значение $K_{\text{зап}}$ к единице.

Если площадь годового графика разделить на максимальную нагрузку, то получим очень важную для различных технико-экономических расчетов величину - продолжительность использования максимальной нагрузки:

$$T_{\text{max}} = \frac{W_n}{P_{\text{max}}} = \frac{P_{\text{ср}} \cdot T_{\text{год}}}{P_{\text{max}}} = K_{\text{зап}} \cdot T_{\text{год}}. \quad (2.4)$$

Эта величина показывает, сколько часов за рассматриваемый период $T_{\text{год}}$ установка должна была бы работать с неизменной максимальной нагрузкой, чтобы выработать (потребить) действительное количество энергии W_n за этот период времени. На рисунке 2.2 представлена зависимость времени наибольших потерь τ от числа часов использования максимума T_{max} для любых значений $\cos \varphi$.

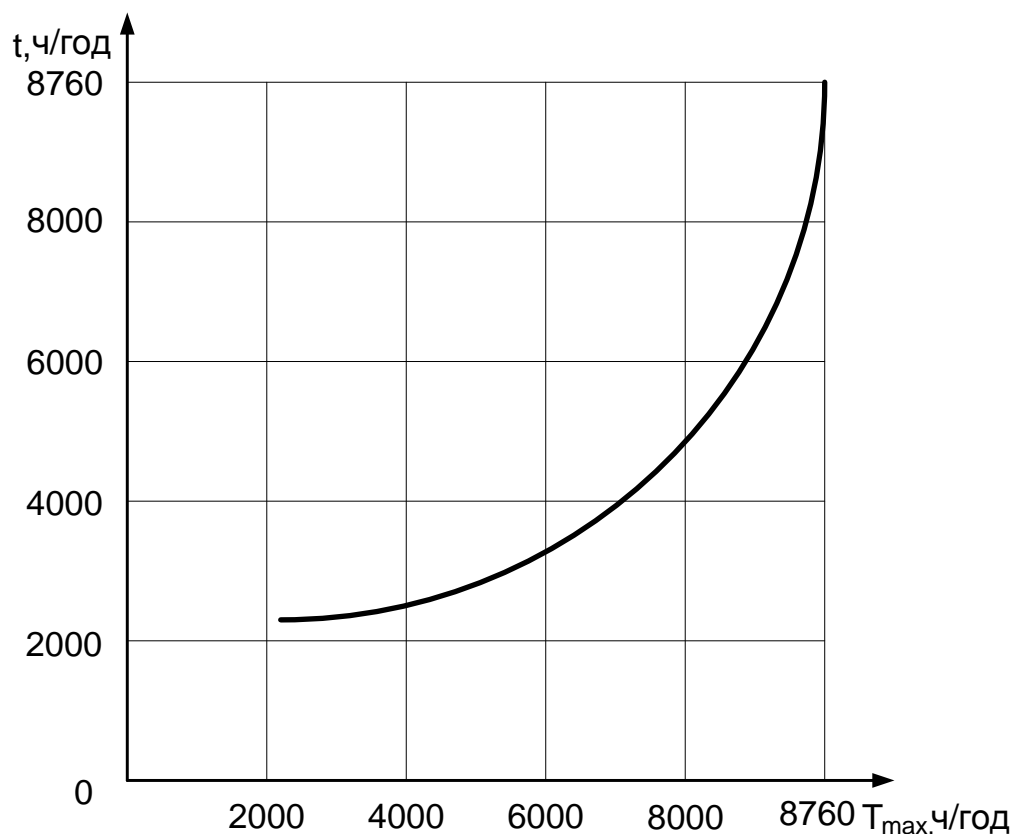


Рисунок 2.2 – Зависимость времени наибольших потерь t от числа часов использования максимума T_{\max} для любых значений $\cos\varphi$

Число часов использования максимума необходимо знать при подсчете ежегодных потерь энергии в трансформаторах и линиях передачи.

Продолжительность максимальных потерь $T_{\text{год}}$ определяется по кривой в зависимости от продолжительности использования максимальной нагрузки по рисунок 1.7 [5].

2. 2 Техничко-экономические показатели

Намеченные варианты схем должны удовлетворять требованиям: надежности, экономичности, удобства эксплуатации и возможности дальнейшего расширения. Показателем экономической эффективности являются суммарные приведенные затраты 3. Варианту, у которого приведенные затраты меньше, следует отдать предпочтение. При строительстве в один этап средства на строительство отпускаются однократно. При этом предполагается, что дальнейшая эксплуатация происходит с неизменными годовыми издержками, то есть передаваемая мощность, а

следовательно, потери энергии, затраты на ремонт и обслуживание и другие затраты не меняются из года в год в течение рассматриваемого срока эксплуатации.

С учетом этих условий приведенные затраты, будут состоять из трех частей:

- а) отчисление от капитальных вложений на сооружение линий и подстанций, на амортизацию, ремонт и обслуживание;
- б) стоимость потерь энергии;
- в) ущерб, то есть математическое ожидание годового вероятностного народнохозяйственного ущерба от перерывов в электроснабжении, ухудшения качества электроэнергии и других причин.

$$Z = [E_n + P_a + P_{po}] \cdot K + C_3 \cdot \Delta W + Y. \quad (2.5)$$

Суммирование производится по элементам системы (линиям, трансформаторам, автотрансформаторам и др.)

Капиталовложения и отчисления от капиталовложений

Капиталовложения на сооружение линий и подстанций определяют по укрупненным показателям стоимости элементов схемы.

При подсчете капитальных затрат следует учитывать все повторяющиеся в вариантах элементы во избежание погрешностей. В таблице 2.1 представлены нормы ежегодных отчислений в относительных единицах.

Таблица 2.1 – Нормы ежегодных отчислений в относительных единицах

Силовое оборудование напряжением	Норма амортизационные отчисления	Затраты на ремонт и обслуживание
До 20 кВ	0,064	0,04
От 35 до 150 кВ	0,058	0,03
От 220 кВ и выше	0,058	0,02

$$O_m = [E_n + P_a + P_{po}] \cdot K. \quad (2.6)$$

где $E_n = 0,125$ - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, p_a - отчисления на амортизацию; P_{po} - отчисления на ремонт и обслуживание

Таблица 2.2 – Выполнения технико-экономического расчёта

Оборудование	Стоимость единицы, тыс. руб	Варианты			
		Первый		Второй	
		Кол-во	Общ. стоимость, тыс. руб	Кол-во	Общ. стоимость, тыс. руб
Трансформатор					
Автотрансформатор					
Ячейка РУ ВН					
Ячейка РУ СН					
Ячейка РУ НН					

Итого:					

Стоимость потерь в трансформаторах

Потери электроэнергии в двухобмоточном трансформаторе определяют по формуле:

$$\Delta W = \Delta P_x \cdot T_{\text{год}} + \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.7)$$

где ΔP_x – потери мощности холостого хода, кВт;

ΔP_k – потери мощности короткого замыкания, кВт;

S_{max} – расчетная (максимальная) нагрузка трансформатора, МВА;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

T – продолжительность максимальных потерь, ч;

$T_{\text{год}}$ – продолжительность работы трансформатора, ч.

Потери электроэнергии в трехобмоточном трансформаторе (автотрансформаторе) определяются по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta W = & \Delta P_x \cdot T + \Delta P_{kB} \cdot \left(\frac{S_{\text{max.B}}}{S} \right)^2 \cdot \tau_B + \Delta P_{kC} \cdot \left(\frac{S_{\text{max.C}}}{S} \right)^2 \cdot \tau_C + \\ & + \Delta P_{kH} \cdot \left(\frac{S_{\text{max.H}}}{S} \right)^2 \cdot \tau_H, \end{aligned} \quad (2.8)$$

где индексами В, С, Н обозначены величины, относящиеся соответственно к обмоткам высшего, среднего и низшего напряжения.

Величины $S_{\max В}$, $S_{\max С}$, $S_{\max Н}$ – фактическая мощность, протекающая по всем трансформаторам (автотрансформаторам) группы по каждой обмотке.

Величины τ_B, τ_C, τ_H определяются по соответствующим T_{\max} по годовым графикам. Для упрощения принять $\tau_B = \tau_C = \tau_H = \tau_{\text{год}}$.

Если в каталогах для трехобмоточных трансформаторов даны потери короткого замыкания пары обмоток ВН или СН, тогда при мощности каждой обмотки, равной 100% $S_{\text{НОМ}}$, потери отдельных обмоток равны:

$$\Delta P_{KB} = \Delta P_{KC} = \Delta P_{KH} = 0,5 \cdot \Delta P_{KBC}. \quad (2.9)$$

Если приведены потери КЗ для каждой пары обмоток, то потери отдельных обмоток определяются:

$$\Delta P_{KB} = 0,5 \cdot [\Delta P_{KBC} + \Delta P_{KBH} - \Delta P_{KCH}]; \quad (2.10)$$

$$\Delta P_{KC} = 0,5 \cdot [\Delta P_{KBC} + \Delta P_{KCH} - \Delta P_{KCH}]; \quad (2.11)$$

$$\Delta P_{KH} = 0,5 \cdot [\Delta P_{KBH} + \Delta P_{KCH} - \Delta P_{KBC}]. \quad (2.12)$$

Потери электроэнергии в трехфазных автотрансформаторах определяются, как и потери в трехобмоточных трансформаторах, но потери в обмотках ВН, СН, НН определяются через коэффициент выгоды:

$$\Delta P_{KB} = 0,5 \cdot [\Delta P_{KBC} + \frac{\Delta P_{KCH}}{K_{\text{ВЫГ}}^2} - \frac{\Delta P_{KCH}}{K_{\text{ВЫГ}}^2}]; \quad (2.13)$$

$$\Delta P_{KB} = 0,5 \cdot [\Delta P_{KBC} + \frac{\Delta P_{KCH}}{K_{\text{ВЫГ}}^2} - \frac{\Delta P_{KBH}}{K_{\text{ВЫГ}}^2}]; \quad (2.14)$$

$$\Delta P_{KB} = 0,5 \cdot [\frac{\Delta P_{KBH}}{K_{\text{ВЫГ}}^2} + \frac{\Delta P_{KCH}}{K_{\text{ВЫГ}}^2} - \Delta P_{KBC}]. \quad (2.15)$$

Потери электроэнергии в нескольких параллельно работающих трансформаторах:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{XX}} \cdot n + \Delta W_{\text{КЗ}} \cdot \frac{1}{n}, \quad (2.16)$$

где n - число трансформаторов (автотрансформаторов),

ΔW_{XX} - потери энергии холостого хода трансформатора (автотрансформатора);

$\Delta W_{\text{кз}}$ - потери энергии короткого замыкания трансформатора (автотрансформатора).

Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах определяется:

$$C_{\Delta W} = C_{\text{э}} \cdot \Delta W, \quad (2.17)$$

где $C_{\text{э}}$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб./ кВт·ч.

Ущерб

Ущерб от недоотпуска электроэнергии определяется только в том случае, если сравниваемые варианты имеют существенное различие по надежности питания. Для учета этой величины необходимо знать вероятность и длительность аварийных отключений, характер производства и ряд других факторов, более подробно рассматриваемых в специальной литературе.

В учебном проектировании сравнение вариантов, как правило, производится без учета ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Результаты технико-экономических расчетов следует занести в итоговую таблицу экономического сравнения вариантов (таблице 2.3).

Если приведенные затраты отличаются более, чем на 5 процентов, то предпочтение следует отдавать варианту с наименьшими приведенными затратами.

Таблица 2.3 – Итоговая таблица экономического сравнения вариантов

Показатели	1 Вариант	2 Вариант
1. Капиталовложения, тыс. руб/год		
2. Ежегодные отчисления от кап. затрат тыс. руб/год		
3. Потери энергии, кВт·ч/год		
4. Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб/год		
5. Приведённые затраты, тыс. руб/год		

Если приведенные затраты в вариантах отличаются не более, чем на 5 процентов, то проводят дополнительное сопоставление конкурентоспособных вариантов по другим качествам:

- надежности;
- частоте и среднегодовой длительности нарушения электроснабжения потребителей;
- ущербу;

-ремонтпригодности.

Кроме основных качеств - экономичности и надежности электроустановке должны быть свойственны:

- безопасность обслуживания;
- удобство эксплуатации (минимальный объем переключений, связанных с изменением режима электроустановки);
- удобство компоновки (размещения) оборудования;
- возможность дальнейшего расширения.

Пример 2

Задание. Для примера 1 произвести технико-экономические расчеты по вариантам.

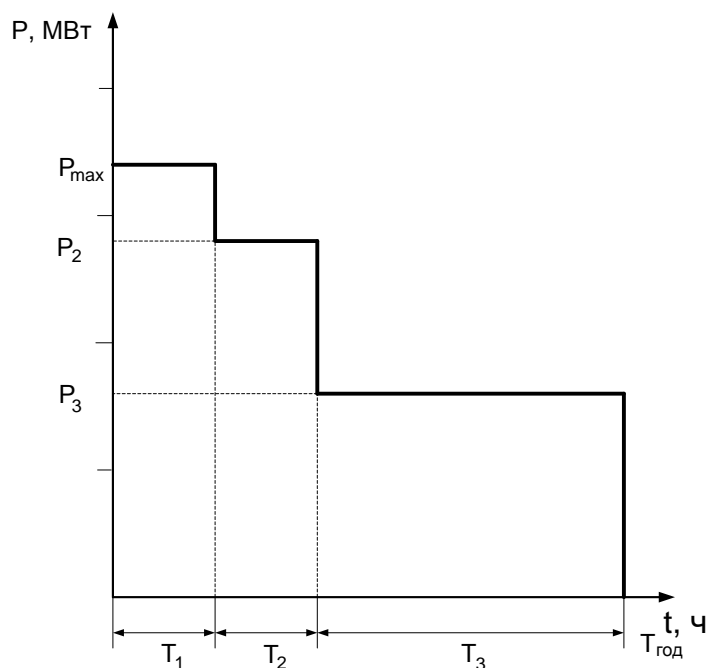


Рисунок 2.3 – График нагрузки подстанции

По заданному годовому графику нагрузок определим некоторые величины, необходимые для технико-экономических расчетов. Полная потребленная энергия определится:

$$W = P_1 \cdot T_1 + P_2 \cdot T_2 + P_3 \cdot T_3 = 138 \cdot 1752 + 115 \cdot 1752 + 69 \cdot 5256 = 805920 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$P_1 = P_{\max} = P_{\text{тр}} + P_{35} + P_{10} = 45 + 75 + 18 = 138 \text{ МВт};$$

$$P_2 = \frac{P_{\max}}{6} \cdot 5 = \frac{138}{6} \cdot 5 = 115 \text{ МВт}; P_3 = \frac{P_{\max}}{6} \cdot 3 = \frac{138}{6} \cdot 3 = 69 \text{ МВт};$$

$$T_1 = \frac{T_{\text{год}}}{10} \cdot 2 = \frac{8760}{10} \cdot 2 = 1752 \text{ ч}; T_2 = \frac{T_{\text{год}}}{10} \cdot 2 = \frac{8760}{10} \cdot 2 = 1752 \text{ МВт};$$

$$T_{31} = \frac{T_{\text{год}}}{10} \cdot 6 = \frac{8760}{10} \cdot 6 = 5256 \text{ ч}.$$

Средняя нагрузка за год:

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_{\text{пот}}}{T_{\text{год}}} = \frac{805920}{8760} = 92 \text{ МВт}.$$

При помощи коэффициента заполнения оценим степень неравномерности графика работы установки за год:

$$K_{\text{зап}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}} = \frac{92}{138} = 0,67.$$

Продолжительность использования максимума нагрузки:

$$T_{\max} = \frac{W_{\text{пот}}}{P_{\max}} = \frac{P_{\text{ср}} \cdot T_{\text{год}}}{P_{\max}} = \frac{92 \cdot 8760}{138} = 5840 \text{ ч}.$$

Продолжительность максимальных потерь определяется по графику зависимости $\tau = f(T_{\max})$ по рисунку 2.3. В данном случае продолжительность максимальных потерь равна 3800 ч.

Капиталовложений

Капиталовложения на сооружение подстанции определяют по укрупненным показателям элементов схемы. При подсчете капитальных затрат необходимо учесть все капвложения, даже если они повторяются по вариантам. В противном случае может возникнуть значительная погрешность при вычислениях. Сведения по капитальным вложениям занесены в таблице 2.4.

Отчисления от капиталовложений определяются по формуле:

$$O_T = [E_n + P_a + P_{\text{по}}] \cdot K,$$

где $E_n = 0,125$ 1/год - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

Таблица 2.4 – Сведения по капитальным вложениям

Оборудование	Стоимость, тыс. руб.	Варианты			
		Первый		Второй	
		Кол-во	Общая стоимость, тыс. руб.	Кол-во	Общая стоимость, тыс. руб.
Трёхобмоточн. Трансформатор. 110/35/10 80 МВ·А	169,71	4	678,84	–	–
Трансформатор 110/35 80 МВ·А	156,84	–	–	4	627,34
Трансформатор 35/10 16 МВ·А	56,18	–	–	3	168,54
Ячейка 110 кВ	114	13	1482	13	1482
Ячейка 35 кВ	58	15	870	18	1044
Ячейка 10 кВ	4,6	21	96,6	19	87,4
Итого:			3127,44		3409,3

Отчисления от капиталовложений

P_a – отчисления на амортизацию;

P_{po} – отчисления на ремонт и обслуживание.

Отчисления по вариантам:

$$O_{T1} = 96,6 \cdot (0,125 + 0,064 + 0,04) + 3030,84 \cdot (0,125 + 0,058 + 0,03) = 667,69 \text{ тыс.руб.}$$

$$O_{T2} = 87,4 \cdot (0,125 + 0,064 + 0,04) + 3321,9 \cdot (0,125 + 0,058 + 0,03) = 727,58 \text{ тыс.руб.}$$

Потери энергии в трансформаторах

Вариант 1.

Потери энергии в трехобмоточном трансформаторе ТДЦТН - 80000 /115/38,5 /11 определяются по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta W = & \Delta P_x \cdot T + \Delta P_{kB} \cdot \left(\frac{S_{\max.B}}{S} \right)^2 \cdot \tau_B + \Delta P_{kC} \cdot \left(\frac{S_{\max.C}}{S} \right)^2 \cdot \tau_C + \\ & + \Delta P_{kH} \cdot \left(\frac{S_{\max.H}}{S} \right)^2 \cdot \tau_H, \end{aligned} \quad (2.18)$$

где $\tau = 3800$ ч. - продолжительность максимальных потерь;

$T_{\text{год}} = 8760$ ч. - продолжительность работы трансформатора. Исходные данные трансформатора (таблица 2.5):

Таблица 2.5 – Исходные данные трансформатора

Мощность, МВА	P_{xx} , кВт	$P_{квс}$, кВт	$U_{квн}$, %	$U_{кнн}$, %	$U_{кшн}$, %
4x80	82	390	10,5	17	6

$S_{\text{max B}} = 164,92$ МВА – расчетная (максимальная) нагрузка трансформатора; $S_{\text{ном}} = 80$ МВА – номинальная мощность трансформатора;

$\tau_B = \tau_c = \tau_H = \tau_{\text{год}} = 3800$ ч – продолжительность максимальных потерь;

Нагрузка со стороны среднего напряжения трансформатора:

$S_{\text{max B}} = 164,92 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ – расчётная (максимальная) нагрузка трансформатора;

$S_{\text{ном}} = 80 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ – номинальная мощность трансформатора;

$\tau_B = \tau_c = \tau_H = \tau_{\text{год}} = 3800$ ч – продолжительность максимальных потерь;

Нагрузка со стороны среднего напряжения трансформатора:

$$S_{\text{max C}} = \sqrt{P_{35}^2 + Q_{35}^2} = \sqrt{75^2 + 46,5^2} = 88,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Нагрузка со стороны низшего напряжения трансформатора:

$$S_{\text{max H}} = \sqrt{P_{10}^2 + Q_{10}^2} = \sqrt{18^2 + 15,9^2} = 24 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Так как приведены потери КЗ для одной пары обмоток - ВС, то потери отдельных обмоток определяются:

$$\Delta P_{кВ} = \Delta P_{кС} = \Delta P_{кН} = 0,5 \cdot \Delta P_{кВС} = 0,5 \cdot 390 = 195 \text{ кВт}.$$

$$\Delta W = 82 \cdot 8760 + 3800 \cdot 195 \cdot \left[\left(\frac{164,92}{80} \right)^2 + \left(\frac{88,25}{80} \right)^2 + \left(\frac{24}{80} \right)^2 \right] = 483510,26 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери электроэнергии в нескольких параллельно работающих трансформаторах:

$$\Delta W_{\Sigma 1} = \Delta W_{xx} \cdot n + \Delta W_{к.з.} \cdot \frac{1}{n} = 718320 \cdot 4 + 4117490,26 \cdot \frac{1}{4} = 3902652,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

где n – число трансформаторов;

$W_{xx} = 718320 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ – потери энергии холостого хода трансформаторов;

$W_{к.з.} = 4117490,26 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ – потери энергии короткого замыкания трансформаторов.

Вариант 2.

а) потери энергии в четырех двухобмоточных трансформаторах ТДН-80000/115/38,5 определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta P_x \cdot T_{\text{год}} \cdot n + \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau \cdot \frac{1}{n},$$

где $S_{\text{max}} = 164,92 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ – расчётная (максимальная) нагрузка трансформатора;

$n = 4$ – количество трансформаторов.

Исходные данные для трансформаторов представлены в таблице 2.6:

Таблица 2.6 – Исходные данные трансформаторов

Мощность, МВ·А	P_{xx} , кВт	$P_{квс}$, кВт	$U_{квн}$, %
4x80	58	310	10,5

$$\Delta W_1 = 58 \cdot 8760 \cdot 4 + 310 \cdot \left(\frac{164,92}{80} \right)^2 \cdot 3800 \cdot \frac{1}{4} = 1251564,87 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

б) Потери электроэнергии в трех трансформаторах ТД - 16000 / 38,5 / 10,5 определяются:

$$\Delta W_2 = 17 \cdot 8760 \cdot 3 + 85 \cdot \left(\frac{24}{16} \right)^2 \cdot 3800 \cdot \frac{1}{3} = 689010 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\Delta W_{\Sigma 2} = \Delta W_1 + \Delta W_2 = 125164,87 + 689010 = 1940574,87 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Исходные данные для трансформаторов представлены в таблице 2.7

Таблица 2.7 – Исходные данные трансформаторов

Мощность, МВ·А	P_{xx} , кВт	$P_{квс}$, кВт	$U_{квн}$, %
3x16	17	85	10

Стоимость потерь энергии в трансформаторах

Вариант 1.

Определяем стоимость потерь энергии в трансформаторе ТДЦТН 80000/110/35/10:

$$C_{\Delta W1} = C \cdot \Delta W_{\Sigma1} = 0,012 \cdot 3902652,6 = 46,83 \text{ тыс.руб.},$$

где $C_3 = 0,012$ руб/кВт·ч – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии.

Вариант 2.

Определяем стоимость потерь энергии в трансформаторах ТДН-80000/115/38,5 и ТД - 16000 / 38,5 /10,5:

$$C_{\Delta W2} = C \cdot \Delta W_{\Sigma2} = 0,012 \cdot 1940574,687 = 23,29 \text{ тыс.руб.}$$

Показателем экономической эффективности являются суммарные приведенные затраты Z , которые определяются по выражению:

$$Z = [E_H + P_a + P_{po}] \cdot K + C_3 \cdot \Delta W + Y = O_T + C_{\Delta W} + Y.$$

В учебном проектировании сравнение вариантов производится без учета ущерба от недоотпуска электроэнергии. Приведенные затраты по вариантам:

$$Z_1 = O_{T1} + C_{\Delta W1} = 667,69 + 46,83 = 714,52 \text{ тыс.руб.},$$

$$Z_2 = O_{T2} + C_{\Delta W2} = 727,58 + 23,29 = 750,87 \text{ тыс.руб.}$$

Определим разницу по приведенным затратам вариантов в процентах. Наименьшие затраты второго варианта примем за 100 %. Тогда разница между первым и вторым вариантом определится:

$$\Delta Z = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{750,87 - 714,52}{714,52} \cdot 100 = 5,1\%.$$

Полученные данные сводятся в итоговую таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Итоговая таблица расчёта технико-экономических показателей

Показатели	1 Вариант	2 Вариант
1. Капиталовложения тыс. руб./год	3127,44	3409,3
2. Ежегодные отчисления тыс. руб./год	667,69	727,58
3. Потери электроэнергии кВт·ч/год	3902652,6	1940574,87
4. Стоимость потерь тыс. руб./год	46,83	23,29
5. Приведённые затраты тыс. руб./год	714,52	750,87

Вывод: Так как приведенные затраты отличаются более, чем на 5%, то предпочтение отдаем варианту с наименьшими приведенными затратами. Поэтому выбираем первый вариант.

Тема 3. Расчёт токов короткого замыкания и выбор электрических аппаратов токоведущих частей

Пример

Расчёт токов короткого замыкания производится в относительных единицах. по расчётной схеме составляется схема замещения. Все элементы на ней входят своими индуктивными сопротивлениями. За базисную мощность $S_б$ принимается 300 МВ·А. По формулам приведения параметры расчётной схемы приводятся к базисным условиям.

Сопротивление системы:

$$X_c = 0,18.$$

Общее сопротивление линий:

$$X_w = \frac{1}{5} \cdot X_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{cp}^2} = \frac{1}{5} \cdot 0,4 \cdot 30 \cdot \frac{300}{115^2} = 0,0544.$$

Сопротивление обмотки ВН трёхобмоточного трансформатора:

$$X_{*ВТ} = \frac{0,5(U_{КВН\%} + U_{КВС\%} - U_{КСН\%})}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ}} = \frac{0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6)}{100} \cdot \frac{300}{80} = 0,403.$$

Сопротивление обмотки СН трёхобмоточного трансформатора:

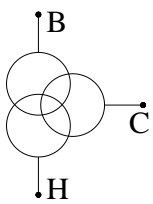
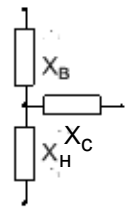
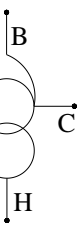
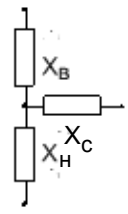
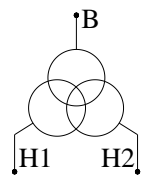
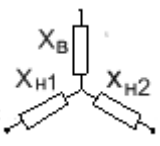
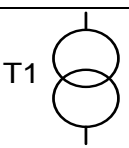
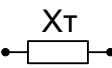
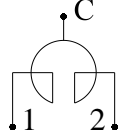
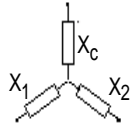
Более подробнее об элементах системы электроснабжения и их схемах замещения представлены в [2, 5]

$$X_{*ВТ} = \frac{0,5(U_{КВС\%} + U_{КСН\%} - U_{КВН\%})}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ}} = \frac{0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17)}{100} \cdot \frac{300}{80} = 0.$$

Сопротивление обмотки НН трёхобмоточного трансформатора:

$$X_{*ВТ} = \frac{0,5(U_{КВН\%} + U_{КСН\%} - U_{КВС\%})}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ}} = \frac{0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5)}{100} \cdot \frac{300}{80} = 0,2344.$$

Таблица 3.1 – Схемы замещения трансформаторов, автотрансформаторов и сдвоенных реакторов

Наименование	Исходная схема	Схема замещения	Расчетные выражения
Трехобмоточный трансформатор			$X_B = 0.005 \cdot (U_{KB-H} + U_{KB-C} - U_{KC-H})$ $X_C = 0.005 \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H})$ $X_H = 0.005 \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C})$
Автотрансформатор			$X_B = 0.005 \cdot (U_{KB-H} + U_{KB-C} - U_{KC-H})$ $X_C = 0.005 \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H})$ $X_H = 0.005 \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C})$
Двухобмоточный трансформатор с обмоткой низшего напряжения, расщепленной на две ветви			$X_B = 0.01 \cdot (U_{KB-H} - 0.25U_{KH1-H2})$ $X_{H1} = X_{H2} = 0.005U_{KH1-H2}$
Двухобмоточный трансформатор			$X_T = \frac{U_{k\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}$
Сдвоенный реактор			$X_C = -K_{CB}X_P$ $X_1 = X_2 = (1 + K_{CB})X_P$

Точка К1

Эквивалентное сопротивление до точки К1:

$$X_{*\Sigma} = X_{*C} + X_{*W} = 0,18 + 0,054 = 0,2344.$$

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1,51 \text{ кА}.$$

Начальное значение периодической составляющей:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E''}{X_{*\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{1}{0,2344} \cdot 1,51 = 6,42 \text{ кА}.$$

Предварительно выбираем выключатель на напряжение 110 кВ:

ВМТ-110Б-20-1000УХЛЗ [1] ($t_{\text{св}}=0,05$ с, $t_{\text{ов}}=0,08$ с).

Определяем апериодическую составляющую тока КЗ:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 6,44 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,03}} = 1,23 \text{ кА},$$

где $\tau = t_{\text{св}} + t_{\text{сз}} = 0,05 + 0,01 = 0,06$;

$t_{\text{св}}$ – собственное время отключения выключателя;

$t_{\text{сз}}$ – время срабатывания защиты, равное 0,01 с.

Принимаем значение для $T_a = 0,03$ с.

Полный ток короткого замыкания:

$$I_{\text{КЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 6,42 + 1,23 = 10,31 \text{ кА}.$$

Ударный коэффициент:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-t_{\text{с.з.}}}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,72.$$

Ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{ПО}} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 6,42 = 15,6 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс:

$$W_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_0 + T_a) = 6,44^2 \cdot (0,09 + 0,03) = 4,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где t_0 – время действия короткого замыкания,

$$t_0 = t_{\text{с.з.}} + t_{\text{о.в.}} = 0,01 + 0,08 = 0,09 \text{ с}.$$

Точка К2

Эквивалентное сопротивление до точки К2:

$$X_{*\Sigma} = X_{*C} + X_{*W} + X_{*BT} + X_{*CT} = 0,18 + 0,054 + 0,403 + 0 = 0,6376.$$

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 37} = 4,68 \text{ кА}.$$

Начальное значение периодической составляющей:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E''}{X_{*\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{1}{0,6376} \cdot 4,68 = 7,34 \text{ кА.}$$

Предварительно выбираем выключатель на напряжение 110 кВ:

ВВК-35Б-20/1000УХЛЗ [1] ($t_{\text{св}}=0,045$ с, $t_{\text{ов}}=0,07$ с).

Определяем апериодическую составляющую тока КЗ:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 7,34 \cdot e^{\frac{-0,055}{0,02}} = 0,66 \text{ кА,}$$

где $\tau = t_{\text{св}} + t_{\text{сз}} = 0,045 + 0,01 = 0,055$;

$t_{\text{св}}$ – собственное время отключения выключателя;

$t_{\text{сз}}$ – время срабатывания защиты, равное 0,01 с.

Принимаем значение для $T_a = 0,02$ с.

Полный ток короткого замыкания:

$$I_{\text{КЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 7,34 + 0,66 = 11,05 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-t_{\text{с.з.}}}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,61.$$

Ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{ПО}} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 7,34 = 16,68 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс:

$$W_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_0 + T_a) = 7,34^2 \cdot (0,08 + 0,02) = 5,39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

где t_0 – время действия короткого замыкания,

$$t_0 = t_{\text{с.з.}} + t_{\text{о.в.}} = 0,01 + 0,07 = 0,08 \text{ с.}$$

Точка К3

Эквивалентное сопротивление до точки К2:

$$X_{*\Sigma} = X_{*C} + X_{*W} + X_{*BT} + X_{*HT} = 0,18 + 0,054 + 0,403 + 0,2344 = 0,8718.$$

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 16,5 \text{ кА.}$$

Начальное значение периодической составляющей:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E''}{X_{*\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{1}{0,8718} \cdot 16,5 = 18,92 \text{ кА.}$$

Предварительно выбираем выключатель на напряжение 110 кВ:

МГУ-20-90/6300 [1] ($t_{\text{св}}=0,15 \text{ с}$, $t_{\text{ов}}=0,20 \text{ с}$).

Определяем апериодическую составляющую тока КЗ:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 18,93 \cdot e^{\frac{-0,16}{0,01}} = 5,4 \text{ кА,}$$

где $\tau = t_{\text{св}} + t_{\text{сз}} = 0,15 + 0,01 = 0,16$;

$t_{\text{св}}$ – собственное время отключения выключателя;

$t_{\text{сз}}$ – время срабатывания защиты, равное 0,01 с.

Принимаем значение для $T_a = 0,1 \text{ с}$.

Полный ток короткого замыкания:

$$I_{\text{КЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 18,92 + 5,4 = 32,16 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-t_{\text{с.з.}}}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,1}} = 1,91.$$

Ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{ПО}} = \sqrt{2} \cdot 1,91 \cdot 18,92 = 50,96 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_0 + T_a) = 18,92^2 \cdot (0,21 + 0,1) = 110,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где t_0 – время действия короткого замыкания,

$$t_0 = t_{\text{с.з.}} + t_{\text{о.в.}} = 0,01 + 0,2 = 0,21 \text{ с.}$$

Значения полученные при расчёте токов короткого замыкания, заносятся в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Значения токов короткого замыкания

Точки КЗ	$I_{\text{ПО}}, \text{кА}$	$i_{\text{ат}}, \text{кА}$	$I_{\text{КЗ}}, \text{кА}$	K_y	$i_y, \text{кА}$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
К1	6,42	1,23	10,31	1,72	15,60	4,95
К2	7,34	0,66	11,05	1,61	16,68	5,39
К3	18,92	5,40	32,16	1,91	50,96	110,95

Тема 4. Выбор оборудования подстанции

4.1 Выбор выключателей

В сетях напряжением до 10 кВ преимущественное применение находят маломасляные выключатели типов ВМП-10 и ВМГ-10 разных исполнений с номинальным током короткого замыкания 20 кА. Они обычно устанавливаются в стационарных (типа КСО) или выкатных (типа КРУ) комплектных распределительных устройствах. При резкопеременных (ударных) нагрузках применяют выключатели типов ВМПЭ и КЭ с номинальными токами отключения короткого замыкания 31,5 и 40 кА в основном при необходимости ограничения колебаний напряжения при толчках нагрузок. При больших рабочих токах (свыше 3000 А) применяют шестицилиндровые (по два бака на фазу) горшковые выключатели типа МГГ-10. Они устанавливаются главным образом на вводах 6-10 кВ от мощных трансформаторов и между секциями сборных шин 6-10 кВ. В отдельных случаях необходимо применение еще более мощных выключателей МГУ-20 на номинальное напряжение до 20 кВ, номинальный ток 6300 А и номинальный ток отключения 90 кА. Однако необходимость применения таких дорогих и громоздких выключателей следует тщательно обосновывать и всячески избегать соответствующим построением схем коммутации и разумными мероприятиями по ограничению тока КЗ. Следует иметь в виду, что применение таких выключателей усложняет и удорожает конструктивное выполнение подстанций. Выключатели с электромагнитным дутьем типов ВЭМ и ВЭ чаще всего находят применение в электроустановках с частыми коммутационными операциями. Вакуумные выключатели пригодны для частых операций, обладают большим быстродействием, удобны в обслуживании и экологически безвредны. Их применению необходимо отдать предпочтение при проектировании РУ на напряжении 6-10 кВ. При напряжении 35 кВ в сетях небольшой и средней мощности целесообразно применение масляных многообъемных выключателей типа С-35. В более мощных сетях могут быть применены выключатели МКП и ВМК. Большая перспектива применения вакуумных выключателей 35 кВ, которые в настоящее время осваиваются электропромышленностью и разработаны в выкатном исполнении. Следует отметить, что для вакуумных выключателей характерна недостаточная

коммутационная способность при коммутации емкостных токов (батарей конденсаторов , фильтров высших гармоник). На напряжении 110 и 220 кВ наибольшее применение находят масляные многообъемные выключатели типа МКП, а при мощной питающей энергосистеме - выключатели типа У.

Причинами редкого применения воздушных выключателей по сравнению с масляными являются дороговизна, высокие ежегодные расходы на ремонт и эксплуатацию, меньшая надежность и высокая удельная повреждаемость. С 1992 года выпуск воздушных выключателей прекращен.

Отечественной промышленностью начат серийный выпуск ячеек КРУЭ на 110 кВ, заполненных элегазом. Они целесообразны для работы в загрязненных зонах и в районах с высокой плотностью застройки территории, но требуют тщательной герметизации во избежание утечки элегаза.

Стоимость ячеек КРУЭ значительно выше стоимости обычных ячеек распределительных устройств. Целесообразность применения КРУЭ обуславливается следующими факторами:

- уменьшением занимаемой ими площади по сравнению с применяемыми в настоящее время обычными РУ более чем в десять раз ;
- удешевлением сетей вторичного напряжения 6 - 10 кВ, так как подстанции с КРУЭ значительно легче разместить в центре электрических нагрузок, чем традиционные подстанции с ОРУ 110 - 220 кВ;
- климатическими условиями района и степенью загрязненности окружающей среды;
- уменьшением эксплуатационных расходов.

Применение КРУЭ особенно целесообразно при расширении и реконструкции действующих предприятий, когда на ограниченной существующими сооружениями площадке подстанции требуется увеличить мощность в несколько раз.

Выключатели выбираются: В соответствии с ГОСТ 687-78 выключатели выбираются по следующим условиям:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}};$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}.$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение выключателя, кВ;

$U_{\text{сети.ном}}$ – номинальное напряжение сети, в которой устанавливается выключатель, кВ;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток выключателя, кА;

$I_{\text{ном.расч}}$ – расчётный ток нормального режима, кА.

по типу выключателя (сводится к выбору масляного многообъемного, маломасляного, элегазового, вакуумного или др. в соответствии с условиями, в которых допустимо или целесообразно применять данный выключатель);

по роду установки (предназначен работать на открытом воздухе или в помещении, в КРУ).

Проверяются:

– по отключающей способности:

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + I_{а.т} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} (1 + \beta_{ном} / 100);$$

– на симметричный ток отключения: $I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$;

– на термическую стойкость: $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$;

– на электродинамическую стойкость: $I_{по} \leq I_{дин}$; $i_{по} \leq i_{дин}$.

4.2 Выбор разъединителей, отделителей, короткозамыкателей, выключателей нагрузки

Разъединитель – коммутационный аппарат высокого напряжения, предназначенный для включения под напряжение и отключения участков цепи без тока нагрузки. В отключенном положении разъединитель должен иметь видимый разомкнутый промежуток, гарантирующий безопасность работ на отключенных участках цепи. Может снабжаться пристроенными заземляющими ножами для заземления отключенных участков. Для внутренних установок 6 -10 , 20 и 35 кВ применяются трех - или однополюсные разъединители с ножами вертикально – рубящего типа серий РВО, РВ(3) , РВФ, РВР(3) на номинальные токи от 400 до 8000 А. В цепях генераторного напряжения применяются разъединители с поступательным движением ножей типа РВП(3) -20/12500 УЗ, рассчитанные на $U_{ном} = 20$ кВ , $I_{ном} = 12500$ А. При интенсивном воздушном обдуве разъединитель допускает длительное прохождение тока 30000 А.

Для наружных установок 35 - 330 кВ применяются разъединители горизонтально - поворотные серии РНД(3), выдерживающие номинальные токи до 3200 А. В РУ 330, 500 кВ используются разъединители РНД(3) и подвесные серии РПД на токи до 3200 А.

Разъединители выбираются:

- по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}};$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}.$$

- по типу разъединителя;
- по роду установки.

Проверяются:

- на термическую стойкость: $B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}};$
- на электродинамическую стойкость: $I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}; i_{\text{по}} \leq i_{\text{дин}}.$

Отделители и короткозамыкатели устанавливаются на трансформаторных подстанциях без выключателей на стороне ВН в сетях 35, 110, 220 кВ.

Отделители предназначены для автоматического отключения поврежденного участка линии или трансформатора после искусственного короткого замыкания на линии (осуществляемого короткозамыкателем) или после передачи телеотключающего импульса в промежуток времени между отключением выключателя на питающем конце линии и его повторным включением ; для отключения и включения участков линии или элементов схемы , находящихся без напряжения , а также для отключения и включения индуктивных токов холостого хода трансформатора и зарядных токов линии.

Отделители выбираются:

- по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}};$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}.$$

Проверяются:

- на термическую стойкость: $B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}};$
- на электродинамическую стойкость: $I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}; i_{\text{по}} \leq i_{\text{дин}}.$

Короткозамыкатели предназначены для быстрого действующего искусственного короткого замыкания с целью отключения от защиты выключателя, установленного на питающем конце линии. Короткозамыкатель КРН - 35У1 для сетей 35 кВ с изолированной нейтралью представляет собой двухполюсный аппарат, осуществляющий междуфазное короткое замыкание.

Короткозамыкатели на 110 , 220 кВ являются однополюсными аппаратами и осуществляют однофазное КЗ на землю.

Короткозамыкатели выбираются по:

– номинальному напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети.ном}}$.

Проверяются:

– на термическую стойкость: $B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$;

– на электродинамическую стойкость: $I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}; i_{\text{по}} \leq i_{\text{дин}}$.

Промежуточным аппаратом между выключателем и разъединителем является **выключатель нагрузки**. Он не рассчитан на отключение тока КЗ, но может включать и отключать рабочие токи линий, трансформаторов и других электроприемников. В комплекте с предохранителем выключатель нагрузки заменяет силовой выключатель небольшой или средней мощности. Выключатели нагрузки выбираются по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}};$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}.$$

Проверяются:

– на термическую стойкость: $B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$;

– на электродинамическую стойкость: $I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}; i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$.

4.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для снижения первичного тока до значений, удобных для измерений, а также для отделения цепей измерения.

Трансформаторы тока предназначены для снижения первичного тока до значений, удобных для измерений, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

При выборе трансформаторов тока (ТТ) вполне допустимо, если ТТ выполнен на напряжение большее, чем напряжение установки. Но при выборе номинального тока ТТ следует избегать слишком больших запасов, так как недогрузка первичной обмотки по номинальному току приводит к увеличению

погрешностей. Допускается превышение тока нагрузки до 20% над номинальным током ТТ.

При выборе трансформаторов тока (ТТ) необходимо учесть:

- в ячейках КРУ и КРУН 6 - 10 кВ используют ТТ, принятые заводами - изготовителями к установке в данной серии - типа ТПЛК -10, ТЛК -10, ТВЛМ -10.

- в РУ 35 - 220 кВ с баковыми выключателями используются ТТ, встроенные во вводы силовых трансформаторов - ТВТ - или вводы баковых выключателей - типа ТВ, ТВС, ТВУ.

- в РУ 35 - 220 кВ с маломасляными выключателями применяют выносные ТТ типа ТФЗМ,

Согласно ПУЭ (глава 3.4 п.4.1) жилы токовых цепей по условию механической прочности должны иметь сечения не менее 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминия. Провода с медными жилами применяются во вторичных цепях на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами.

Трансформаторы тока выбираются:

- номинальному напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети.ном}}$;
- по номинальному току: $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$;
- по конструкции;
- по классу точности.

Проверяются:

- на термическую стойкость: $B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$;
- на электродинамическую стойкость: $I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$ или $I \leq k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}}$;
- по вторичной нагрузке: $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$,

где $Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности;

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока.

Если при проверке ТТ на динамическую устойчивость оказывается, что ударный ток превышает ток динамической устойчивости ТТ, то :

1. Не желая ухудшать класс точности ТТ, сознательно идут на применение неустойчивого в электродинамическом отношении ТТ из следующих соображений:

а) короткие замыкания случаются очень редко, и ТТ после каждого случая КЗ заменяется;

б) в любом случае при КЗ трансформатор тока обеспечивает надежный импульс и срабатывание защит.

2. Применяется ТТ на больший номинальный ток, но класс точности ухудшается.

Если вторичная нагрузка ТТ превышает допустимую в нужном классе точности, то часть приборов необходимо перенести на другой ТТ.

4.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или 100/ 3 В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы напряжения выбираются:

- по номинальному напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети.ном}}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности.

Проверяются:

- по вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{2\text{ном}}$;

где $S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности,

S_{2s} – нагрузка всех измерительных приборов.

При этом следует иметь в виду, что для однофазных ТН, соединенных в звезду, следует взять суммарную номинальную мощность $S_{2\text{ном}}$ всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника - удвоенную мощность одного трансформатора.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам.

Тогда:

$$S_{2I} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{ghb}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}.$$

Если вторичная нагрузка трансформатора напряжения (ТН) превысит номинальную в заданном классе точности, то устанавливают второй ТН, и часть приборов присоединяют к нему.

В учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности 1,5 мм² для медных жил и 2,5 мм² для алюминиевых.

4.5 Выбор шин и шинных конструкций

Конструкция токоведущих частей зависит от типа принятого распределительного устройства. Как правило, шины 35 - 220 кВ выполняются гибкими проводами марки АС. Шины 330 - 750 кВ выполняются с расщепленными фазами (на 3-4 провода) по условиям короны. В РУ 110 кВ комплектных подстанций широко применяются жесткие шины, выполненные алюминиевыми трубами.

Сборные шины и ошиновка в РУ 6 - 10 кВ выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000А применяются одно- и двухполосные шины прямоугольного сечения. При больших токах - шины коробчатого сечения.

В случае применения КРУ или КРУН шины не выбирают и не проверяются по токам КЗ, указывается только номинальный ток сборных шин и шкафов. Ошиновка от трансформаторов до ввода в РУ 6 - 10 кВ может выполняться жесткими шинами, гибкой связью или комплектным токопроводом.

Шины выбирают:

по допустимому нагреву в продолжительном режиме:

$$I_{\text{длит. макс}} \leq I_{\text{длит. доп.}}$$

Проверяются:

– на термическую стойкость: $q_{\text{мин}} \leq q$,

где $q_{\text{мин}}$ – минимальное сечение термической стойкости;

q – выбранное сечение шины или $\theta_k \leq \theta_{\text{к. доп.}}$,

где θ_k – температура шин при нагреве током КЗ;

$\theta_{\text{к.доп}}$ – допустимая температура нагрева шин при КЗ;

– на электродинамическую стойкость: $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$,

где $\sigma_{\text{расч}}$ – расчётное значение механического напряжения;

$\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое напряжение в материале шин.

4.6 Расчетные токи продолжительного режима

Для выбора выключателя необходимо рассчитать номинальный рабочий ток установки в продолжительном режиме. Продолжительный режим имеет место, когда установка находится в нормальном, ремонтном, послеаварийном режиме.

Нормальный режим – это такой режим работы электротехнического устройства, при котором значения его параметров не выходят за пределы, допустимые при заданных условиях эксплуатации.

В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки, без вынужденных отключений и без перегрузок. Для выбора аппаратов и токоведущих частей следует принимать наибольший ток нормального режима.

Ремонтный режим – это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов. В ремонтном режиме часть элементов электроустановки отключена, поэтому на оставшиеся в работе элементы ложится повышенная нагрузка.

Послеаварийный режим – это режим, в котором часть элементов электроустановки вышла из строя или выведена в ремонт вследствие аварийного (непланового) отключения. При этом ремонте возможна перегрузка оставшихся в работе элементов электроустановки.

Из двух последних режимов выбирают наиболее тяжелый, когда в рассматриваемом элементе электроустановки проходит наибольший ток I_{max} .

На стороне высшего и низшего напряжения двухобмоточного трансформатора на подстанции расчетные токи нагрузки определяют:

$$I_{\text{норм}} = \frac{(0,65 \div 0,7) \cdot S'_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}},$$

$$I_{\max} = \frac{(1,3 \div 1,4) \cdot S'_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НОМ}}},$$

где $S'_{\text{НОМ}}$ –перспективная мощность трансформатора (следующая по шкале).

На стороне среднего и низшего напряжения расчетные токи определяются по нагрузке:

$$I_{\text{НОРМ}} = \frac{S'_H}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НОМ}}},$$

$$I_{\max} = 2 \cdot I_{\text{НОРМ}},$$

где S'_H – перспективная нагрузка на стороне СН и НН на 10-летний период.

Пример

Выбрать оборудование на основании расчета токов КЗ для подстанции 110/35/10 кВ. Расчетные токи КЗ даны в таблице 4.1. На рисунке 4.1 представлена расчётная электрическая схема для выбора оборудования для подстанции 110/35/10 кВ.

Решение:

Рабочий ток в цепи трёхобмоточного трансформатора со стороны 110 кВ

определяется:
$$I_{\text{НОРМ}110} = \frac{S'_H}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НОМ}}} = \frac{100}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 0,251 \text{ кА}.$$

Таблица 4.1 – Расчётные данные к заданию

Точка КЗ Положение	$I_{\text{по}}, \text{кА}$	$i_{\text{ат}}, \text{кА}$	$I_{\text{кз}}, \text{кА}$	K_y	$i_y, \text{кА}$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
К1 Шины 110 Кв	6,42	1,23	10,31	1,72	15,60	4,95
К2 Шины 35 кВ	7,34	0,66	11,05	1,61	16,68	5,39
К3 Шины 10 кВ	18,92	5,40	32,16	1,91	50,96	110,95

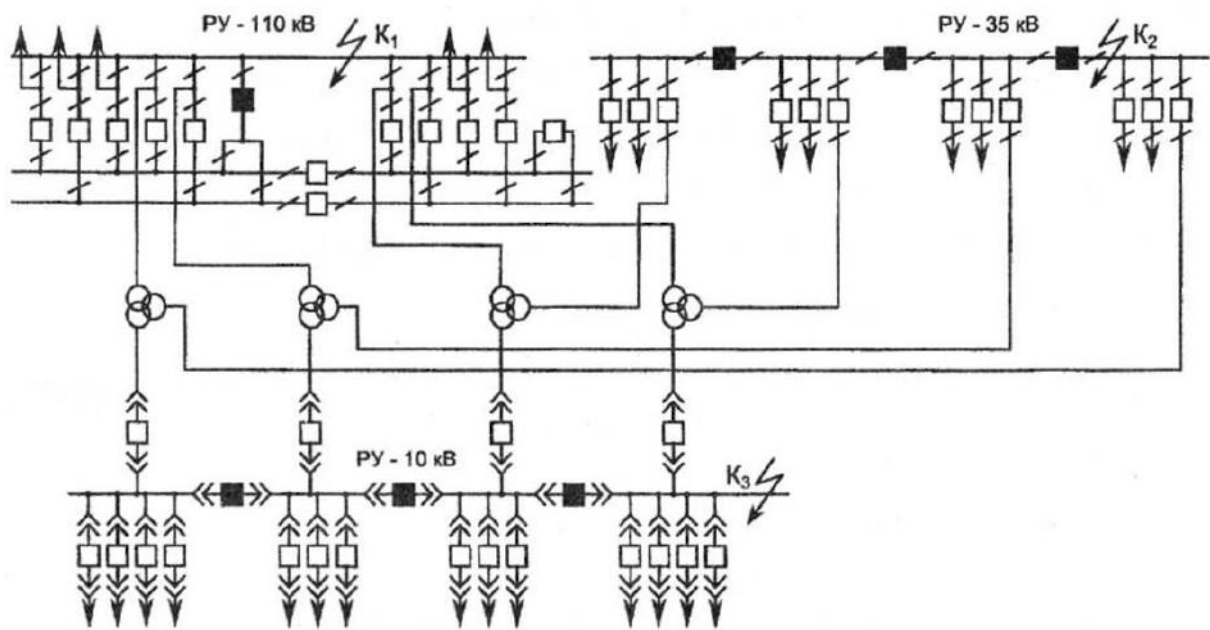


Рисунок 4.1 – Исходная схема для выбора оборудования подстанции
110/35/10 кВ

$$I_{\max} = 2 \cdot I_{\text{норм}} = 2 \cdot 0,251 = 0,502 \text{ кА.}$$

Рабочий ток в цепи трёхобмоточного трансформатора со стороны 35 кВ

определяется:

$$I_{\text{ном.раб.35}} = \frac{S'_{\text{н35}}}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном35}}} = \frac{\sqrt{75^2 + 46,5^2}}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 37} = 0,395 \text{ кА,}$$

где $S'_{\text{н35}}$ – перспективная нагрузка на стороне 35 кВ.

$$I_{\max.\text{раб.35}} = 2 \cdot I_{\text{ном.раб.35}} = 2 \cdot 0,395 = 0,689 \text{ кА.}$$

Рабочий ток в цепи трёхобмоточного трансформатора со стороны 10 кВ:

$$I_{\text{ном.раб.10}} = \frac{S'_{\text{н10}}}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном.10}}} = \frac{\sqrt{18^2 + 15,9^2}}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,330 \text{ кА,}$$

$$I_{\max.\text{раб.10}} = 2 \cdot I_{\text{ном.раб.10}} = 2 \cdot 0,330 = 0,661 \text{ кА,}$$

где $S'_{\text{н10}}$ – перспективная нагрузка на стороне 10 кВ.

4.6.1 Выбор выключателей и разъединителей

На основании расчета токов продолжительного режима и расчетных токов КЗ по каталогу выбираем выключатели и разъединители.

1. На напряжение 110 кВ выбираем выключатель маломасляный ВМТ-110Б-20-1000УХЛЗ и разъединитель РНДЗ-1-110/1000У1 (таблице 4.2).

Таблица 4.2 – Условия выбора выключателей и разъединителей

Условия выбора	Расчётные данные	Каталажные данные	
		Выключатели ВМТ-110Б-20/1000УХЛЗ	Разъединители РНДЗ-1-110/1000У1
$U_{\text{ном.уст}} \leq U_{\text{ном.ап}}$	110 кВ	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{ном.уст}} \leq I_{\text{ном.ап}}$	0,563 А	1,0 кА	1,0 кА
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	6,42 кА	20 кА	
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + I_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном}} (1 = \beta_{\text{ном}} / 100)$	10,31 кА	35,25 кА $\beta_{\text{ном}} = 25\%$	
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}; i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	6,42 кА 15,60 кА	20 кА 52 кА	80 кА
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}};$	4,57 кА ² ·с	$20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

К выключателю привод: пружинный ППК-1800. К разъединителю привод ПРН-110У1.

2. На напряжение 35 кВ выбираем выключатель вакуумный ВВЛ-35Б-31.5/1600УЗ (таблица 4.3). Разъединитель на стороне 35 КВ не требуется, т.к. вакуумный выключатель имеет втычные контакты.

К выключателю привод электромагнитный.

3. На напряжение 10 кВ выбираем выключатель вакуумный ВВЭ-10-20/1600УЗ (Таблица 4.4). Разъединитель на стороне 10КВ также не требуется, т.к. устанавливается вакуумный выключатель с втычными контактами.

4.6.2 Выбор трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Максимальный рабочий ток трансформатора со стороны 10 кВ:

$$I_{\text{max.раб.10}} = 2 \cdot I_{\text{норм.раб.10}} = 2 \cdot 0,330 = 0,661 \text{ кА.}$$

На вводе со стороны НН трансформатора выбираем трансформаторы тока для внутренней установки типа ТПЛК-10-УЗ на $I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$, а $U_{\text{ном.}} = 10 \text{ кВ}$.

Таблица 4.3 – Выбор вакуумного выключателя

Условия выбора	Расчётные данные	Каталажные данные
		Выключателя ВВК-35-20/1000У1
$U_{\text{ном.уст}} \leq U_{\text{ном.ап}}$	35 кВ	35 кВ
$I_{\text{ном.уст}} \leq I_{\text{ном.ап}}$	0,689 А	1,0 кА
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	7,34 кА	20 кА
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + I_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном}} (1 = \beta_{\text{ном}} / 100)$	11,78 кА	66,62 кА $\beta_{\text{ном}} = 50\%$
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}; i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	7,34 кА 15,6 кА	31,5 кА 80 кА
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}};$	4,31 кА ² ·с	$20^2 \cdot 2 = 800$ кА ² ·с

Таблица 4.4 – Выбор вакуумного выключателя

Условия выбора	Расчётные данные	Каталажные данные
		Выключателя ВВК-35-20/1000У1
$U_{\text{ном.уст}} \leq U_{\text{ном.ап}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{ном.уст}} \leq I_{\text{ном.ап}}$	0,661 А	1600 кА
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	18,92 кА	20 кА
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + I_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном}} (1 = \beta_{\text{ном}} / 100)$	32,16 кА	42,6 кА $\beta_{\text{ном}} = 50\%$
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}; i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	18,92 кА 50,96 кА	20 кА 52 кА
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}};$	110,95 кА ² ·с	$20^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² ·с

К выключателю привод: электромагнитный.

Каталожные данные трансформатора:

- вторичный ток $I_{2\text{ном}} = 5\text{А}$;
- вторичная обмотка класса точности – 0,5 / 10Р;
- ток электродинамической стойкости – $I_{\text{дин}} = 74,5\text{ кА}$;
- ток термической стойкости – $I_{\text{тер}} = 14,5\text{ кА}$ в течение 4 секунд;
- нагрузка измерительной обмотки – $S_{2\text{ном}} = 10\text{ ВА}$.

Выбранный ТТ необходимо проверить:

– на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}; B_k = 110,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 14,5^2 \cdot 4 = 841 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

– на электродинамическую устойчивость:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}; i_{\text{уд}} = 50,96 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 74,5 \text{ кА};$$

– по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где $Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности;

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока (таблица 3.5).

Определяем допустимую нагрузку в цепи трансформатора:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}.$$

Расчёт ведётся по наиболее загруженной фазе А (таблица 4.5).

Определяем общее сопротивление приборов: $r_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_2^2} = \frac{5,0}{5^2} = 0,2 \text{ Ом}.$

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров.}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч.}}}{F} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,183 \text{ Ом},$$

Таблица 4.5 – Параметры подсоединения измерительных приборов

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
		Фаза А	Фаза Б	Фаза С
Ваттметр	Д-335		0,5	0,5
Амперметр	Э-378		0,1	
Счётчик активной мощности	И-674	2,5	2,5	
Счётчик реактивной мощности	И-674	2,5		2,5
Итого:		5,0	2,6	3,0

где ρ – удельное сопротивление для проводов с медными жилами;

$l_{\text{расч.}}$ – расчётная длина проводов при соединении ТТ в звезду;

$F = 2,5 \text{ мм}^2$ – наименьшее сечение медного провода по условиям механической прочности.

Сопротивление контактов принимается равным 0,10м при установке более трех приборов $r_{\text{конг.}} = 0,1 \text{ Ом}$.

Определяем фактическую нагрузку в цепи наиболее загруженного ТТ, установленного в фазе А:

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб.}} + r_{\text{пров.}} + r_{\text{конг.}} = 0,20 + 0,183 + 0,10 = 0,393 \text{ Ом},$$

$$Z_2 = 0,393 \text{ Ом} < Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}.$$

Фактическая нагрузка ТТ меньше допустимой.

4.6.3 Выбор трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Выбор ТН проводим для секции, имеющей наибольшее количество отходящих линий (4). Вторичную нагрузку ТН, подключенного к шинам 10 кВ, заносим в таблице 4.6:

Таблица 4.6 Основные параметры измерительных приборов для трансформаторов напряжения

Прибор	Место установк и прибора	Тип	S одной обмотк и, В·А	Число обмоток	cosφ	sin φ	Число приборов	Общая потребляем ая мощность	
								P, Вт	Q, ватт
Вольтметр	Сборные шины	Э-335	2	1	1	0	2	4	–
Ваттметр	Ввод 10 кВ От трансфо- рматоров	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
Счётчик активной энергии		И-674	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Счётчик Реактив- ной энергии		И-673	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Счётчик активной энергии	Линии 10 кВ	И-674	3	2	0,38	0,925	4	24	58
Счётчик реактив- ной энергии		И-673	3	2	0,38	0,925	4	24	58
Итого:								67	145

Полная вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{ghb}})^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \\ = \sqrt{67^2 + 145^2} = 159,73 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Выбираем трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06 с номинальной мощностью вторичной нагрузки $S_{2\text{ном}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$ в классе точности 0,5.

4.7 Выбор шин и шинных конструкций

Шины выбираются по длительно допустимому току по установленной мощности силового трансформатора:

$$I_{\text{ном.раб.10}} = \frac{S'_{\text{н10}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном.10}}} = \frac{80}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,202 \text{ кА},$$

$$I_{\text{max.раб.10}} = 1,35 \cdot I_{\text{ном.раб.10}} = 1,35 \cdot 2,202 = 2,973 \text{ кА}.$$

Принимаем к установке двухполосные алюминиевые шины прямоугольного сечения 2 (120x8) мм, $I_{\text{доп.мин}} = 2650 \text{ А}$. С учетом поправочных

Три трансформатора напряжения, соединенные в звезду, имеют мощность:

$$3 \cdot 75 = 225 \text{ В} \cdot \text{А}; S_{2\Sigma} = 159,75 \text{ В} \cdot \text{А} \leq S_{2\text{ном}} = 225 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06 подходят по вторичной нагрузке. коэффициентов эта величина составит:

$$I_{\text{доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп.мин}} = 0,95 \cdot 1,5 \cdot 0,82 \cdot 2,65 = 3,096 \text{ кА},$$

где $k_1 = 0,95$, так как шины расположены горизонтально

$k_2 = 1,5$ – для двух полосных шин;

$k_3 = 0,82$ – при температуре окружающей среды 40°С .

При условии нагрева в продолжительном режиме шины подходят:

$$I_{\text{max.10}} = 2,973 < I_{\text{доп}} = 3,096 \text{ кА}.$$

Проверка шин на термическую стойкость

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{110,95 \cdot 10^6}}{91} = 115,75 \text{ мм}^2.$$

Минимальное сечение значительно меньше выбранного сечения $2 \times 120 \times 8 = 1920 \text{ мм}^2$, следовательно, шины термически стойки.

Проверка сборных шин на механическую прочность

Длина пролета между изоляторами при расположении шин плашмя:

$$l \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{360}{12 \cdot 0,8 \cdot 2}} = 3,74 \text{ м},$$

где $J = b \cdot h^3 / 6 = 0,8 \cdot 12^3 / 6 = 360 \text{ см}^4$.

Принимаем длину пролёта 2 м.

В двухполосных шинах возникают усилия между полосами и между фазами. Чтобы усилия между полосами не вызвали соприкосновения полос, пролет между прокладками выбирается по формуле:

$$l_{\pi} = 0,1334 \sqrt{\frac{E \cdot J_n}{m_n}} \cdot 10^{-2} = 0,1334 \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,152}{2,592}} \cdot 10^{-2} = 0,456 \text{ м},$$

где $E = 7 \cdot 10^7 \text{ Па}$;

$J = b \cdot h^3 / 12 = 0,8 \cdot 12^3 / 12 = 0,512 \text{ см}^4$; $\kappa_{\phi} = 0,28$ при $b / y = 8 / 120 = 0,67$;

$a_{\pi} = 2b = 1,6 \text{ см}$.

Масса полосы на 1 м: $m_n = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 12 \cdot 0,8 \cdot 100 = 2,592 \text{ кг/м}$.

Число прокладок в пролёте определим:

$$n = \frac{1}{l_{\pi}} - 1 = \frac{2}{0,456} - 1 = 3,39, \text{ принимаем } n = 4.$$

Тогда расчётный пролёт между прокладками определяется:

$$l_{\pi} = \frac{1}{n+1} = \frac{2}{5} = 0,4 \text{ м}.$$

Напряжение в материале полос:

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12 \cdot W_n} = \frac{227,23 \cdot 0,4^2}{12 \cdot 19,2} = 0,158 \text{ МПа},$$

где f_n – сила взаимодействия между полосами в пакете из двух полос:

$$f_n = 2 \cdot 10^{-7} \cdot k_\phi \cdot \left(\frac{i_y}{2} \right) \cdot \frac{1}{2b} = \frac{k_\phi \cdot i_y^2}{4b} \cdot 10^{-7} = \frac{0,28 \cdot 50960^2}{4 \cdot 0,08} \cdot 10^{-7} = 227,23 \text{ Н/м},$$

где W_n – момент сопротивления одной полосы, равный:

$$W_n = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{8 \cdot 120^2}{6} = 19200 \text{ мм}^3 = 19,2 \text{ см}^3,$$

l_n – расстояние между прокладками.

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_\phi} = \sqrt{3} 10^{-8} \cdot \frac{50960^2 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 38,4} = 5,85 \text{ МПа},$$

$$\text{где } W_\phi = \frac{b \cdot h^2}{3} = \frac{8 \cdot 120^2}{3} = 38400 \text{ мм}^3 = 38,4 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{\text{расч.}} = \sigma_\phi + \sigma_n = 0,158 + 5,85 = 6,008 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}.$$

Следовательно, шины механически прочны

5. Выбор распределительного устройства

5.1 Общие сведения

К разработке конструкции РУ приступают после того, как определилась полностью схема электрических соединений, выбраны электрические аппараты и проводники связи, принята компоновка основных и вспомогательных сооружений на площадке подстанции. На площадке подстанции подлежат размещению: распределительные устройства, трансформаторы, реакторы, синхронные компенсаторы, общестанционный пост управления (ОПУ). Электрооборудование подстанций монтируют преимущественно на открытом воздухе. Поэтому рекомендуется использовать реакторы для наружной установки и КРУН. Здания вспомогательного назначения (гараж, ремонтные мастерские, складские помещения и др.) сооружают только на крупных базовых подстанциях. ОПУ предусматривают лишь на тех подстанциях, где планируется постоянное дежурство персонала или устанавливается аккумуляторная батарея или, наконец, сооружается ЗРУ. ОПУ выполняют в виде одноэтажного

отдельно стоящего здания или совмещают его в одном здании с ЗРУ 6-10 кВ. Для экономии контрольно-измерительных кабелей ОПУ размещают по возможности центрально по отношению к РУ. Соединительные линии, связывающие между собой трансформаторы и РУ, должны быть по возможности короткими; в особенности это относится к линиям с большими токами. Должен быть обеспечен удобный транспорт электрического оборудования при монтаже и ремонтах по бетонированным дорогам.

В объем конструктивной разработки РУ входят:

- 1 - выбор типа конструкции РУ;
- 2 - выбор типа внутренней компоновки электрооборудования РУ;
- 3 - эскизная проработка компоновки РУ;
- 4 - составление рабочих чертежей.

Распределительные устройства должны удовлетворять ряду требований, зафиксированных в ПУЭ; основные из них - надёжность, экономичность, удобство и безопасность обслуживания, безопасность для людей, находящихся вне РУ, пожаробезопасность, возможность расширения.

Надёжность в работе означает малую вероятность возникновения повреждения оборудования и короткого замыкания в РУ и локализацию повреждения, если оно все-таки возникнет. Явления, сопутствующие ненормальной работе РУ, - электродинамические силы, нагрев, выброс газов при отключении короткого замыкания и т.п. - не должны приводить к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания в РУ. Требование экономичности предполагает возможно меньшие размеры РУ (площадь, объём здания), капитальные затраты и сроки сооружения. На территории РУ может находиться только обслуживающий персонал – оперативный и ремонтный (при наличии соответствующего допуска к ремонтным работам). Должна быть исключена возможность случайного проникновения посторонних лиц на территорию РУ, а также опасное приближение их к выводным электрическим коммуникациям. Для оперативного персонала необходимо обеспечить безопасность и удобство осмотра оборудования, производства переключений и выполнения работ по устранению мелких неполадок, для ремонтного персонала - безопасность и удобство ремонта и замены оборудования при снятии напряжения лишь с того

присоединения, которому принадлежит ремонтируемое оборудование. Для замены оборудования должна быть обеспечена возможность удобной его транспортировки по территории (помещению) РУ. Пожаробезопасность выражается в малой вероятности возникновения пожара в РУ и предотвращении его распространения в случае возникновения. Требование возможности расширения означает возможность подключения к РУ новых присоединений. По конструктивному исполнению различают следующие четыре типа РУ: сборные закрытые (РУ), сборные открытые (ОРУ), комплектные для внутренней установки (КРУ), комплектные для наружной установки (КРУН). Закрытые РУ монтируют из отдельных конструктивных узлов внутри здания зального типа. Эти узлы изготавливают специализированные мастерские или заводы.

Несущие конструкции ОРУ выполняют из сборного железобетона или металла и поставляют на строительную площадку порознь с электрическим оборудованием. Монтаж ведется на месте, непосредственно на открытом воздухе. Комплектные РУ составляют из закрытых шкафов, изготавливаемых на заводах и поставляемых в собранном или полностью подготовленном для сборки виде. Сборные РУ могут быть выполнены по любой схеме электрических соединений. Шкафы для комплектных РУ 6-35 кВ отечественные заводы в настоящее время изготавливают лишь для схемы с одной системой сборных шин. При выборе типа конструкции РУ надо учитывать: номинальное напряжение, схему электрических соединений, габариты устанавливаемого оборудования и условия внешней среды.

6 Проектирование ЗРУ

При напряжении 6 - 10 кВ применяют обычно РУ закрытого типа. Для РУ таких напряжений характерна схема с одной системой сборных шин с одним выключателем на присоединение.

Начиная с напряжения 35 кВ и выше, используют, как правило, РУ открытого типа. Лишь при стесненности строительной площадки или при тяжелых условиях внешней среды (агрессивность, повышенная запыленность, суровые климатические условия), прибегают к закрытым РУ или к комплектным

РУ - герметизированным элегазовым комплектным устройствам КРУЭ на напряжение 110 - 220 кВ и выше.

План ЗРУ - это чертеж, выполняемый в масштабе. На плане показывают стены и колонны здания, камеры электрических аппаратов, двери между помещениями смежных секций, двери камер, двери выходов наружу. На чертеже необходимо нанести габаритные размеры здания, ширину коридоров и проходов, габаритные размеры камер.

При разработке конструкции ЗРУ основная работа состоит в размещении секций сборных шин в здании ЗРУ и распределении ячеек всех присоединений в пределах каждой секции. Секции сборных шин, как при однорядном, так и при двухрядном расположении камер ориентируют вдоль здания РУ последовательно. Расположение ячеек в РУ производят в следующем порядке. Сначала размещают ячейки межсекционных связей в соответствии с принятым расположением секций. Затем размещают ячейки трансформаторов и воздушных линий. При этом руководствуются следующими соображениями: а) электрические связи между РУ и трансформаторами должны быть по возможности короткими и прямыми; б) вводы в РУ не должны попадать на колонны здания. В последнюю очередь размещают ячейки тех присоединений, которые не имеют ограничений по компоновке в РУ.

7 Проектирование ОРУ

Электрические аппараты ОРУ располагают обычно на горизонтальной плоскости, а соединительные шины - в один или несколько ярусов. Оборудование одного присоединения занимает горизонтальную полосу, которую по аналогии с ЗРУ называют ячейкой. Никаких разделительных перегородок между оборудованием разных присоединений или в пределах одного присоединения не предусматривают. Безопасность обслуживания обеспечивают расположением токоведущих частей на достаточно большой высоте: нижняя кромка фарфора изоляторов аппаратов должна быть расположена над уровнем планировки на высоте не менее 2,5 м, а токоведущие части - на высоте не менее нормированных значений Γ (таблице 5.1).

Таблица 5.1 – Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до элементов ОРУ (по ПУЭ)

Расстояние	Обозн.	Наименьшее расстояние (мм) для напряжения (кВ)					
		35	110	150	220	330	500
От токоведущих частей(ТВЧ) или от элементов оборудования и изоляции до заземлённых конструкций высотой не менее 2 м	$A_{\phi-z}$	400	900	1300	1800	2500	3750
Между проводами разных фаз	$A_{\phi-\phi}$	440	1000	1400	2000	2800	4200
От токоведущих частей до постоянных ограждений высотой 1,6 м до габарита транспортируемого оборудования	Б	1150	1650	2050	2550	3250	4500
От неограждённых ТВЧ до земли при наибольшем провисании проводов	Г	3100	3600	4000	4500	5000	6450
Между ТВЧ разных цепей, между ТВЧ и зданиями или сооружениями	Д	2400	2900	3300	3800	4500	5750

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении оборудования под ним устраивают маслоприемники с засыпкой гравием.

Площадь, ограниченная кривой графика активной нагрузки, численно равна энергии, произведенной или потребленной электрической установкой за рассматриваемый период.

$$W_n = P_1 \cdot T_1 + P_2 \cdot T_2 + \dots + P_n \cdot T_n = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i, \quad (2.1)$$

где P_i – мощность i – ой ступени графика;

T_i – продолжительность ступени.

Средняя нагрузка установки за год:

$$P_{cp} = \frac{W_n}{T_{год}} = \frac{\text{площ} S}{8760}. \quad (2.2)$$

Степень неравномерности графика работы установки оценивают коэффициентом заполнения:

$$K_{\text{зап}} = \frac{W_n}{T_{\text{год}}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}. \quad (2.3)$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки показывает, во сколько раз выработанное (потребленное) количество электроэнергии за рассматриваемый период меньше того количества энергии, которое было бы выработано (потреблено) за то же время, если бы нагрузка установки все время была бы максимальной. Чем равномернее график, тем ближе значение $K_{\text{зап}}$ к единице.

Если площадь годового графика разделить на максимальную нагрузку, то получим очень важную для различных технико-экономических расчетов величину - продолжительность использования максимальной нагрузки:

$$T_{\text{max}} = \frac{W_n}{P_{\text{max}}} = \frac{P_{\text{ср}} \cdot T_{\text{год}}}{P_{\text{max}}} = K_{\text{зап}} \cdot T_{\text{год}}. \quad (2.4)$$

Эта величина показывает, сколько часов за рассматриваемый период $T_{\text{год}}$ установка должна была бы работать с неизменной максимальной нагрузкой, чтобы выработать (потребить) действительное количество энергии W_n за этот период времени. На рисунке 2.2 представлена зависимость времени наибольших потерь τ от числа часов использования максимума T_{max} для любых значений $\cos\varphi$.

Самостоятельная работа студентов

2.1 Содержание разделов дисциплины

2.1.1 Основное силовое электрооборудование электрических станций и подстанций

Синхронные генераторы. Сведения о конструкциях, основные параметры и характеристики. Системы охлаждения. Предельные мощности, системы возбуждения. Нормальный режим работы, способы включения в сеть, регулирование активной и реактивной мощности.

Синхронные компенсаторы. Основные параметры и характеристики. Способы включения в сеть. Системы охлаждения и возбуждения. Область применения. Статические компенсаторы и их характеристики, область применения.

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы и их характеристики. Особенности режимов работы. Нагрузочная способность. Регулирование напряжения, способы заземления нейтрали, защита от перенапряжений. Условия выбора.

2.1.2 Электрическая дуга и особенности отключения электрических цепей

Дуга переменного тока и ее характеристики. Физические процессы в дуге, влияющие факторы. Короткие и длинные дуги. Открытая дуга и ее электрическое сопротивление. Отключение цепей переменного тока. Особенности отключения однофазной цепи, а также трехфазной цепи при двухфазном и трехфазном КЗ. Влияние апериодической составляющей тока КЗ. Методы гашения дуги переменного тока. Типы гасительных камер. Разбиение дуги на ряд коротких дуг. Стеснение дуги в узких щелях. Использование масляного, воздушного и электромагнитного дутья, вакуума и элегаза. Отключение цепей переменного тока. Способы гашения дуги. Сведения о конструкциях электрических аппаратов постоянного тока.

2.1.3 Характеристики, основные параметры и условия выбора электрооборудования

Электрические контакты. Конструкции, характеристики, нормирование параметров. Изоляторы. Сведения о конструкциях, параметрах, условиях выбора.

Конструкции, параметры и основные эксплуатационные характеристики выключателей. Баковые, маломасляные, воздушные, электромагнитные, вакуумные, тиристорные и элегазовые выключатели. Области применения. Синхронизированные выключатели. Выключатели нагрузки. Условия выбора.

Разъединители, отделители, короткозамыкатели, плавкие предохранители, заградители, разрядники, ограничители перенапряжений. Сведения о конструкциях, параметрах, области применения. Условия выбора.

Средства ограничения токов КЗ. Реакторы одинарные и сдвоенные, резисторы, трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения,

ограничители ударного тока, токоограничивающие устройства различного типа. Параметры, характеристики, области применения. Условия выбора.

Измерительные трансформаторы и устройства. Трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, емкостные делители напряжения. Сведения о конструкциях. Параметры, схемы замещения, векторные диаграммы, схемы включения. Области применения. Условия выбора.

3. Раздел первый. Основное силовое электрооборудование

Тема 1. Синхронные генераторы. Сведения о конструкциях, основные параметры и характеристики. Системы охлаждения. Предельные мощности, системы возбуждения. Нормальный режим работы, способы включения в сеть, регулирование активной и реактивной мощности

Тема 2. Синхронные компенсаторы. Основные параметры и характеристики. Способы включения в сеть. Системы охлаждения и возбуждения. Область применения. Статические компенсаторы и их характеристики, область применения

Тема 3. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы и их характеристики. Особенности режимов работы. Нагрузочная способность. Параллельная работа трансформаторов

4. Раздел второй. Характеристики, основные параметры и условия выбора электрооборудования. Электрические подстанции

Тема 4. Электрическая дуга. Способы гашения электрической дуги в аппаратах напряжением до и свыше 1000 В

Тема 5. Высоковольтные выключатели. Основные параметры и эксплуатационные характеристики выключателей. Условия выбора выключателей. Баковые, маломасляные, воздушные, электромагнитные выключатели.

Тема 6. Вакуумные и элегазовые выключатели. Области применения. Выключатели нагрузки. Управление выключателями

Тема 7. Разъединители, отделители, короткозамыкатели, Сведения о конструкциях, параметрах, области применения. Условия выбора.

Тема 8. Средства ограничения напряжения и токов КЗ, разрядники,

токоограничивающие реакторы одинарные и сдвоенные. Параметры, характеристики, области применения. Условия выбора.

Измерительные трансформаторы и устройства. Трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, емкостные делители напряжения. Сведения о конструкциях. Параметры, схемы замещения, векторные диаграммы, схемы включения. Области применения. Условия выбора.

Тема 9. Типы подстанций, их классификация, открытые распределительные устройства (ОРУ), закрытые распределительные устройства (ЗРУ). Комплектация подстанций. Схемы на стороне высшего напряжения мощных узловых подстанций. Технико-экономическое обоснование при проектировании подстанции.

5. Методические указания для студентов по самостоятельной работе студентов. Цели и задачи дисциплины

Цель изучения дисциплины – подготовить студентов в области электрической части электростанций и подстанций и условий работы последних в энергосистеме.

В связи с тем, что данная дисциплина предполагает лабораторный практикум и контрольные работы, главная задача дисциплины – изучения режимов и условий работы электрооборудования, его характеристик и параметров, методов расчета и проверки на термическую и термодинамическую стойкость, коммутационную способность; изучение характеристик защитных устройств.

Цели и содержание отдельных этапов дисциплины:

Данный курс состоит из двух разделов, каждый раздел в свою очередь, состоит из двух глав, которые являются отдельными этапами в изучении курса.

6. Глава 1. Основное силовое электрооборудование электрических станций и подстанций

Синхронные генераторы. Сведения о конструкциях, основные параметры и характеристики. Системы охлаждения. Предельные мощности, системы

возбуждения. Нормальный режим работы, способы включения в сеть, регулирование активной и реактивной мощности.

Синхронные компенсаторы. Основные параметры и характеристики. Способы включения в сеть. Системы охлаждения и возбуждения. Область применения. Статические компенсаторы и их характеристики, область применения.

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы и их характеристики. Особенности режимов работы. Нагрузочная способность. Регулирование напряжения, способы заземления нейтрали, защита от перенапряжений. Условия выбора. Данному разделу посвящено шесть лекционных занятий.

7. Глава 2. Электрическая дуга и особенности отключения электрических цепей

Дуга переменного тока и ее характеристики. Физические процессы в дуге, влияющие факторы. Короткие и длинные дуги. Открытая дуга и ее электрическое сопротивление.

Отключение цепей переменного тока. Особенности отключения однофазной цепи, а также трехфазной цепи при двухфазном и трехфазном КЗ. Влияние апериодической составляющей тока КЗ.

Методы гашения дуги переменного тока. Типы гасительных камер. Разбиение дуги на ряд коротких дуг. Стеснение дуги в узких щелях. Использование масляного, воздушного и электромагнитного дутья, вакуума и элегаза.

Отключение цепей постоянного тока. Способы гашения дуги. Сведения о конструкциях электрических аппаратов постоянного тока.

Раздел состоит из девяти занятий, включающих лекционные занятия и лабораторные работы.

8. Глава 3. Характеристики, основные параметры и условия выбора электрооборудования

Электрические контакты. Конструкции, характеристики, нормирование параметров. Изоляторы. Сведения о конструкциях, параметрах, условиях выбора. Конструкции, параметры и основные эксплуатационные характеристики

выключателей. Баковые, маломасляные, воздушные, электромагнитные, вакуумные, тиристорные и элегазовые выключатели. Области применения. Синхронизированные выключатели. Выключатели нагрузки. Условия выбора.

Разъединители, отделители, короткозамыкатели, плавкие предохранители, заградители, разрядники, ограничители перенапряжений. Сведения о конструкциях, параметрах, области применения. Условия выбора.

Средства ограничения токов КЗ. Реакторы одинарные и сдвоенные, резисторы, трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения, ограничители ударного тока, токоограничивающие устройства различного типа. Параметры, характеристики, области применения. Условия выбора.

Измерительные трансформаторы и устройства. Трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, емкостные делители напряжения. Сведения о конструкциях. Параметры, схемы замещения, векторные диаграммы, схемы включения. Области применения. Условия выбора.

9. Глава 4. Электрические подстанции в системе электроснабжения

Электрическая подстанция – это электроустановка, служащая для повышения или понижения напряжения и распределения энергии. В состав подстанции входят распределительные устройства на всех ступенях трансформации и силовые повышающие или понижающие трансформаторы.

Типы подстанций, их классификация, открытые распределительные устройства (ОРУ), закрытые распределительные устройства (ЗРУ). Комплектация подстанций. Схемы на стороне высшего напряжения мощных узловых подстанций. Техничко-экономическое обоснование при проектировании подстанции.

Главы № 1 – № 4 состоят из девятнадцати занятий, включающих лекции и лабораторные работы.

10. Общие рекомендации по организации внеаудиторной самостоятельной работы студентов

Самостоятельная работа студентов по дисциплине «Электрооборудование электрических станций и подстанций» состоит из изучения материалов программы по записям лекций и учебникам, выполнения

контрольных работ, оформления отчетов лабораторных работ, подготовки к тестированию, а также из подготовки к зачету. Вся эта работа должна проводиться систематически, а для этого она должна быть тщательно спланирована самим студентом.

Необходимым условием организованной систематической работы является личный план. Составить его нетрудно исходя из расписания занятий, рекомендуемой недельной организацией рабочего времени в течение семестра и распорядка дня. Студент должен продумать и составить свой план работы в свободные часы дневного и вечернего времени, учтя при этом и организацию своего досуга. Составляться план может по-разному, но выполняться он должен точно.

Рекомендуется следующий порядок внеаудиторной самостоятельной работы студента. Сначала выполняется наиболее трудная ее часть: изучение учебного материала по записи лекций, прослушанных в этот же день. Прочтя свою запись, откорректировав и дополнив ее тем, что еще свежо в памяти, студент берется за учебник из основной литературы учебной программы. Очень хорошо, если он будет пользоваться не одним, а несколькими учебниками, в том числе из дополнительной литературы учебной программы [1,3,12], сравнивая различные методы изложения. Приступая к работе над учебником, студент отыскивает нужные ему места по оглавлению, предметному указателю или по указаниям преподавателя. Читать книги можно по-разному. Одни читают медленно, улавливая и уясняя мысль за мыслью (аналитический тип), другие быстро перелистывают, пробегают ее, часто возвращаясь к прочитанному, забегаая вперед (синтетический тип). Первые хорошо усваивают, главным образом, конкретные факты, вторые получают общее представление о всей книге, плохо запоминая детали. Учебный материал следует изучать обоими способами: сначала рекомендуется беглый просмотр, чтобы видеть, о чем идет речь, каков ход мыслей автора, каких вопросов он коснулся и о чем говорится в начале, середине и конце раздела. Только после этого следует внимательно читать подряд, взяв карандаш и делая записи и математические преобразования, которые в лекциях пропущены. Эти записи лучше делать на свободных страницах конспекта. Здесь же рекомендуется сделать дополнительные выкладки, добавления из книги и т. д. В процессе проработки

надо отметить все неясное и сформулировать вопросы, которые следует задать преподавателю на консультации.

После изучения текущего материала при наличии свободного времени рекомендуется внимательно прочесть материал по теме предстоящей лекции. Это позволяет студенту сознательно и критически относиться к материалу и изложению лекции, благодаря чему он воспримет ее наилучшим образом.

Для углубления знаний и конкретизации их надо рекомендовать систематически решать задачи.

Студенты должны своевременно выполнять контрольные задания, так как тогда они выполняются легче и дают наибольший эффект. При выполнении контрольных заданий записи необходимо строить логично, выделять результаты при оформлении печатным способом курсивом или жирным шрифтом, а при ручной записи подчеркиванием. Записи должны иметь такую форму, чтобы было видно, откуда следуют те или иные выводы. Расчеты должны доводиться до окончательного арифметического результата, но без чрезмерной точности, неразумной с инженерной точки зрения. При решении необходимо использовать инженерный калькулятор или компьютер с математическим программным обеспечением.

Отчеты по выполнению лабораторных и контрольных работ необходимо составлять технически грамотно, в соответствии с требованиями к оформлению документов.

Какую необходимо иметь подготовку, чтобы освоить дисциплину

Данный курс организован таким образом, что вы будете изучать процессы, протекающие в основном и силовом оборудовании электростанций и подстанций: в генераторах, трансформаторах, синхронных компенсаторах, высоковольтных выключателях, разъединителях, измерительных трансформаторах тока и напряжения и др. На основании расчета токов короткого замыкания научитесь правильно выбирать и проверять на устойчивость высоковольтное оборудование. Поэтому необходимо владеть знаниями математики, физики, теоретических основ электротехники, общей энергетики, энергоснабжения, электромеханики.

Виды работ, предусмотренные в курсе

Данный курс сориентирован на аудиторные лекционные и лабораторные работы, на умение работать в электротехнической лаборатории, а также и с соответствующим программным обеспечением для виртуальной электротехнической лаборатории на персональном компьютере, и, особенно, на самостоятельную познавательную деятельность.

При изучении данного курса вам придется столкнуться со следующими видами работ:

- лабораторные работы по изучению различного электрооборудования
- контрольные работы по расчёту токов короткого замыкания и выбору высоковольтного оборудования.

Отчеты по заданиям

Все разделы курса изучаются одновременно с выполнением лабораторных работ и контрольных работ по соответствующим темам. Обратите внимание на то, что отчеты по лабораторным работам и контрольные работы составляются в соответствии с Единой системой конструкторской документации (ЕСКД) по формам, приведённым в методических указаниях по дисциплине.

Учебные материалы, используемые при изучении курса

В процессе обучения вы можете использовать тексты лекций, методические указания по выполнению лабораторных работ и практических занятий, выполненные в виде кейс-варианта УМК.

11. Методы текущего контроля

Контроль за усвоением знаний и систематической работой студентов исключительно важен. Если студенты не будут заниматься дома, то хорошая лекция и практические занятия не дадут должного эффекта. В хорошо построенной лекции должны быть созданы опоры для памяти повторением ранее изложенных положений, касающихся темы предстоящей лекции. Вместо того, чтобы делать такой обзор самому, выгоднее совместить его с опросом слушателей, попутно контролируя этим их самостоятельную работу.

Одновременно этот опрос дает лектору возможность проверить, насколько усвоены его лекции, насколько доходчив и правилен его метод изложения. Подобные опросы поднимают активность аудитории. Опрос имеет также воспитательное значение. Студенту неприятно проявить свое незнание в присутствии всех своих товарищей, что заставляет его ответственнее относиться к слушанию и к домашней проработке лекций.

После изучения текущего материала при наличии свободного времени студенту рекомендуется внимательно прочесть материал по теме предстоящей лекции. Это позволяет ему сознательно и критически относиться к материалу и изложению лекции, благодаря чему он воспримет ее наилучшим образом. Для углубления знаний и конкретизации их надо рекомендовать студентам систематически решать задачи. Практические занятия построены таким образом, что контроль осуществляется в ходе занятий. Необходимо лишь периодически, два раза в семестр, устраивать плановые контрольные работы, обеспечивая при этом полную самостоятельность в работе студентов. Студенты должны своевременно выполнять контрольные задания, так как тогда они выполняются легче и дают наибольший эффект. При выполнении контрольных заданий записи необходимо строить логично, выделять результаты при оформлении печатным способом курсивом или жирным шрифтом, а при ручной записи подчеркиванием. Записи должны иметь такую форму, чтобы было видно, откуда следуют те или иные выводы. Расчеты должны доводиться до окончательного арифметического результата, но без чрезмерной точности, неразумной с инженерной точки зрения. При решении необходимо использовать инженерный калькулятор или компьютер с математическим программным обеспечением. Прием домашних заданий должен быть очень тщательным и добросовестным. Организовать его следует так, чтобы студенты относились к сдаче заданий так же, как к защите своего инженерного проекта в будущем. Так же тщательно надо опрашивать студентов перед тем, как допустить их к выполнению работы в лаборатории. Коллоквиум по циклу из нескольких работ следует поставить так, чтобы был сделан обзор предстоящих работ и систематически охвачен весь материал. Чтобы ускорить процесс проверки, во время обсуждения первой работы следующий вызванный должен готовить ответ и схему по следующей работе. При этом методе можно

успеть за два часа обсудить внимательно цикл из нескольких работ и проконтролировать знания учащихся всей группы.

Проведение занятий в лаборатории и прием лабораторных отчетов являются также прекрасным видом контроля. В ходе их необходимо внимательно наблюдать за работой студентов, тщательно просматривать черновики отчетов и проявлять строгую требовательность при сдаче чистовых отчетов, проводя при этом обязательно опрос по сути работы. Существует правило, по которому студент, не сумевший защитить отчета, должен выполнить работу повторно или взамен нее - другую. Главное в лабораторных занятиях не последующие расчеты, выполняемые на основе показаний приборов, и составление отчета, а изучение самого явления, техника и методика лабораторного эксперимента. Поэтому центр тяжести проверки касается подготовки студентов к работе, после чего студентам предоставляется в лаборатории большая свобода.

Отчет составляется тут же и подается в черновике. Отчеты по выполнению лабораторных и контрольных работ необходимо составлять технически грамотно, в соответствии с требованиями к оформлению документов.

Для контроля знаний студентов и для подтягивания отстающих очень полезно другое мероприятие: групповые консультации с вызовом на беседу плохо успевающих студентов. Преподаватель, ведущий поток, рассматривает с ними пройденный материал в определенной последовательности, не допуская при этом никакого натаскивания. На подобные занятия являются часто по собственному желанию и хорошо успевающие студенты.

Во время приема всех видов работ и во время бесед преподаватель требует логичных и обоснованных ответов. В корректной, но настойчивой форме преподаватель отводит всякую «воду», требует содержательности и разумной лаконичности высказываний по существу вопроса.

При работе со студентами, освобожденными от обязательного посещения некоторых видов занятий, также необходим периодический контроль за их работой, в частности, за выполнением контрольных работ и домашних заданий наравне со всеми студентами их курса.

Результаты контроля над работой учащихся должны непрерывно фиксироваться преподавателем. Необходимо тщательно оценивать все выступления и записывать у себя результаты всех встреч с тем или иным студентом. Не следует ограничиваться только выставленной отметкой - необходимо кратко записывать характеристику ответа. Все это даст материал для семинаров, бесед с отстающими студентами и при опросе на экзаменах. Студенты, которые хорошо занимаются, не нуждаются в таком серьезном контроле, но подобного рода записи будут весьма полезными при распределении, зачислении в аспирантуру и т. п.

Проведение зачетов и экзаменов

Основным методом проверки знаний в академии являются зачеты и экзамены. К их подготовке и проведению нужно относиться весьма серьезно. Составление экзаменационных билетов требует особого внимания. Следует ли в билетах ограничиваться теоретическими вопросами или нужно включать также задачи? Исходя из того, что задачи решались на практических занятиях и студент может прийти на экзамены только тогда, когда имеет по ним зачет, значит, на экзаменах нужно заниматься только теоретическими вопросами.

Хотя решение задач на экзамене является желательным, поэтому в качестве одного из вопросов билета можно давать задачу по выбору какого-либо высоковольтного аппарата.

Ни в коем случае не следует включать один и тот же вопрос в несколько билетов, так как это может привести к тому, что находящиеся рядом студенты будут отвечать на один и тот же вопрос. Лучше подготовить меньше билетов и пускать их многократно в оборот; студенты, сдавшие экзамен, уходят, и повторение билета никакого вреда не принесет.

Как студент должен готовиться к ответу? Практикуется подготовка на месте (на бумаге) или у доски; иногда ответ готовится на месте, а потом студент выходит к доске, переписывает с бумаги на доску и тогда отвечает. Подготовка ответа на доске обеспечивает большую самостоятельность. Преподаватель несколько раз проходит мимо готовящего ответ студента и наблюдает процесс подготовки: пишет ли отвечающий неправильный ответ, который потом стирает и т. п. Преподаватель, подходя к доске для опроса, уже

многое знает об отвечающем. В результате этого опрос у доски отнимает гораздо меньше времени. Таким образом, подготовка и ответ у доски являются наиболее разумным методом приема зачета или экзамена.

Некоторые преподаватели молча выслушивают ответ, не вмешиваясь, не поправляя, другие же проявляют большую активность и стараются на ходу переключить ответ в тот канал, который сами предпочитают. Этот последний метод явно неправилен. Нужно уметь спокойно выслушать то, что рассказывает отвечающий, задать ему дополнительные вопросы и оценить его ответ. На экзамене учить уже поздно, а нужно лишь получить данные для объективной оценки знаний. Если в билетах содержатся несколько вопросов, следует записывать оценку ответа по каждому из них. Если, например, сделана запись 5, 4, 4, можно уверенно дать общую оценку – хорошо, а в сомнительном случае задать дополнительный вопрос.

Требовательность на экзаменах должна быть весьма высокой, но не следует допускать излишнюю придирчивость и мелочность; основное, что надо выяснить - это наличие определенных знаний и понимание пройденного. Весьма важно на экзаменах создавать спокойную обстановку и рассеивать психическую напряженность студентов.

Если обнаружилось незнание хотя бы одного из двух или трех вопросов билета, есть все основания предполагать, что сдающий не знает многое из 40-50 вопросов курса, содержащихся в остальных билетах, и такой студент должен получить неудовлетворительную оценку. Практикуемое иногда разрешение взять новый билет представляется совершенно недопустимым. Преподаватель, проявляющий «либерализм» на экзаменах, должен знать, что слух об этом быстро разносится по учебному заведению, и многие студенты перестают тщательно заниматься и готовиться по его курсу, переключая время и внимание на курсы и экзамены более требовательных преподавателей.

12. Контрольные задания

Указания к оформлению контрольной работы

По учебной литературе, рекомендуемой в программе, студенты заочной формы обучения осваивают курс «Электрические станции и подстанции», посещают обзорные лекции и консультации. Изучение курса заканчивается

сдачей экзамена. Для студента-заочника допуском к экзамену является положительная рецензия на выполненное контрольное задание. Вариант контрольного задания выбирается студентом по последней цифре номера студенческого билета.

К контрольной работе предъявляются следующие требования:

1. Задание должно быть выполнено с использованием компьютерных технологий, распечатано на формате: пояснительная записка А4, чертежи на формате А1, А3. ГОСТ допускает выполнение пояснительной записки синими чернилами от руки, аккуратно и разборчиво, в полном объеме.

2. Все страницы должны быть пронумерованы и иметь поля не менее 25 мм для замечаний рецензента.

3. Схемы и рисунки должны быть выполнены с использованием чертежных принадлежностей в соответствии с Единой системой конструкторской документации (ГОСТ 19880-74).

4. На титульном листе указать вариант контрольного задания, в конце привести список использованной литературы.

5. Выполненное контрольное задание в конце обязательно подписывается студентом с указанием даты его выполнения.

6. Работы, выполненные с нарушением перечисленных требований, к рассмотрению не принимаются.

7. Сроки выполнения контрольных работ устанавливаются учебным графиком. Выполненные работы рецензируются и оцениваются преподавателем («зачтено» или «не зачтено»). В случае отрицательной рецензии студент должен исправить ошибки и дать исчерпывающие письменные ответы. Стирать или зачеркивать замечания не разрешается. Исправленная работа направляется на повторное рецензирование. Исправления отдельно от работы не рассматриваются.

8. Выбор задания контрольной работы студент выполняет по последней цифре зачётной книжки.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

Силовое оборудование

1. Устройство маломасляного выключателя ВМП-10.
2. Устройство маломасляного выключателя ВГМ-20.
3. Устройство маломасляного выключателя ВКЭ-10.
4. Устройство вакуумного выключателя ВВТЭ-10-10.
5. Устройство камеры КДВ вакуумного выключателя.
6. Устройство маломасляного выключателя ВМТ-110.
7. Устройство воздушного выключателя ВВН-35.
8. Устройство выключателя электромагнитного ВЭ-10-40.
9. Гашение дуги и отключение выключателя ВВГ-20.
10. Конструктивная схема воздушного выключателя ВВБ.
11. Приводы выключателей. Их назначение и область применения.
12. Устройство пружинного привода ППМ -10.
13. Устройство и принцип действия электромагнитного привода.
14. Устройство и принцип действия пневматического привода.
15. Назначение и область применения разъединителей.
16. Устройство разъединителя горизонтально-поворотного типа наружной установки 110-220 кВ.
16. Устройство разъединителя вертикально-рубящего типа для внутренней установки 6-10 кВ.
17. Устройство контактной системы разъединителя рубящего типа.
18. Устройство разъединителя катящегося типа.
19. Устройство разъединителя подвесного типа.
20. Устройство элегазового отделителя.
21. Устройство элегазового короткозамыкателя.
22. Начертить схему, поясняющую назначение отделителя и короткозамыкателя.
24. Устройство выключателя нагрузки.
25. Токоограничивающие реакторы. Принцип работы.
26. Схемы включения токоограничивающих реакторов.
27. Основной параметр реактора. Пояснить его смысл.

28. Сдвоенный реактор. Конструктивная особенность.
29. Плавкие предохранители свыше 1000 В. Их назначение. Конструкции.
30. Устройство предохранителя с автогазовым гашением.
31. Электрическая дуга при переменном токе.
32. Процесс ионизации при возникновении электрической дуги.
33. Способ гашения дуги путем деления дуги на ряд коротких дуг.
34. Способ гашения дуги в узких щелях.
35. Гашение дуги в однородном магнитном поле.
36. Гашение дуги в радиальном магнитном поле.
37. Способ гашения дуги путем удлинения дуги.
38. Гашение дуги в газах высокого давления.
39. Процесс деионизации в процессе горения дуги.
40. Гашение дуги газоздушным путем.
41. Достоинства электромагнитных выключателей.
42. Недостатки электромагнитных выключателей.
43. Достоинства вакуумных выключателей.
44. Недостатки вакуумных выключателей.
45. Достоинства маломасляных выключателей.
46. Недостатки маломасляных выключателей.
47. Достоинства электромагнитных приводов.
48. Недостатки электромагнитных приводов
49. Достоинства пневматических приводов.
50. Недостатки пневматических приводов.

Основное оборудование

51. Конструкция статора турбогенератора.
52. Конструкция ротора турбогенератора.
53. Устройство вертикального гидрогенератора подвешенного типа.
54. Конструкция статора гидрогенератора небольшой мощности.
55. В чем отличие конструкции гидрогенератора подвешенного и зонтичного типов?
56. Назначение демпферной обмотки ротора генератора.
57. Непосредственное водородное охлаждение генераторов.

58. Непосредственное жидкостное охлаждение генераторов.
59. Воздушное косвенное охлаждение генераторов.
60. Косвенное водородное охлаждение генераторов.
61. Системы возбуждения. Назначение. Требования, предъявляемые к системам возбуждения. Их параметры.
62. Системы независимого прямого возбуждения генераторов с возбудителем-генератором постоянного тока. Их достоинства и недостатки.
63. Системы независимого косвенного возбуждения генераторов с возбудителем-генератором постоянного тока.
64. Системы возбуждения генераторов с возбудителем переменного тока частотой 50 Гц и статическими выпрямителями (тиристорная СВ).
65. Бесщеточная система возбуждения генераторов. Ее достоинства и недостатки. Область применения.
66. Система самовозбуждения генераторов с полупроводниковыми преобразователями.
67. Гашение магнитного поля путем замыкания обмотки ротора на гасительное сопротивление.
68. Гашение магнитного поля с помощью дугогасительной решетки.
69. Схема релейной форсировки возбуждения генератора.
70. Схема компаундирования в сочетании с корректором напряжения.
71. Условия, необходимые для включения генераторов на параллельную работу.
72. Преимущества способа самосинхронизации генераторов при включении их на параллельную работу.
73. Устройство синхронных компенсаторов. Системы охлаждения.
74. Векторная диаграмма синхронного компенсатора в режиме холостого хода, недовозбуждения и перевозбуждения.
75. Реакторный пуск синхронного компенсатора.
76. Основные параметры силовых трансформаторов.
77. Системы охлаждения трансформаторов.
78. Нагрузочная способность трансформаторов.
79. Особенности конструкции автотрансформаторов.
80. Условия параллельной работы трансформаторов.

Токоведущие части и измерительные трансформаторы

81. Шины. Их конструкция и область применения.
82. Выбор и проверка шин.
83. Изоляторы. Назначение и классификация.
84. Опорные изоляторы. Их область применения.
85. Конструкция проходных изоляторов 110 кВ и выше.
86. Подвесные изоляторы. Их конструкции и область применения.
87. Чем обеспечивается высокая механическая прочность тарельчатых изоляторов?
88. Назначение измерительных трансформаторов и требования, предъявляемые к ним.
89. Область применения трансформаторов напряжения по классу точности.
90. В чем отличие номинального коэффициента трансформации ТН от коэффициента трансформации силового трансформатора?
91. Начертить схему для измерения напряжения с помощью трех однофазных трансформаторов, включенных по схеме звезда с заземленной нейтралью.
92. Основные параметры трансформаторов напряжения.
93. В каких случаях применяются трансформаторные устройства с емкостным отбором мощности (НДЕ)?
94. Условия выбора трансформаторов напряжения.
95. Измерительные трансформаторы тока. Назначение и требования, предъявляемые к ним.
96. Что обозначает класс точности трансформатора тока? Их область применения по классу точности.
97. Устройство стержневого одновиткового трансформатора тока. Область применения.
98. Устройство и область применения шинных одновитковых трансформаторов тока.
99. Область применения и устройство встроенных одновитковых трансформаторов тока.
100. Условия выбора трансформаторов тока.

Задачи для выполнения контрольной работы

Задание 1

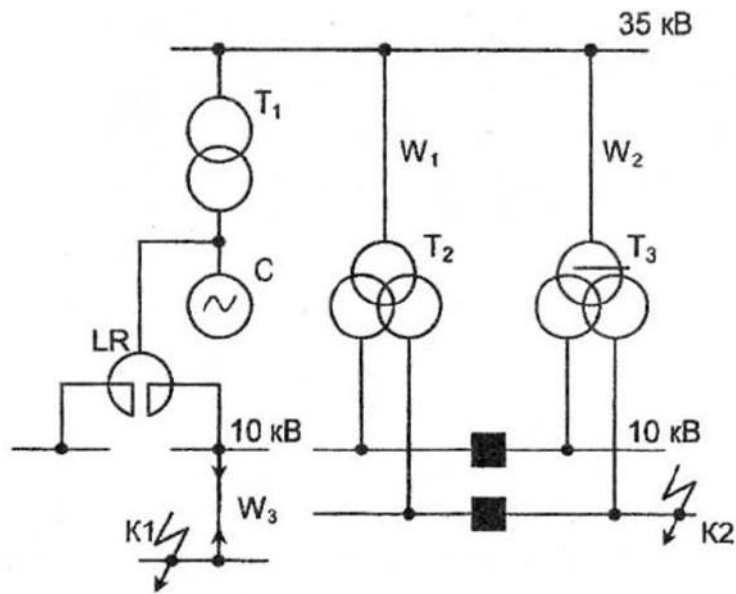


Рисунок 1 – Расчётная схема к заданию 1

Таблица 1 – Исходные данные к заданию 1

Элементы		
T ₁	S _{НОМ} , МВ · А	16
	U _к , %	10
T ₂ , T ₃	S _{НОМ} , МВ · А	25
	U _к , %	10,5
G	S _{НОМ} , МВ · А	25
	X _d "	0,159
LR	K _{св}	0,5
	X _р , Ом	0,56
W ₁ , W ₂	X ₀ , Ом/км	0,4
	L ₁ , км	25
W ₃	X ₀ , Ом/км	0,09
	R ₀ , Ом	0,37
	L ₂ , км	3,2

Задание 2

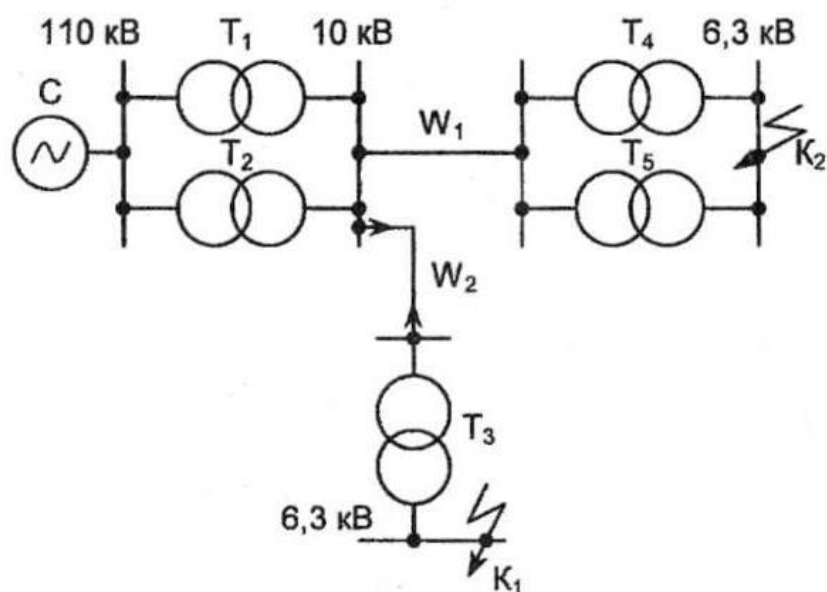


Рисунок 2 – Расчётная схема к заданию 2

Таблица 2 – Исходные данные к заданию 2

Элементы		
T ₁ , T ₂	S _{НОМ} , МВ · А	40
	U _к , %	12,7
T ₃	S _{НОМ} , МВ · А	1,6
	U _к , %	5,5
T ₄ , T ₅	S _{НОМ} , МВ · А	1000
	U _к , %	5,5
W ₁	X ₀ , Ом/ км	0,38
	L ₁ , км	15
C	I _{ОТК.НОМ.} , кА	9,3
W ₂	X ₀ , Ом/ км	0,122
	R ₀ , Ом	0,31
	L ₂ , км	5,5

Задание 3

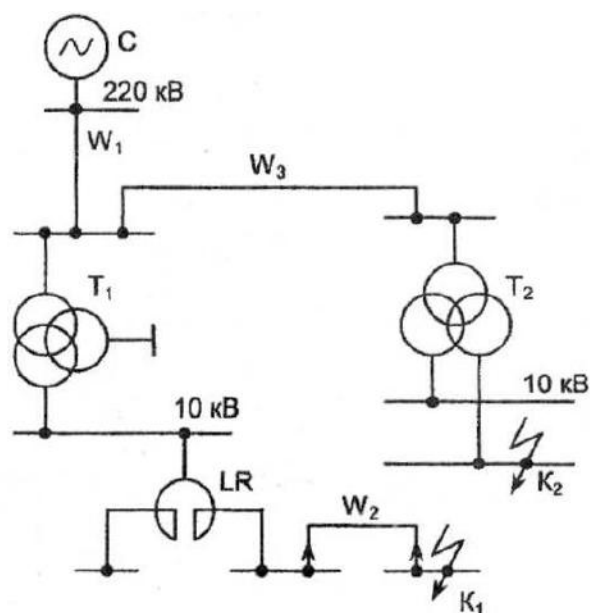


Рисунок 3 – Расчётная схема к заданию 3

Таблица 3 – Исходные данные к заданию 3

Элементы		
T ₁	S _{НОМ} , МВ · А	63
	U _{кВ-Н} , %	12,5
	U _{кС-Н} , %	9,5
	U _{кВ-С} , %	11
T ₂	S _{НОМ} , МВ · А	32
	U _к , %	11,5
LR	K _{св}	0,46
	X _р , Ом	0,25
W ₁	X ₀ , Ом/км	0,4
	L ₁ , км	30
C	I _{ОТК.НОМ.} , кА	8,4
W ₂	X ₀ , Ом/км	0,09
	R ₀ , Ом	0,37
	L ₂ , км	3,3
W ₃	X ₀ , Ом/км	0,4
	L ₃ , км	7

Задание 4

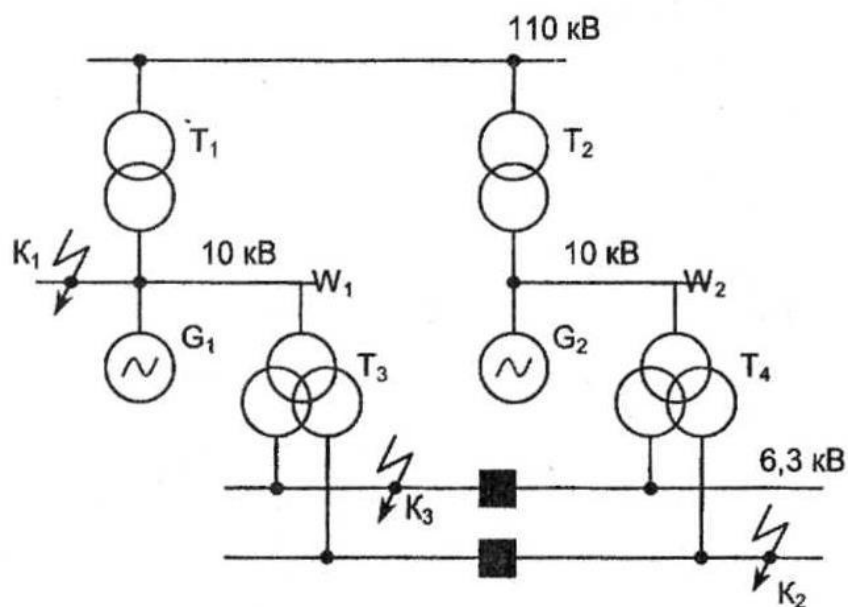


Рисунок 4 – Расчётная схема к заданию 4

Таблица 4 – Исходные данные к заданию 4

Элементы		
W ₁	X ₀ , Ом/ км	0,38
	L ₁ , км	12
W ₂	X ₀ , Ом/ км	0,4
	L ₁ , км	25
G ₁ , G ₂	S _{НОМ} , МВ · А	40
	X _d "	0,145
T ₁ , T ₂	S _{НОМ} , МВ · А	40
	U _k , %	12,7
T ₃ , T ₄	S _{НОМ} , МВ · А	25
	U _k , %	10,5

Задание 5

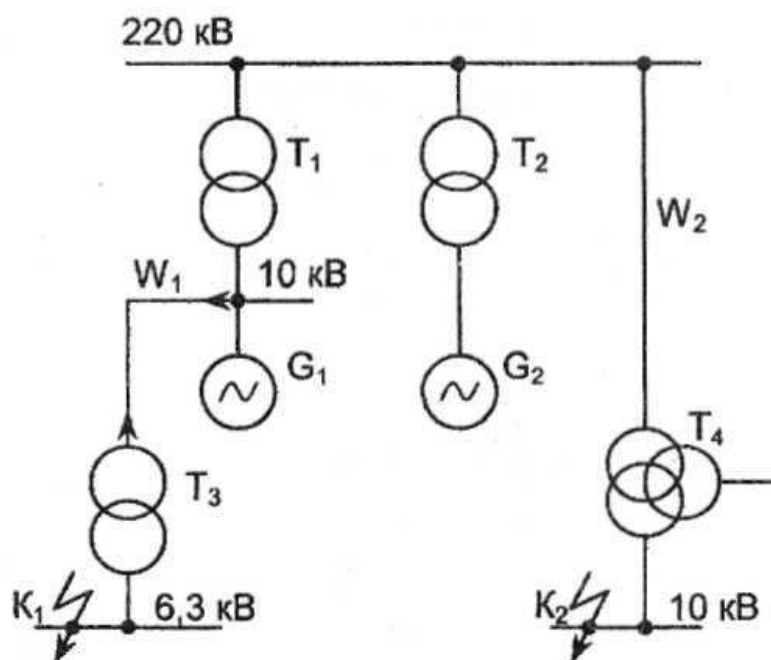


Рисунок 5 – Расчётная схема к заданию 5

Таблица 5 – Исходные данные к заданию 5

Элементы		
T ₁ , T ₂	S _{НОМ} , МВ · А	32
	U _к , %	11,5
T ₃	S _{НОМ} , МВ · А	0,46
	U _к , %	0,25
T ₄	S _{НОМ} , МВ · А	25
	U _{кВ-Н} , %	20
	U _{кС-Н} , %	6,5
	U _{кВ-С} , %	12,5
G ₁ , G ₂	S _{НОМ} , МВ · А	40
	X _д "	0,151
W ₁	X ₀ , Ом/ км	0,122
	R ₀ , Ом	0,22
	L ₁ , км	2,2
W ₂	X ₀ , Ом/ км	0,4
	L ₃ , км	50

Задание 6

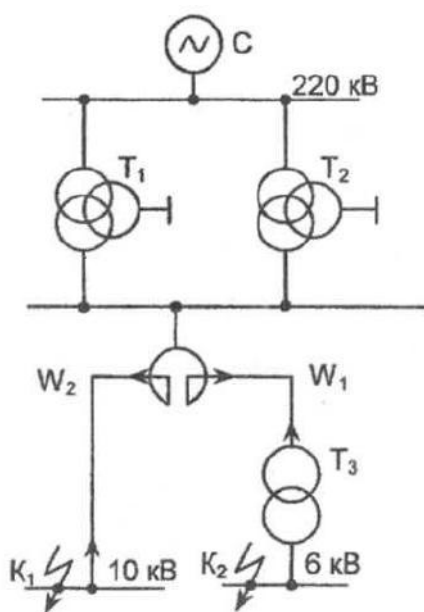


Рисунок 6 – Расчётная схема к заданию 6

Таблица 6 – Исходные данные к заданию 6

Элементы		
T ₁ , T ₂	S _{НОМ} , МВ · А	40
	U _{кВ-Н} , %	22
	U _{кС-Н} , %	9,5
	U _{кВ-С} , %	12,5
T ₃	S _{НОМ} , МВ · А	10
	U _к , %	8
LR	K _{св}	0,49
	X _р , Ом	0,14
W ₁	X ₀ , Ом/км	0,137
	R ₀ , Ом	0,26
	L ₁ , км	2,2
W ₂	X ₀ , Ом/км	0,126
	R ₀ , Ом	0,326
	L ₂ , км	5,5
C	I _{ОТК.НОМ} , кА	6,4

Задание 7

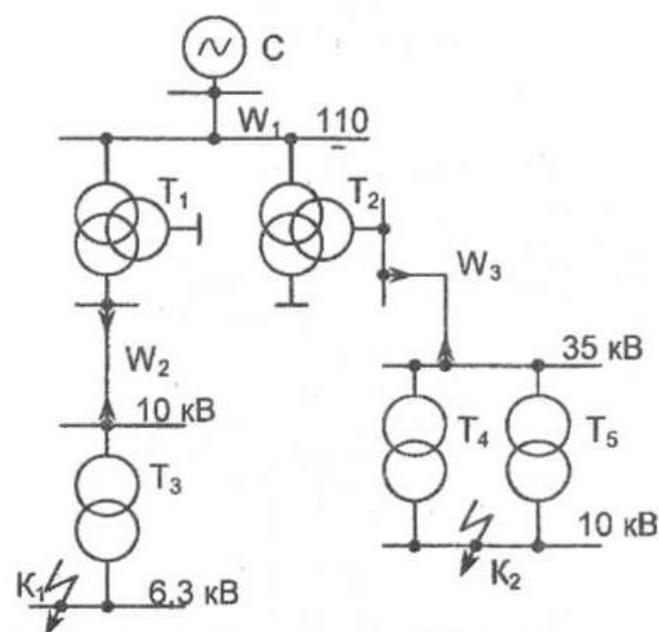


Рисунок 7 – Расчётная схема к заданию 7

Таблица 7 – Исходные данные к заданию 7

Элементы		
Т ₁ , Т ₂	$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	25
	$U_{\text{кВ-Н}}, \%$	17
	$U_{\text{кС-Н}}, \%$	6
	$U_{\text{кВ-С}}, \%$	10,5
Т ₃	$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	10,5
	$U_{\text{к}}, \%$	1000
Т ₄ , Т ₅	$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	4
	$U_{\text{к}}, \%$	7,5
С	$I_{\text{ОТК.НОМ.}}, \text{кА}$	8,2
W ₁	$X_0, \text{Ом/км}$	0,4
	$L_3, \text{км}$	30
W ₂	$X_0, \text{Ом/км}$	0,133
	$R_0, \text{Ом}$	1,94
	$L_1, \text{км}$	8,2
W ₃	$X_0, \text{Ом/км}$	0,126
	$R_0, \text{Ом}$	0,326
	$L_3, \text{км}$	3,7

Задание 8

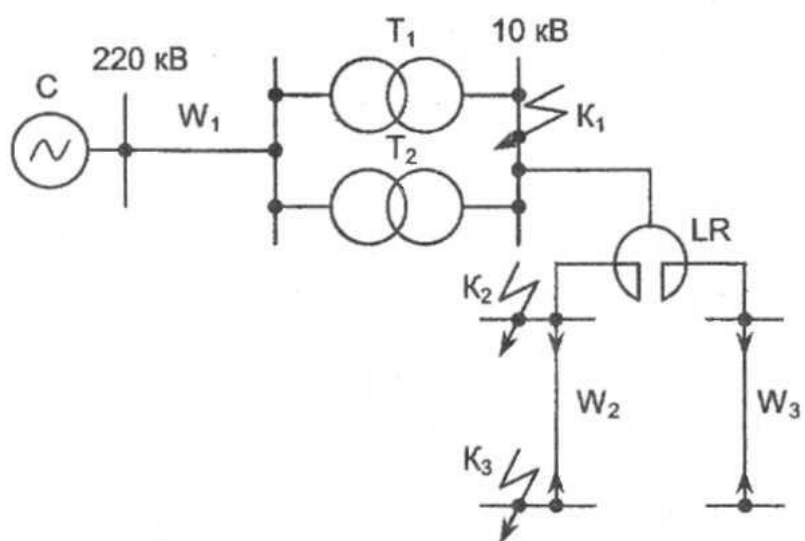


Рисунок 8 – Расчётная схема к заданию 8

Таблица 8 – Исходные данные к заданию 8

Элементы		
W_1	$X_0, \text{Ом/км}$	0,38
	$L_1, \text{км}$	25
W_2, W_3	$X_0, \text{Ом/км}$	0,086
	$R_0, \text{Ом}$	0,26
	$L_1, \text{км}$	12
T_1, T_2	$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	25
	$U_k, \%$	10,5
LR	$K_{\text{св}}$	0,49
	$X_p, \text{Ом}$	0,45
C	$I_{\text{отк.ном.}}, \text{кА}$	9,3

Задание 9

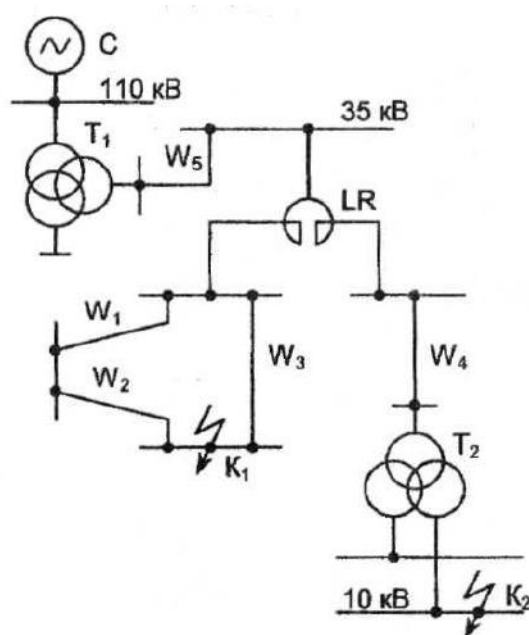


Рисунок 9 – Расчётная схема к заданию 9

Таблица 9 – Исходные данные к заданию 9

Элементы		
T ₁	$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	40
	$U_{\text{кВ-Н}}, \%$	17
	$U_{\text{кС-Н}}, \%$	6
	$U_{\text{кВ-С}}, \%$	10,5
T ₂	$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	25
	$U_{\text{к}}, \%$	10,5
LR	$K_{\text{св}}$	0,53
	$X_{\text{р}}, \text{Ом}$	0,28
C	$I_{\text{отк.ном.}}, \text{кА}$	5,2
W ₁ - W ₅	$X_0, \text{Ом/км}$	0,125
W ₁	$L_1, \text{км}$	12
W ₂	$L_2, \text{км}$	15
W ₃	$L_3, \text{км}$	18
W ₄	$L_4, \text{км}$	35
W ₅	$L_5, \text{км}$	10

Задание 10

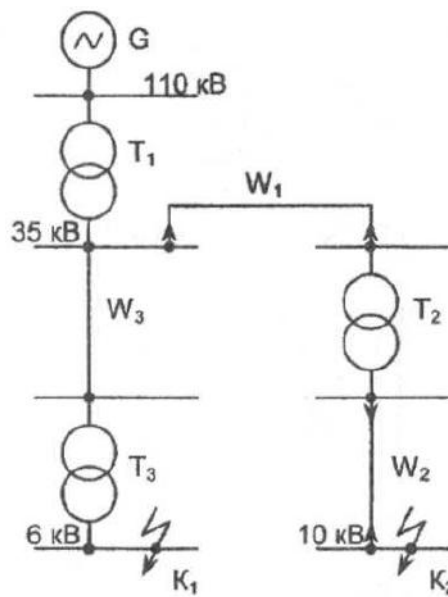


Рисунок 10 – Расчётная схема к заданию 10

Таблица 10 – Исходные данные к заданию 10

Элементы		
T_1	$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	25
	$U_k, \%$	10,5
T_2	$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	6300
	$U_k, \%$	7,5
T_3	$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	4000
	$U_k, \%$	7,5
W_1	$X_0, \text{Ом/км}$	0,125
	$L_1, \text{км}$	15
W_2	$X_0, \text{Ом/км}$	0,079
	$R_0, \text{Ом}$	0,122
	$L_1, \text{км}$	1,3
W_3	$X_0, \text{Ом/км}$	0,4
	$L_3, \text{км}$	25
G	$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	25
	X_d''	0,159

Список литературы

1. Голованов И.Г. «Электрические станции и подстанции». Учебное пособие. АГТА. – Ангарск, 2015. – 304 с.
2. А.А. Васильев. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергия, 1990.
3. М.Н. Околович. Проектирование электрических станций. – М.: Энергоиздат, 1982.
4. Г.С. Лисовский, М.Э. Хейфиц. Главные схемы и электрическое оборудование подстанций 35 – 750 кВ. – М.: Энергия, 1977.
5. В.Г. Агапов и др. Сборник задач и упражнений по электрической части электростанций и подстанций. Часть 1 /Под ред. Б.Н. Неклепаева и В.А. Старшинова. – М.: Издательство МЭИ, 1996.
6. Ю.Б. Гук и др. Проектирование электрических станций и подстанций. – Л.: Энергоатамиздат. Ленинградское отделение, 1985.