



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
филиал в г. Сызрани

Ка ф е д р а «Электроснабжение промышленных предприятий»

А.И. ЗЕМЦОВ

И.А. ВОКИН

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Учебное пособие

Самара

Самарский государственный технический университет

2015

Печатается по решению редакционно-издательского совета СамГТУ

УДК 621.31

З-15

Земцов А.И.

Проектирование главной понизительной подстанции предприятия: учеб. пособие / *А.И. Земцов, И.А. Вокин.* – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2015. – 101 с.: ил.

ISBN 978-5-7964-1853-6

Учебное пособие содержит теоретические сведения и примеры расчетов, связанные с проектированием электрической части главных понизительных подстанций предприятий различных отраслей промышленности. Методика расчета и выбора оборудования подстанций основана на актуальных нормативных документах и сведениях, предоставленных непосредственно изготовителями оборудования.

Для студентов бакалавриата по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника». Пособие может быть использовано в качестве методического обеспечения курсового и дипломного проектирования

Рецензенты: профессор кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» СГТУ имени Гагарина Ю.А. д.т.н.,
проф. *И.И. Артюхов*

руководитель Сызранской группы проектного отдела
ОАО «Самара-ВЭМ» *И.В. Макарова*

ISBN 978-5-7964-1853-6

© А.И. Земцов, И.А. Вокин, 2015

© Самарский государственный
технический университет, 2015

ПРЕДИСЛОВИЕ

Основная задача настоящего пособия – оказание помощи студентам, обучающимся по направлению 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника в приобретении навыков разработки и принятия грамотных проектных решений при выборе схем и оборудования главных понизительных подстанций (ГПП) предприятий различных отраслей промышленности. Большинство существующих изданий, касающихся вопроса проектирования подстанций, не уделяет внимания специфике ГПП, что на наш взгляд не совсем правильно.

Учебное пособие содержит шесть глав. Главы состоят из теоретического материала и примера выбора и обоснования проектного решения, касающегося того или иного оборудования подстанции. Для контроля усвоения материала в конце глав приведены контрольные вопросы.

Ссылки на актуальные нормативные документы и справочники, а так же справочные приложения, позволят выработать у студентов навыки поиска и применения справочной информации.

Материал пособия полезен при выполнении курсовых проектов и работ по таким дисциплинам, как «Электрические станции и подстанции», «Системы электроснабжения городов и промышленных предприятий», а так же при выполнении дипломных проектов. Практическая ценность пособия заключается еще и в том, что оно может оказать существенную информационную и методическую поддержку в процессе производственно-технологической и проектно-конструкторской деятельности.

В соответствии с ФГОС ВО по направлению 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника настоящее пособие способствует формированию следующих компетенций: ОПК-3, ПК-3, ПК-4, ПК-5, ПК-6.

ВВЕДЕНИЕ

Главная понизительная подстанция (ГПП) является ключевым элементом системы электроснабжения промышленного предприятия. Задачей ГПП является прием электрической энергии от источника питания, понижение напряжения и распределение электроэнергии по заводским потребителям.

В зависимости от энергоемкости производства и схемы заводской электрической сети, может предусматриваться установка одной или нескольких ГПП. Однако в любом случае при проектировании подстанции необходимо особое внимание уделить вопросам надежности электроснабжения и качества электроэнергии.

Исходными данными для проектирования электрической части ГПП являются:

- уровни напряжения существующих электрических сетей;
- нагрузка подстанции, с учетом перспективы её увеличения;
- климатический район расположения предприятия и сведения о загрязненности атмосферы;
- категории электроприемников предприятия по надежности электроснабжения и технологическая особенность потребителей;
- количество присоединений к подстанции;
- сведения об источнике питания подстанции.

Кроме того, прежде чем приступить непосредственно к выбору оборудования подстанции, необходимо произвести следующие расчеты:

- расчет токов коротких замыканий (КЗ);
- расчет мощностей и токов отходящих линий;
- расчет мощности и токов питающих линий.

Результатом проектирования является:

- выбор схемы электрических соединений подстанции;
- определение мощности и количества трансформаторов подстанции;
- выбор устройств компенсации реактивной мощности;

- выбор типа и конструкции распределительного устройства низкого напряжения;
- выбор и проверка на электродинамическую и термическую устойчивость электрооборудования подстанции, а так же шин и шинных конструкций;
- выбор трансформатора собственных нужд;
- расчет молниезащиты подстанции.

Глава 1. ВЫБОР ПЕРВИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГПП

К первичным параметрам ГПП относятся уровни напряжения на шинах высокого и низкого напряжения подстанции, тип исполнения подстанции и схема соединения на высокой стороне.

1.1. Выбор номинальных напряжений ГПП

При передаче электрической энергии от электростанции к потребителям сила тока в линии обуславливает потери энергии в этой линии. Если при одной и той же передаваемой мощности увеличить напряжение, то сила тока в линии уменьшится. Следовательно, можно будет применить провода с меньшим сечением, что снизит капитальные вложения в строительство линии электропередачи и снизит потери энергии в ней.

Номинальным напряжением U_n источников и приемников электроэнергии (генераторов, трансформаторов) называется то напряжение, на которое они рассчитаны в условиях нормальной работы.

Номинальные напряжения распределительных устройств (РУ) ГПП определяются номинальными напряжениями питающей и распределительной сети предприятия

Выбор напряжения питающей сети должен производиться на основании технико-экономических сравнений вариантов в следующих случаях [13]:

- когда имеется возможность получения энергии от источника питания при двух и более напряжениях;
- предприятие с большой потребляемой мощностью нуждается в сооружении или значительном расширении существующих районных подстанций, электростанций или сооружения собственной электростанции;
- имеется связь электростанций предприятий с районными сетями.

При выборе вариантов предпочтение отдаётся варианту с более высоким напряжением, даже при экономических преимуществах ва-

рианта с низшим из сравниваемых напряжений в пределах до 5-10 % по приведенным затратам.

На предприятиях с энергоемким производством при сооружении нескольких ГПП распределительная сеть состоит из двух ступеней [6]. На первых ступенях распределения энергии следует применять напряжения 110, 220 и 330 кВ [13].

Напряжение 35 кВ следует применять для частичного внутриводского распределения электроэнергии при наличии крупных электроприемников на напряжении 35 кВ, при наличии удаленных нагрузок и других условий, требующих для питания потребителей повышенного напряжения, при схеме глубокого ввода для питания группы подстанций 35/0,4-0,66 кВ малой и средней мощности.

Напряжение 20 кВ следует применять для электроснабжения отдельных объектов предприятия: карьеры, рудники и т.п., а также небольших соседних предприятий, населенных пунктов и т.п. в тех случаях, когда целесообразность его применения обоснована технико-экономическими расчетами, по сравнению с напряжением 35 и 10 кВ, с учетом перспективного развития предприятия.

Для распределительных сетей следует, как правило, применять напряжение 10 кВ [13]. Напряжение 6 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети на новых предприятиях применяться не должно.

1.2. Определение места расположения ГПП

Выбор места расположения ГПП следует осуществлять с учетом центра электрических нагрузок (ЦЭН). Чем ближе к ЦЭН расположена ГПП, тем меньше протяженность линий распределительной сети и потери электроэнергии.

Координаты центра электрических нагрузок находят по выражениям:

$$x_a = \frac{\sum P_{Ц_i} x_i}{\sum P_{Ц_i}}, \quad (1.1)$$

$$y_a = \frac{\sum P_{Ц_i} y_i}{\sum P_{Ц_i}}, \quad (1.2)$$

$$x_p = \frac{\sum Q_{Ц_i} x_i}{\sum Q_{Ц_i}}, \quad (1.3)$$

$$y_p = \frac{\sum Q_{Ц_i} y_i}{\sum Q_{Ц_i}}. \quad (1.4)$$

где $P_{Ц_i}$ и $Q_{Ц_i}$ – активная и реактивная мощности цеховых трансформаторных подстанций предприятия, x_i и y_i – координаты цеховых трансформаторных подстанций предприятия.

Далее по найденным координатам ЦЭН с учетом розы ветров, расположения цехов и удобства подвода ЛЭП определяют местоположение ГПП. Если по каким-либо причинам нельзя расположить ГПП в ЦЭН, то допускается её смещение в сторону источника внешнего питания.

1.3. Выбор схемы и типа распределительных устройств

Схема подстанции должна обеспечивать требуемую надежность работы РУ исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников и транзитных перетоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном режиме без ограничения мощности и в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования [5,8].

Схему ГПП выбирают с учетом установленной мощности потребителей электроэнергии и категории их надежности.

В общем случае схема ГПП включает в себя два понизительных трансформатора и РУ высшего и низшего напряжения.

Наиболее часто применяются схемы подстанций без сборных шин на первичном напряжении, основанные на блочном принципе. На подстанциях 35-220 кВ блочные схемы применяются при питании как непосредственно от районных сетей энергосистемы, так и от узловых подстанций промышленных предприятий. На рис. 1.1 представлены варианты схем подстанций 35-220 кВ без перемычек между питающими линиями.

Схема «а» (рис.1.1) может быть применена для тупиковых однострансформаторных подстанций при питании короткой линией, не имеющей ответвлений. Схема «б» применяется для питания тупиковой или ответвительной однострансформаторной подстанции при необходимости отключения поврежденного трансформатора или линии электропередач, а так же в схеме пускового этапа РУ при дальнейшем переходе к более сложной схеме.

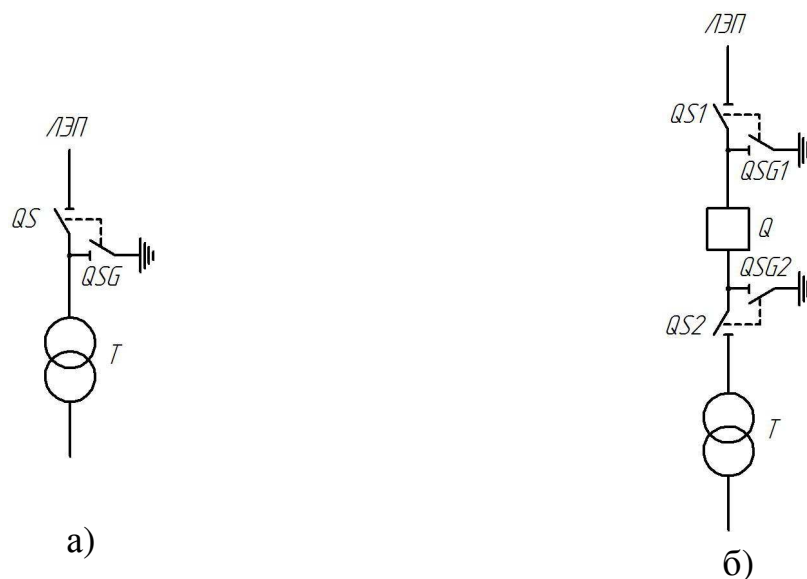


Рис. 1.1. Схемы подстанций без перемычек между питающими линиями:

- а) схема 1 – Блок линия с трансформатором разъединителем;
- б) схема 3Н – Блок линия с трансформатором выключателем

На рис. 1.2, 1.3, 1.4 представлены схемы ГПП с перемычками между линиями глубоких вводов. Они могут быть применены как при магистральном, так и при радиальном питании. При нормальном режиме перемычки разомкнуты.

Схема, приведенная на рис. 1.2, выполняется для тупиковых или проходных двухтрансформаторных подстанций питаемых по двум воздушным линиям электропередач. Схема, изображенная на рис.1.3, применяется для двухтрансформаторных подстанций с двусторонним питанием при необходимости сохранения двух трансформаторов в нормальном режиме работы при КЗ или аварии на линии. Схема, приведенная на рис. 1.4, применяется для двухтрансформаторных подстанций с двусторонним питанием при необходимости сохранения транзита при КЗ в трансформаторе и при отключении одного из трансформаторов в течение суток.

Остальные схемы подстанций следует применять при достаточном обосновании [5].

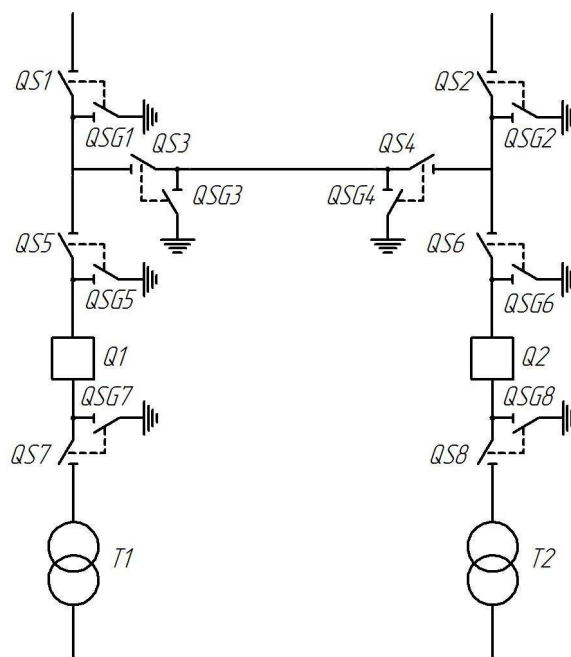


Рис. 1.2. Схема 4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии

Конструктивное исполнение ГПП определяется принятой схемой и условиями окружающей среды. При нормальной окружающей среде РУ 35-220 кВ выполняют открытыми (ОРУ). Однако при малой величине токов КЗ подстанции с высшим напряжением 35 кВ рекомендуется сооружать закрытыми (ЗРУ). При неблагоприятных условиях окружающей среды РУ 35-220 кВ целесообразно выносить за

пределы зоны загрязнения или при невозможности этого соорудить закрытыми.

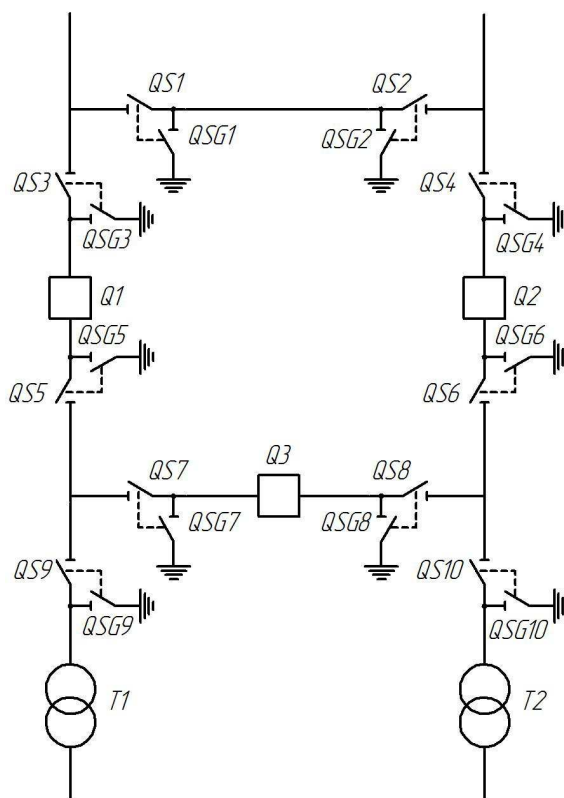


Рис. 1.3. Схема 5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и неавтоматической перемычкой со стороны линий

Силовые трансформаторы практически всегда выполняются открыто. Исключением являются подстанции глубокого ввода (ПГВ) в жилые районы городов.

Для устройства РУ 6 – 10 кВ используют комплектные распределительные устройства (КРУ), размещаемые обычно в ЗРУ.

КРУ выполняют в зависимости от конструктивного исполнения следующих типов: стационарного исполнения, выкатного исполнения, моноблока заполненные элегазом. Выкатные КРУ применяются для наиболее ответственных потребителей.

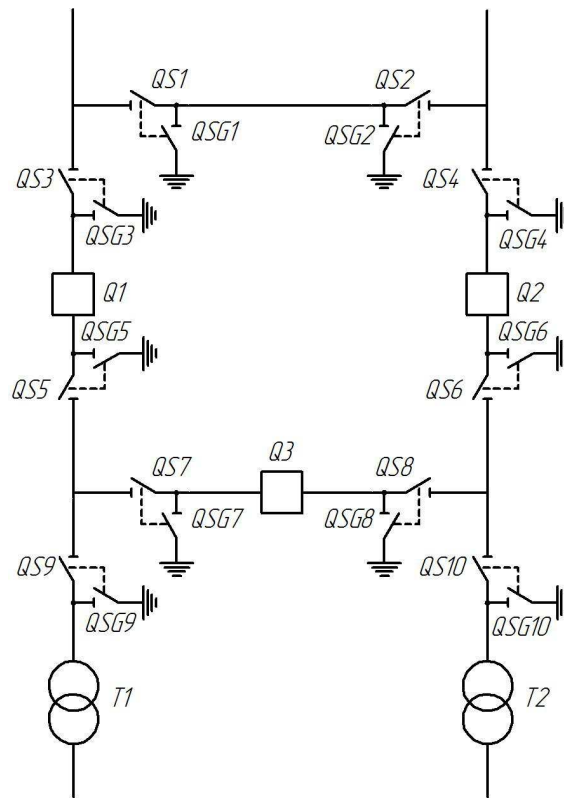


Рис. 1.4. Схема 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

Выбор ячеек КРУ производят по следующим параметрам:

1) По номинальному напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (1.5)$$

где $U_{уст}$, $U_{ном}$ – напряжение установки и номинальное напряжение КРУ.

2) По максимальному току сборных шин $I_{номСШ}$

$$I_{max} \leq I_{номСШ}, \quad (1.6)$$

где максимальный рабочий ток для двухобмоточных трансформаторов с номинальной мощностью $S_{номТ}$ и номинальным низшим напряжением $U_{номНН}$

$$I_{max} = \frac{1.4S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (1.7)$$

для трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения

$$I_{\max} = \frac{1.4S_{\text{номТ}}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} ; \quad (1.8)$$

3) По электродинамическому действию тока КЗ:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}, \quad (1.9)$$

где i_y – ударный ток КЗ в месте установки ячейки, $i_{\text{дин}}$ – ток электродинамической стойкости сборных шин КРУ.

4) По конструктивному исполнению.

5) По назначению.

По назначению ячейки делят на следующие виды:

- линейные – предназначенные для питания отходящих к потребителям линий;
- вводные – предназначенные для ввода питания от силового трансформатора);
- секционные – для связи секций распределительного устройства;
- трансформаторные – для установки трансформаторов напряжения и трансформаторов собственных нужд.
- конденсаторные – для подключения к шинам высоковольтных батарей конденсаторов.

Подробная информация по конструкции ячеек, номинальным параметрам, а также схемам заполнения рассмотрена в [6]. На основе анализа данной информации выбирают конструкцию ячеек, а так же ее тип и номинальные параметры. Дополнительно уделяют внимание типу оборудования (измерительные трансформаторы, высоковольтные выключатели и др.) устанавливаемому в выбранных ячейках, так как это оказывает существенное влияние на выбор последующей аппаратуры низкого напряжения.

Контрольные вопросы

1. Назовите номинальный ряд напряжений применяемый в электроустановках напряжением выше 1 кВ.
2. Каковы пределы регулирования напряжения в силовых трансформаторах под нагрузкой?
3. Для чего определяют центр электрических нагрузок?
4. Где необходимо сооружать ГПП?
5. Какие виды схем применяются при строительстве ГПП промышленных предприятий?
6. Какие факторы определяют конструктивное исполнение ГПП?
7. Перечислите типы КРУ.
8. По каким параметрам осуществляют выбор КРУ?

Глава 2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ И ТОКА ОТХОДЯЩИХ И ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ ГПП

Электроэнергия заводским потребителям передается по линиям, отходящим от РУ низшего напряжения ГПП. Таким образом, для выбора оборудования распределительного устройства необходимо знать мощности и токи отходящих линий, а для этого необходимо произвести расчет системы электроснабжения предприятия. Выбор оборудования РУ высшего напряжения определяется в первую очередь током питающих линий.

2.1. Общие сведения о расчете системы электроснабжения промышленного предприятия

Выбор любого элемента системы электроснабжения определяется, прежде всего, током, который протекает по нему в процессе эксплуатации. При этом необходимо учитывать не только нормальные режимы, но так же, послеаварийные и ремонтные режимы [8]. Вот почему важно на первом этапе проектирования правильно определить расчетные токи.

Исходными данными для расчета системы электроснабжения промышленного предприятия является номинальная мощность оборудования, участвующего в основном и вспомогательных технологических процессах. Кроме того, для расчета необходимо знать коэффициенты мощности $\cos\varphi$ ($\operatorname{tg}\varphi$), а так же коэффициенты использования или коэффициенты спроса электроприемников (группы электроприемников).

Коэффициент использования отдельного электроприемника (ЭП) $k_{и}$ или группы ЭП $K_{и}$ - отношение средней активной мощности отдельного ЭП $p_{см}$ или группы ЭП $P_{см}$ за наиболее загруженную смену к ее номинальному значению:

$$k_{и} = p_{см}/p_{н} , K_{и} = P_{см}/P_{н} \quad (2.1)$$

В справочных материалах, содержащих расчетные коэффициенты для определения электрических нагрузок промышленных предприятий, значения коэффициентов использования приведены по характерным (однородным) категориям ЭП [14]. К одной характерной категории относятся ЭП, имеющие одинаковое технологическое назначение, а также одинаковые верхние границы возможных значений $k_{и}$ и коэффициентов реактивной мощности $\text{tg}\varphi$. Например, сверлильные станки относятся к характерной категории «металлорежущие станки», которая представлена в справочных материалах расчетными коэффициентами $k_{и} = 0,14$ и $\text{tg}\varphi = 2,3$ [15].

Коэффициент спроса группы ЭП K_c – отношение расчетной активной мощности к номинальной мощности группы

$$K_c = P_p / P_n \quad (2.2)$$

Для выбора элементов СЭС очень важно понятие расчетной мощности, т.е. мощности по которой определяется расчетный ток. *Расчетная активная P_p и реактивная Q_p мощность* – это мощность, соответствующая такой неизменной токовой нагрузке I_p , которая эквивалентна фактической изменяющейся во времени нагрузке по наибольшему возможному тепловому воздействию на элемент системы электроснабжения [15]. Вероятность превышения фактической нагрузки над расчетной не более 0,05 на интервале осреднения, длительность которого принята равной трем постоянным времени нагрева элемента системы электроснабжения $3T_0$, через который передается ток нагрузки (кабеля, провода, шинпровода, трансформатора и т.д.). Для одиночных ЭП расчетная мощность принимается равной номинальной, для одиночных ЭП повторно-кратковременного режима – равной номинальной, приведенной к длительному режиму.

В практике проектирования для определения расчетной мощности используется два метода: метод коэффициента расчетной мощности (коэффициента максимума или упорядоченных диаграмм) и метод коэффициента спроса.

Основным методом определения расчетной мощности является метод коэффициента расчетной мощности K_p [15]. В соответствии с этим методом расчетная мощность

$$P_p = K_p \cdot K_n \cdot P_n. \quad (2.3)$$

Коэффициент расчетной мощности K_p зависит от эффективного числа электроприемников, средневзвешенного коэффициента использования, а также от постоянной времени нагрева сети, для которой рассчитываются электрические нагрузки.

Для различных элементов системы электроснабжения предприятия принимают следующие постоянные времени нагрева [15]:

$T_0 = 10$ мин - для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты. Значения K_p для этих сетей принимаются по табл. П1;

$T_0 = 2,5$ ч - для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов. Значения K_p для этих сетей принимаются по табл. П2;

$T_0 \geq 30$ мин - для кабелей напряжением 6 кВ и выше, питающих цеховые трансформаторные подстанции и распределительные устройства. Расчетная мощность для этих элементов определяется при $K_p = 1$.

Более подробное описание методики расчета по методу коэффициента расчетной мощности приводятся в [14, 15]. Этот метод достаточно трудоемок и требует наличия ведомости электрических нагрузок по всем цехам предприятия и вспомогательным службам.

Метод коэффициента спроса менее трудоемок, но и менее точен. Его применение рекомендуется при ориентировочной оценке уровня электрических нагрузок на стадии предварительного проектирования [14]. Расчетная мощность для группы однородных по режиму работы ЭП определяется как

$$P_p = K_c \cdot P_n. \quad (2.4)$$

Расчетная реактивная мощность определяется через обобщенный коэффициент мощности группы ЭП, коэффициент спроса группы ЭП K_c , принимается по табл. ПЗ.

После определения расчетных мощностей отдельных групп ЭП (участков, цехов и т.д.), для выбора кабелей, коммутационной аппаратуры и т.д. необходимо определить мощности участков сети предприятия, на которые она разбивается узлами подключения нагрузки.

2.2. Расчет мощностей участков основных схем подключения заводских потребителей

Рассмотрим различные схемы подключения заводских потребителей.

Выбор схемы питания трансформаторных подстанций (ТП) 10 кВ определяется следующими факторами [16]: территориальным расположением потребителей, потребляемой мощностью, требованиями надежности, условиями окружающей среды. Наибольшее применение на промышленных предприятиях получили радиальные схемы (рис. 2.1) и двойные магистральные схемы (рис. 2.2).

Радиальные схемы применяются в основном для потребителей первой категории надежности. На рис. 2.1 приведена схема электропитания компрессорной станции. Четыре высоковольтных двигателя М1 – М4 запитаны от шин распределительного пункта, низковольтные потребители получают питание от трансформаторной подстанции, так же подключенной к шинам РП. РП питается от РУ ГПП по двум радиальным линиям. В радиальных схемах мощность, передаваемая по линиям, определяется мощностью потребителя. При определении расчетной мощности и тока необходимо учитывать послеаварийный режим, когда одна из питающих линий отключена и вся требуемая мощность передается потребителю по оставшейся в работе линии. Таким образом, токи послеаварийных режимов будут в два раза больше токов нормального режима.

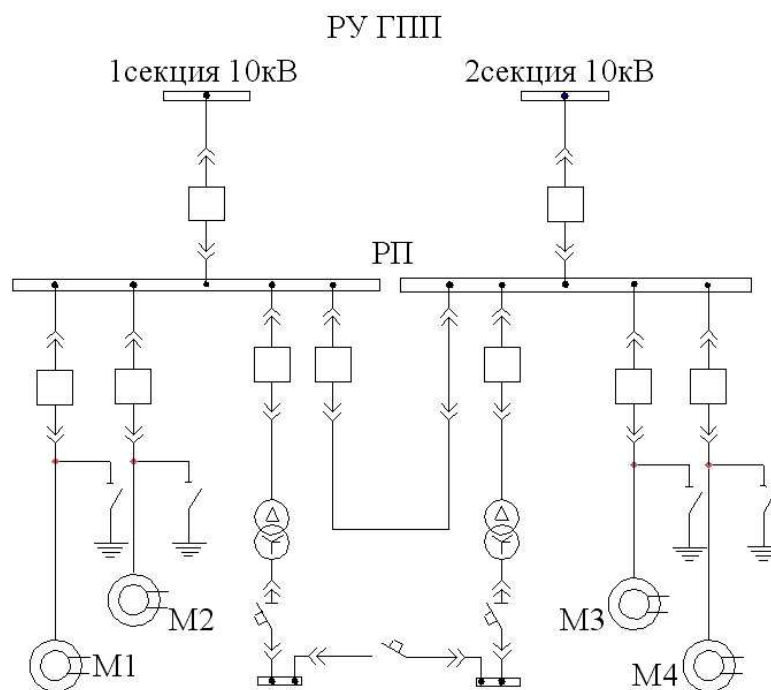


Рис. 2.1. Радиальная схема подключения потребителей.

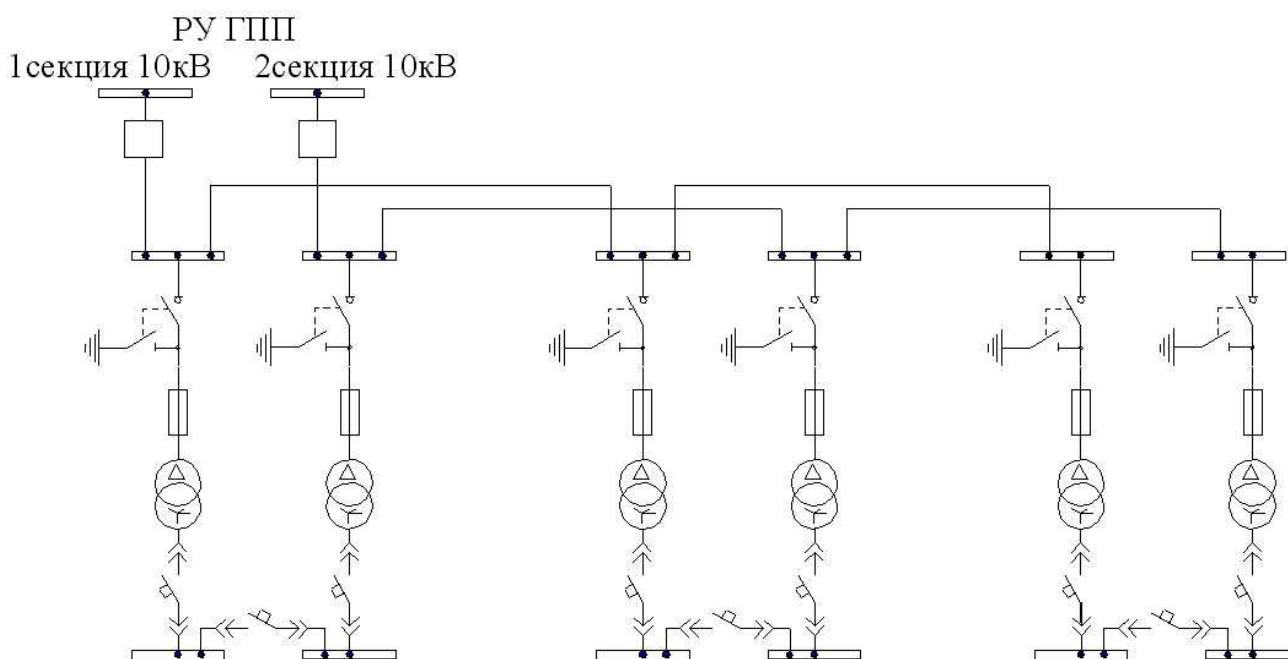


Рис. 2.2. Магистральная схема подключения потребителей.

Двойная магистральная схема (рис. 2.2) относится к разомкнутым схемам с односторонним питанием, при этом в нормальном режиме каждую магистраль необходимо рассматривать как отдельную схему, не зависящую от другой магистрали. Как и во всех разомкнутых сетях мощности участков определяются мощностью потребителей и условием баланса мощностей в узлах. Таким образом, мощность каждого

участка магистрали складывается из мощностей потребителей, получающих электроэнергию через этот участок.

При определении максимальных токов участков магистральной схемы необходимо рассматривать наиболее тяжелый послеаварийный режим, когда отключена одна из линий, отходящих от РУ ГПП (головной участок). В этом случае надежность питания потребителей обеспечивается за счет резервирования на низшем напряжении, при этом мощность всех потребителей будет передаваться по магистрали, оставшейся в работе. При расчете послеаварийного режима необходимо исключить из рассмотрения потребителей III категории надежности, которые могут быть отключены независимо от потребителей других категорий.

Если необходим более точный расчет, то при определении мощностей линий учитывают потери в трансформаторах ТП и в линиях. Кроме того, при расчете реактивной мощности потребителей цеховых ТП необходимо учитывать мощность установленных компенсирующих устройств $Q_{ку}$.

Мощности, передаваемые через секции шин РУ ГПП, определяются суммированием мощностей линий, отходящих от каждой конкретной секции, а так же мощностью собственных нужд ГПП. При этом в расчетах необходимо учитывать коэффициент одновременности K_o . Коэффициент одновременности K_o – это отношение расчетной мощности на шинах 6 - 10 кВ к сумме расчетных мощностей потребителей, подключенных к шинам 6 - 10 кВ РП, ГПП [15]. Тогда расчетная мощность на секции шины РУ ГПП

$$P_{p \text{ сек}} = K_o \cdot \Sigma P_p, \quad (2.5)$$

где ΣP_p – сумма расчетных мощностей потребителей, подключенных к секции шин. Значения коэффициента одновременности K_o приведены в табл. П4.

2.3. Пример расчета системы электроснабжения промышленного предприятия

Определить расчетные мощности и токи для всех участков сети промышленного предприятия, схема которой приведена на рис. 2.3. Сведения о потребителях ТП приведены в табл. 2.1. Потери в линиях и трансформаторах не учитывать.

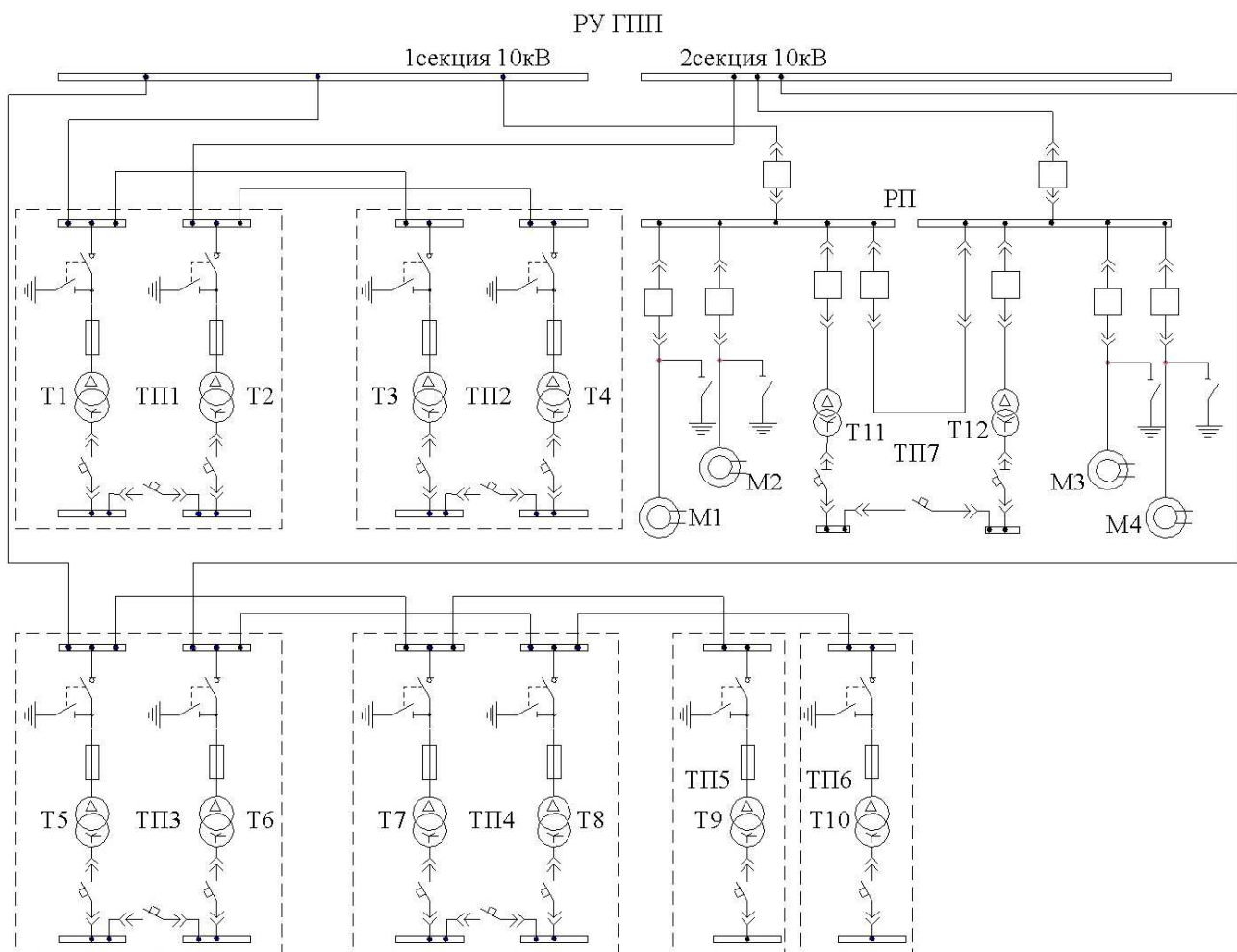


Рис. 2.3. Схема заводской распределительной сети.

Решение

1. Поскольку нет полной информации о цеховых потребителях, и неизвестно эффективное число электроприемников расчет будем производить методом коэффициента спроса.

Таблица 2.1

№ цеха	№ТП, Наименование цеха	$P_{н}$, кВт	$Q_{ку}$, кВар	$K_{н}$	$K_{с}$	$tg\varphi$	Кат. надёжно- сти
1	ТП1, Штамповочный	5847	2×300	0,2	0,25	1,17	II
2	ТП2, Сборочный	6574	2×300	0,17	0,25	1,17	II
3	ТП3, ТП4, Механический	13760	4×300	0,17	0,23	1,17	II
4	ТП5, Инструментальный	2061	1×180	0,14	0,26	1,17	III
5	ТП6, Ремонтный	2434	1×180	0,14	0,2	1,33	III
-	ТП7, Компрессорная станция	360	-	0,52	0,68	0,84	I
-	РП, Высоковольтные двигатели 4×СТД-1250	4×1250	-	0,7	0,8	0,59	I

2. При расчете мощностей будем исходить из условия, что все трансформаторы цеховых ТП загружены равномерно. Таким образом, номинальная мощность потребителей каждого трансформатора $P_{н\tau}$ будет равна

$$P_{н\tau} = P_{нц}/n, \quad (2.6)$$

где $P_{нц}$ – номинальная мощность цеха, n – общее число трансформаторов в цехе.

Расчетная мощность потребителей каждого трансформатора в соответствии с методом коэффициента спроса

$$P_{р\tau} = K_{с} \cdot P_{н\tau}. \quad (2.7)$$

Расчетная реактивная мощность потребителей трансформатора с учетом мощности компенсирующих устройств, установленных в цехе

$$Q_{р\tau} = P_{р\tau} \cdot tg\varphi - Q_{ку}. \quad (2.8)$$

Аналогично рассчитываем мощность высоковольтных двигателей, при этом учитываем, что синхронные двигатели являются источниками реактивной мощности. Результаты расчета заносим в таблицу 2.2.

3. Рассчитываем магистраль РУ ГПП – Т1 – Т3. Мощность участка Т1 – Т3 в нормальном режиме будет равна расчетной мощности потребителей трансформатора Т3 $P_{Т1-Т3} = P_{р Т3} = 822 \text{ кВт}$.

Мощность участка РУ ГПП – Т1 в нормальном режиме будет равна расчетной мощности потребителей трансформаторов Т1 и Т3 $P_{РУ ГПП-Т1} = P_{р Т1} + P_{р Т3} = 1551 \text{ кВт}$. Аналогичным образом определяются реактивные мощности участков:

$$Q_{Т1-Т3} = 661 \text{ кВар}, Q_{РУ ГПП-Т1} = 1216 \text{ кВар}.$$

Рассчитываем магистраль РУ ГПП–Т2–Т4. Мощность участка Т2–Т4 в нормальном режиме будет равна расчетной мощности потребителей трансформатора Т3 $P_{Т2-Т4} = P_{р Т4} = 822 \text{ кВт}$. Мощность участка РУ ГПП–Т2 в нормальном режиме будет равна расчетной мощности потребителей трансформаторов Т2 и Т4

$$P_{РУ ГПП-Т1} = P_{р Т2} + P_{р Т4} = 1551 \text{ кВт}.$$

Аналогичным образом определяются реактивные мощности участков $Q_{Т2-Т4} = 661 \text{ кВар}$, $Q_{РУ ГПП-Т1} = 1216 \text{ кВар}$.

Таблица 2.2

№ трансформатора	№ТП, цех	$P_{н т}$, кВт	K_c	$\text{tg}\varphi$	$P_{р т}$, кВт	$Q_{р т}$, кВар
1	ТП1, Штамповочный	2923	0,25	1,17	731	555
2	ТП1, Штамповочный	2923	0,25	1,17	731	555
3	ТП2, Сборочный	3287	0,25	1,17	822	661
4	ТП2, Сборочный	3287	0,25	1,17	822	661
5	ТП3, Механический	3440	0,23	1,17	791	626
6	ТП3, Механический	3440	0,23	1,17	791	626
7	ТП4, Механический	3440	0,23	1,17	791	626
8	ТП4, Механический	3440	0,23	1,17	791	626
9	ТП5, Инструментальный	2061	0,26	1,17	536	447
10	ТП6, Ремонтный	2434	0,2	1,33	487	467
11	ТП7, Компрессорная станция	180	0,68	0,84	122	103
12	ТП7, Компрессорная станция	180	0,68	0,84	122	103
	Высоковольтный двигатель	1250	0,8	0,59	1000	-590

За расчетные мощности участков принимаются максимальные токи с учетом послеаварийных и ремонтных режимов [8, п 1.3.2]. В данном случае очевидно, что мощности участков будут принимать максимальные значения при отключении головных участков РУ ГПП–Т1 или РУ ГПП–Т2. Например при отключении участка РУ ГПП–Т2 после включения резерва по стороне низшего напряжения цеховых ТП, мощности участков составят

$$P_{Т1-Т3} = P_{р Т3} + P_{р Т4} = 1644 \text{ кВт}, Q_{Т1-Т3} = 1322 \text{ кВар};$$

$$P_{РУ ГПП-Т1} = P_{р Т1} + P_{р Т2} + P_{р Т3} + P_{р Т4} = 4746 \text{ кВт},$$

$$Q_{РУ ГПП-Т1} = 3254 \text{ кВар}.$$

При отключении участка РУ ГПП–Т1 формулы для расчета абсолютно такие же. Таким образом, в качестве расчетных принимаем мощности участков определенные для случая отключения одного из головных участков.

4. Рассчитываем магистраль РУ ГПП–Т5–Т7–Т9. Мощности участков магистрали в нормальном режиме равны

$$P_{Т7-Т9} = P_{р Т9} = 536 \text{ кВт}, Q_{Т7-Т9} = 447 \text{ кВар};$$

$$P_{Т5-Т7} = P_{р Т7} + P_{р Т9} = 1327 \text{ кВт}, Q_{Т5-Т7} = 1073 \text{ кВар};$$

$$P_{РУ ГПП-Т5} = P_{р Т5} + P_{р Т7} + P_{р Т9} = 2118 \text{ кВт}, Q_{РУ ГПП-Т5} = 1699 \text{ кВар}.$$

Мощности участков магистрали РУ ГПП – Т6 – Т8 – Т10 в нормальном режиме составят

$$P_{Т8-Т10} = P_{р Т10} = 487 \text{ кВт}, Q_{Т8-Т10} = 467 \text{ кВар};$$

$$P_{Т6-Т8} = P_{р Т8} + P_{р Т10} = 1278 \text{ кВт}, Q_{Т6-Т8} = 1093 \text{ кВар};$$

$$P_{РУ ГПП-Т6} = P_{р Т6} + P_{р Т8} + P_{р Т10} = 2069 \text{ кВт}, Q_{РУ ГПП-Т6} = 1719 \text{ кВар}.$$

При расчете послеаварийного режима магистралей необходимо учесть, что трансформаторы Т9 и Т10 питают нагрузку III категории надежности и будут отключены до возвращения системы электро-

снабжения к нормальному режиму работы. Тогда при отключении головного участка РУ ГПП–Т6 мощности участков магистрали РУ ГПП–Т5–Т7–Т9

$$P_{T7-T9} = 0 \text{ кВт}, Q_{T7-T9} = 0 \text{ кВар};$$

$$P_{T5-T7} = P_{p T7} + P_{p T8} = 1582 \text{ кВт}, Q_{T5-T7} = 1252 \text{ кВар};$$

$$P_{\text{РУ ГПП-Т5}} = P_{p T5} + P_{p T7} + P_{p T9} = 3164 \text{ кВт}, Q_{\text{РУ ГПП-Т5}} = 2504 \text{ кВар}.$$

Результаты расчета магистрали РУ ГПП–Т6–Т8–Т10 после отключения участка РУ ГПП – Т5 будут аналогичными. В качестве расчетных принимаем наибольшие мощности по результатам расчета нормального и послеаварийного режимов.

5. Произведем расчет распределительного пункта РП.

Расчетная мощность кабелей, питающих высоковольтные двигатели

$$P_{p \text{ РП-М}} = K_c \cdot P_{н М} = 0.8 \cdot 1250 = 1000 \text{ кВт},$$

$$Q_{p \text{ РП-М}} = \text{tg}\varphi \cdot P_{p \text{ РП-М}} = 590 \text{ кВар}.$$

Расчетные мощности участков РП–Т11 и РП–Т12 с учетом послеаварийного режима

$$P_{p \text{ РП-Т11}} = P_{p \text{ РП-Т12}} = P_{p T11} + P_{p T12} = 244 \text{ кВт},$$

$$Q_{p \text{ РП-Т11}} = Q_{p \text{ РП-Т12}} = 206 \text{ кВар}.$$

При определении расчетной мощности секций шин РП учитываем коэффициент одновременности, для выбора которого необходимо найти обобщенный коэффициент использования секции шины РП $K_{и \text{ сек РП}}$ по формуле (1). С учетом послеаварийного режима

$$K_{и \text{ сек РП}} = (4 \cdot K_{и М} \cdot P_{н М} + K_{и ТП7} \cdot P_{н ТП7}) / (4 \cdot P_{н М} + P_{н ТП7}) =$$

$$= (4 \cdot 0,7 \cdot 1250 + 0,52 \cdot 360) / (4 \cdot 1250 + 360) = 0,69.$$

По таблице П4 для $K_{и} = 0,69$ и трех присоединений $K_{о \text{ РП}} = 1$.

Для послеаварийного режима расчетные мощности секций шины РП определяем по формуле (5):

$$P_{p \text{ сек. РП}} = K_{o \text{ РП}} \cdot (4 \cdot P_{p \text{ РП-М}} + P_{p \text{ РП-Т11}}) = 4244 \text{ кВт},$$

$$Q_{p \text{ сек. РП}} = K_{o \text{ РП}} \cdot (4 \cdot Q_{p \text{ РП-М}} - Q_{p \text{ РП-Т11}}) = 2154 \text{ кВар}.$$

При определении реактивной мощности необходимо учитывать, что синхронные двигатели являются источниками реактивной мощности, а потребители подстанции ТП7 потребляют реактивную мощность.

Расчетные мощности участков РУ ГПП – РП равны расчетной мощности секций РП

$$P_{p \text{ РУ ГПП-РП}} = P_{p \text{ сек. РП}} = 4244 \text{ кВт},$$

$$Q_{p \text{ РУ ГПП-РП}} = Q_{p \text{ сек. РП}} = 2154 \text{ кВар}.$$

6. Определим расчетные мощности секций шины РУ ГПП по формуле (5).

Для определения коэффициента одновременности K_o необходимо рассчитать обобщенный коэффициент использования $K_{и}$ потребителей секции $K_{и \text{ сек.}}$. В соответствии с (2.1)

$$K_{и \text{ сек}} = (\sum K_{и \text{ Т}} \cdot P_{н \text{ Т}} + K_{и \text{ сек РП}} \cdot P_{н \text{ сек РП}}) / P_{н\Sigma},$$

где $K_{и \text{ Т}}$ и $P_{н \text{ Т}}$ – коэффициент использования и номинальная мощность потребителей трансформатора цеховой ТП ($K_{и \text{ Т}} = K_{и \text{ Ц}}$ из таблицы 1); $K_{и \text{ сек РП}}$ и $P_{н \text{ сек РП}}$ коэффициент использования и номинальная мощность потребителей секции РП; $P_{н\Sigma}$ – суммарная номинальная мощность всех потребителей секции РУ ГПП. От первой секции шины РУ ГПП в нормальном режиме питаются следующие трансформаторы цеховых ТПП: Т1, Т3, Т5, Т7, Т9, а также первая секция шины РП. В послеаварийном режиме – все трансформаторы (за исключением Т11 и Т12) и обе секции РП. Очевидно, что необходимо рассматривать послеаварийный режим. После подстановки значений получим

$$K_{и \text{ сек}} = \frac{0,2 \cdot 5847 + 0,17 \cdot 6574 + 0,17 \cdot 13760 + 0,69 \cdot 5360}{5847 + 6574 + 13760 + 5360} = 0,26.$$

По таблице П4 для $K_{и} = 0,26$ и числа присоединений равного 3, коэффициент одновременности $K_{о ГПП} = 0,9$

Таким образом, в соответствии с (5) расчетная мощность первой секции шины РУ ГПП с учетом послеаварийного режима составит

$$P_{р сек1} = K_{о ГПП} \cdot (P_{р РУ ГПП-Т1} + P_{р РУ ГПП-Т5} + P_{р РУ ГПП-РП}) = 8529 \text{ кВт},$$

$$Q_{р сек1} = K_{о ГПП} \cdot (Q_{р РУ ГПП-Т1} + Q_{р РУ ГПП-Т5} + Q_{р РУ ГПП-РП}) = 5739 \text{ кВар}.$$

Расчетные мощности второй секции шины РУ ГПП

$$P_{р сек2} = P_{р сек1} = 8529 \text{ кВт},$$

$$Q_{р сек2} = Q_{р сек1} = 5739 \text{ кВар}.$$

7. Определяем расчетные токи всех участков СЭС по формуле

$$I_P = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3}U_H}. \quad (2.9)$$

Результаты расчетов по всем участкам сети сводим в таблицу 2.3

Таблица 2.3

Участок сети	P_p , кВт	Q_p , кВар	$I_{р т}$, А
Т1 – Т3	1644	1322	124
Т2 – Т4	1644	1322	124
РУ ГПП – Т1	4746	3254	338
РУ ГПП – Т2	4746	3254	338
Т7 – Т9	536	447	41
Т8 – Т10	487	467	40
Т5 – Т7	1582	1252	119
Т6 – Т8	1582	1252	119
РУ ГПП – Т5	3164	2504	237
РУ ГПП – Т6	3164	2504	237
РП – М	1000	590	68
РП – Т11	244	206	19
РП – Т12	244	206	19

Участок сети	P_p , кВт	Q_p , кВар	I_{pT} , А
I секция шины РП	4244	2154	280
II секция шины РП	4244	2154	280
РУ ГПП – РП	4244	2154	280
I секция шины РУ ГПП	8529	5739	605
II секция шины РУ ГПП	8529	5739	605

2.4. Расчет мощностей питающих линий

В качестве питающих линий ГПП используются, как правило, либо двухцепная воздушная линия, либо две одноцепные линии. Каждая цепь питает свой трансформатор, однако в послеаварийном режиме при отключении одного из трансформаторов ГПП по оставшейся в работе линии будет протекать мощность равная нагрузке всей подстанции.

Таким образом, в качестве расчетных мощностей питающей линии в нормальном и послеаварийном режимах можно принять мощности шин ГПП, прибавив к ним потери мощности в трансформаторе подстанции $\Delta P_{T \text{ ГПП}}$ и $\Delta Q_{T \text{ ГПП}}$.

Однако более правильно в расчетах учитывать не мощность нагрузки ГПП, а мощность, которая будет указана в договоре на оказание услуг по передаче электрической энергии (договором присоединения).

В большей степени это касается реактивной мощности. В соответствии с приказом Министерства промышленности и энергетики РФ от 22 февраля 2007 г. № 49 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)» для

потребителей устанавливаются следующие предельные значения коэффициента реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$), потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети: при присоединении к сети напряжением 110 кВ – 0,5; при присоединении к сети 6 – 35 кВ – 0,4.

Значения коэффициента мощности, установленные договором на оказание услуг по передаче электрической энергии (договором присоединения) могут отличаться от предельных значений, однако при расчете реактивной мощности, передаваемой по питающей линии необходимо учитывать именно предельное значение $\text{tg}\varphi$.

Таким образом, расчетная мощность питающей линии в нормальном режиме определяется по следующей формуле

$$S_{\text{р пл}} = \sqrt{(P_{\text{р сек1}} + \Delta P_{\text{т ГПП}})^2 + (P_{\text{р сек1}} + \Delta P_{\text{т ГПП}})^2 \text{tg}^2 \varphi}, \quad (2.10)$$

где $P_{\text{р сек1}}$ – расчетная мощность секции шины РУ ГПП, $\Delta P_{\text{т ГПП}}$ – потери мощности в трансформаторе ГПП, $\text{tg}\varphi$ – предельное значение коэффициента мощности (при присоединении к сети напряжением 110 кВ $\text{tg}\varphi = 0,5$; при присоединении к сети 6 – 35 кВ $\text{tg}\varphi = 0,4$).

Максимальная мощность питающей линии с учетом послеаварийных режимов

$$S_{\text{м пл}} = 2S_{\text{р пл}}. \quad (2.11)$$

Контрольные вопросы

1. Какие режимы необходимо рассматривать при выборе элементов системы электроснабжения?
2. Что называется коэффициентом использования отдельного электроприемника или группы электроприемников?
3. Какие методы для определения расчетной мощности вы знаете?
4. Какие схемы электроснабжения заводских потребителей применяются наиболее часто?
5. Опишите методику расчета максимальных мощностей участков двойной магистральной сети в нормальном и послеаварийном режиме.
6. Что называется коэффициентом одновременности?
7. Каким образом выполняется сеть, питающая ГПП?
8. Назовите предельные значения коэффициента реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$), установленные для потребителей в соответствии с приказом Министерства промышленности и энергетики РФ от 22 февраля 2007 г. № 49.
9. Как определить максимальную мощность питающей линии ГПП с учетом послеаварийных режимов?

Глава 3. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Выбор электрооборудования, кабелей, шинных конструкций, а так же необходимость установки токоограничивающих реакторов определяется значениями токов короткого замыкания (КЗ) на различных уровнях распределительной сети предприятия. В инженерных расчетах, как правило, определяют периодическую составляющую тока КЗ и значение ударного тока КЗ.

Расчет токов КЗ рекомендуется выполнять в относительных единицах для точек КЗ на все напряжения, а также в конце питающих линий у наиболее удаленных потребителей на каждом напряжении.

Расчет токов при трехфазном коротком замыкании выполняют в следующем порядке:

- для рассматриваемой установки составляют расчетную схему;
- по расчетной схеме составляют электрическую схему замещения;
- преобразовывают схему замещения и определяют её параметры;
- определяют начальное (действующее, сверхпереходное) значение периодической составляющей тока КЗ ($I_{п0}$), затем ударный ток КЗ (i_y).

3.1. Составление расчетной схемы и схемы замещения.

Определение параметров схемы замещения

Расчетная схема – это однолинейная схема электроустановки с указанием тех элементов и их параметров, которые влияют на значение тока КЗ и поэтому должны учитываться при выполнении расчетов [3,12].

Элементами расчетной схемы являются все генераторы, синхронные компенсаторы, крупные синхронные и асинхронные электродвигатели, имеющие небольшую электрическую удаленность от точки

- К4 – для выбора и проверки аппаратов и проводников устанавливаемых и присоединяемых к РП;
- К5 – для выбора и проверки аппаратов и проводников устанавливаемых и присоединяемых к ЭД.

По расчетной схеме составляют схему замещения (рис.3.2), заменяя электромагнитные связи электрическими. Источники в схеме замещения обозначаются как совокупность ЭДС и сопротивления, остальные элементы – как сопротивления.

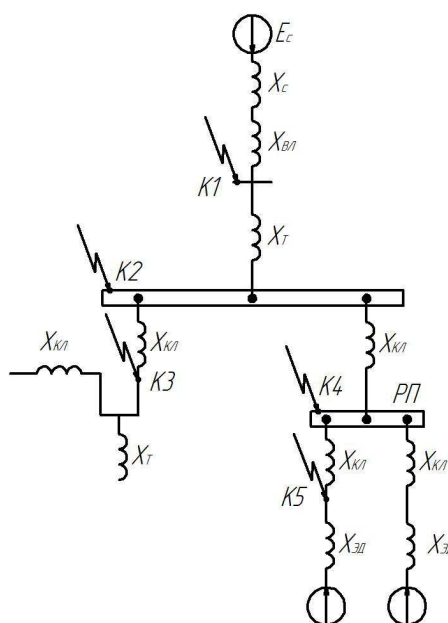


Рис.3.2. Схема замещения

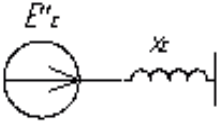
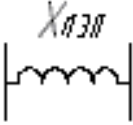
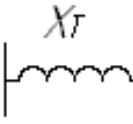
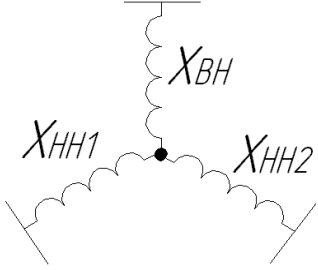
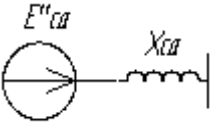
Расчет параметров схемы замещения ведется в относительных единицах, приведенных к базисным условиям. В качестве базисных величин принимают мощность $S_б=100$ МВА и напряжение $U_{бi}=U_{ср.ном}$.

$U_{ср.ном}$ – это среднее номинальное напряжение той ступени трансформации электроэнергии, на которой находится данный элемент схемы замещения. $U_{ср.ном}=1,05 \cdot U_{ном}$ [4], соответственно применяется следующий ряд напряжений: 3,15; 6,3; 10,5; 37; 115; 230 кВ.

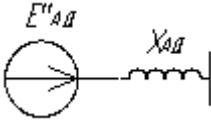
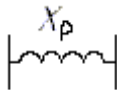
Сопротивления и схемы замещения элементов системы электро-снабжения приведены в таблице 3.1.

Результирующее сопротивление цепи тока КЗ от системы и цепи подпитки от электродвигателей для каждой точки КЗ определяется суммированием.

Таблица 3.1.

Наименование элемента	Схема замещения	Выражение сопротивлений в о.е.
1	2	3
Система		$X_C = \frac{S_{\delta}}{S_{K3}}$ $E''_c = 1$
Воздушная или кабельная линия		$X_{ЛЭП} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta i}^2}$ $x_0 = 0,4 \text{ ом / км} - \text{ВЛ}$ $x_0 = 0,08 \text{ ом / км} - \text{КЛ}$
Двухобмоточный трансформатор		$X_T = \frac{U_{K3} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{НОМ.Т}}$
Двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой низкого напряжения		$X_{ВН} = \frac{0,875 \cdot U_{K3} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{НОМ.Т}}$ $X_{НН1} = X_{НН2} = X_{НН} \cdot$ $X_{НН} = \frac{0,25 \cdot U_{K3} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{НОМ.}}$
Синхронный Двигатель		$X_{CD} = x''_{*d} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$ $E''_{CD} = 1,1; \quad x''_{*d} = 0,2$

Окончание таблицы 3.1

Асинхронный двигатель		$X_{ад} = \frac{S_{\delta}}{I_{*П} \cdot S_{ном}}$ $E''_{ад} = 0,9; I_{*П} = 5,7$
Реактор		$X_p = x_p \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta i}^2}$

Сопротивление цепи от системы до расчетных точек КЗ (рис.3.2) определяется по уравнениям:

$$X_{\Sigma K1} = X_C + X_{ВЛ}, \quad (3.1)$$

$$X_{\Sigma K2} = X_{\Sigma K1} + X_T, \quad (3.2)$$

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_{КЛ}, \quad (3.3)$$

$$X_{\Sigma K4} = X_{\Sigma K2} + X_{КЛ}, \quad (3.4)$$

$$X_{\Sigma K5} = X_{\Sigma K4} + X_{КЛ}, \quad (3.5)$$

Сопротивление цепи подпитки от двигателя до расчетных точек КЗ (рис. 3.2) определяется по уравнениям:

$$X_{д\Sigma K3} = X_д + X_{КЛ} + X_{КЛ} + X_{КЛ}, \quad (3.6)$$

$$X_{д\Sigma K5} = X_д + X_{КЛ} + X_{КЛ}. \quad (3.7)$$

3.2. Расчет токов КЗ

Расчет токов КЗ производится в следующем порядке:

1. Определяются базисные токи для каждой ступени трансформации по формуле:

$$I_{\delta i} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta i}}. \quad (3.8)$$

2. Определяется действующее значение периодической составляющей тока КЗ в каждой расчетной точке:

$$I_{\Pi i} = \frac{I_{\delta i}}{X_{\Sigma i}}. \quad (3.9)$$

3. Определяется ударный ток КЗ в каждой расчетной точке по формуле:

$$i_{yi} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\Pi i}, \quad (3.10)$$

где K_y – ударный коэффициент, который определяется расчетом и зависит от соотношения результирующих активного и индуктивного сопротивлений, рекомендуется принимать $K_y = 1,75$ для 110 и 220 кВ, $K_y = 1,7$ для 35 кВ и $K_y = 1,67$ для 10 кВ.

4. Определяется ток подпитки от электродвигателей.

Ток подпитки от электродвигателей учитывается только при непосредственной их связи с точкой КЗ или связи через кабельную линию малой длины, линейный реактор или двухобмоточный трансформатор.

Действующее значение периодической составляющей тока подпитки от электродвигателей определяется по формуле:

$$I_{\Pi.д} = \frac{E_d}{X_d} \cdot I_{\delta}. \quad (3.11)$$

Ударный ток подпитки точки КЗ от двигателя определяется по формуле:

$$i_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\Pi.д}, \quad (3.12)$$

где K_y – ударный коэффициент.

Для синхронного электродвигателя значение K_y определяется по выражению:

$$K_y = 1 + e^{-0,01/T_a}, \quad (3.13)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Для асинхронного электродвигателя величина K_y определяется в зависимости от типа электродвигателя по табл. 3.2.

Таблица 3.2

Ударный коэффициент	Электродвигатели серий						
	А	АО	ДАЗО	АТД	АТМ	ВДД	ДАМСО
K_y	1,56	1,49	1,5	1,5	1,67	1,66	1,55

5. Определяют суммарные токи КЗ.

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\Sigma i} = I_{\Pi i} + I_{\Pi.д.} \quad (3.14)$$

Суммарный ударный ток КЗ от системы и электродвигателей:

$$i_{y\Sigma} = K_{yc} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\Pi i} + n \cdot K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\Pi.д.} \quad (3.15)$$

где n – число однотипных электродвигателей, участвующих в подпитке, шт.

Контрольные вопросы

1. Для чего необходимо рассчитывать токи КЗ?
2. В какой последовательности осуществляется расчет токов при трехфазном КЗ?
3. Что называется расчетной схемой токов КЗ?
4. В каких точках рекомендуется определять токи КЗ при проектировании ГПП?
5. Каковы основные допущения при расчете токов КЗ?
6. По каким правилам составляется схема замещения для расчета токов КЗ?
7. Как определяют базисные параметры?
8. Как определить ударный ток КЗ?
9. Из чего складывается полный ток КЗ в расчетной точке?

Глава 4. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГПП

4.1. Общие сведения о выборе трансформаторов ГПП

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГПП промышленных предприятий должен быть правильным, технически и экономически обоснованным, так как он оказывает существенное влияние на схемы развития энергосистемы и электрических сетей района. Для удобства эксплуатации систем электроснабжения следует стремиться выбирать не более двух-трех стандартных мощностей основных трансформаторов. Желательна также установка трансформаторов одинаковой мощности.

Число трансформаторов на ГПП определяется требованиями надежности электроснабжения. Наиболее часто ГПП промышленных предприятий выполняют двухтрансформаторными так как они обеспечивают достаточную надежность электроснабжения. Однотрансформаторные подстанции допустимы только при наличии централизованного резерва трансформаторов. Установка более двух трансформаторов возможна в случаях, когда требуется выделить резкопеременные нагрузки и питать их от отдельного трансформатора или при экономической целесообразности установки третьего трансформатора.

Для определения расчетной мощности силовых трансформаторов необходимо располагать суточным графиком нагрузки предприятия.

4.2. Определение мощности силовых трансформаторов по заданному суточному графику нагрузки

Расчетная мощность промышленного предприятия подчиняется заданному графику нагрузки.

Для определения мощности трансформаторов ГПП на графике полной расчетной мощности предприятия (рис.4.1.) необходимо провести линию средней мощности найденную по выражению:

$$S_{CP} = \frac{\sum S_i \cdot \Delta t_i}{24}, \quad (4.1)$$

где S_i и Δt_i – полная мощность ступени графика и соответствующая ей продолжительность.

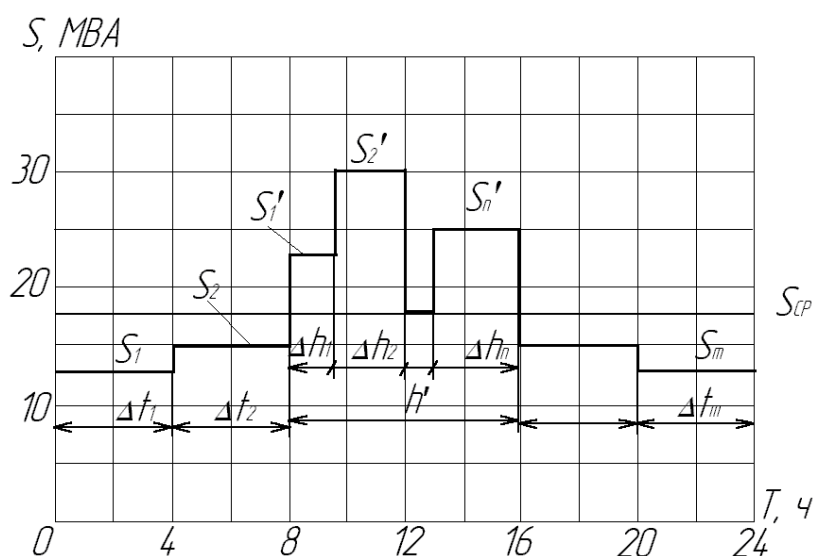


Рис.4.1. Типовой график нагрузки предприятия

Пересечение линии средней мощности с исходным графиком продолжительностью T , позволяет выделить участок наибольшей перегрузки продолжительностью h' [2,9].

Затем определяют начальную загрузку K_1 по следующему выражению:

$$K_1 = \frac{1}{S_{CP}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + S_3^2 \Delta t_3 + \dots + S_n^2 \Delta t_n}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_n}}, \quad (4.2)$$

где $S_1 - S_n$, - мощности ступеней графика нагрузки находящиеся ниже средней линии мощности; $\Delta t_1 - \Delta t_n$, - соответствующие продолжительности.

По известным K_1 , и h' из таблицы приложения П5 определяют коэффициент допустимой систематической перегрузки $K_{пДОП}$.

Определяют перегрузку по следующему выражению:

$$S_{пер} = \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta h_1' + S_2^2 \Delta h_2' + \dots + S_n^2 \Delta h_n'}{\Delta h_1' + \Delta h_2' + \dots + \Delta h_n'}}, \quad (4.3)$$

где $S_1 - S_n$, - мощности ступеней графика нагрузки находящиеся выше средней линии мощности; $\Delta h_1 - \Delta h_n$, - соответствующие продолжительности перегрузки.

Далее производят предварительное определение мощности трансформатора:

$$S_{НОМТ} = \frac{S_{пер}}{k \cdot K_{пДОП}}, \quad (4.4)$$

где k – число устанавливаемых трансформаторов на ГПП (в большинстве случаев $k=2$). Мощность принимают из ряда стандартных мощностей.

После выбора трансформатора проверяют его работу в аварийном режиме. По известным K_1 , и h' из таблицы приложения П5 для заданной температуры охлаждающей среды определяют коэффициент допустимой аварийной перегрузки $K_{пАВ}$.

Проверка осуществляется по формуле:

$$S_{НОМТ} \geq \frac{S_{max}}{K_{пАВ}}, \quad (4.5)$$

где S_{\max} – мощность наибольшей ступени графика нагрузки.

Так же учитывают, что номинальная мощность каждого трансформатора должна быть достаточной для питания ответственных потребителей при аварийном отключении или выводе в ремонт второго трансформатора. Для этого мощность каждого из двух трансформаторов выбирают близкой к 0,7 максимальной нагрузки подстанции:

$$S_{\text{НОМТ}} \geq \frac{S_{\max}}{nk_{\text{э}}}, \quad (4.6)$$

где $S_{\text{нmax}}$ – максимальная полная нагрузка подстанции в зимний или летний период, $k_{\text{э}}$ – коэффициент экономичной загрузки трансформатора, принимаемый равным 0,65 – 0,7 в зависимости от коэффициента заполнения графика нагрузки подстанции и эквивалентной температуры охлаждающего воздуха, причем меньший коэффициент принимается при коэффициенте заполнения графика нагрузки близком к 0,9 и более и температуре охлаждающего воздуха 20° С; n – число трансформаторов на подстанции.

Такой подход к выбору мощности трансформаторов приводит к некоторому ее завышению. Чтобы оно не было чрезмерным, стремятся к тому, чтобы в указанном аварийном режиме оставшийся в работе трансформатор работал с допустимой перегрузкой по [9].

Для предприятий большой мощности с большим количеством электроприёмников 1 и 2 категории (химических и нефтехимических заводов) рекомендуемый коэффициент загрузки силовых трансформаторов равен 0,5 – 0,6, тогда мощность каждого из трансформаторов ГПП равна полной расчётной мощности $S_{p\Sigma}$.

$$S_{\text{НОМТ}} = S_{p\Sigma}. \quad (4.7)$$

При отсутствии графика нагрузки в качестве расчетной мощности принимают значение суммарной расчетной мощности всех потребителей промышленного предприятия.

4.3. Общие сведения о высоковольтных выключателях

Высоковольтным выключателем называется электрический аппарат высокого напряжения, служащий для включения и отключения токов любых режимов: номинальных, перегрузки, токов КЗ, токов холостого хода силовых трансформаторов и линий электропередачи. Характерной особенностью этого аппарата является наличие дугогасительного устройства, которое обеспечивает гашение дуги, возникающей в цепи высокого напряжения при ее размыкании.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей напряжением 110 кВ и выше;
 - легкость ревизии и осмотра контактов;
 - взрыво- и пожаробезопасность;
 - удобство транспортировки, монтажа и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток $I_{ном}$ и номинальное напряжение $U_{ном}$.

В соответствии с [10] выключатели характеризуются следующими параметрами.

1. *Номинальный ток отключения* $I_{отк.ном}$ – это действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя, который должен отключаться аппаратом при следующих условиях:

- при нормированном содержании апериодической составляющей;
- при циклах операций, предусмотренных [10];
- при напряжении сети, равном наибольшему рабочему напряжению;
- при условиях восстановления напряжения согласно [10].

2. *Допустимое относительное содержание апериодической составляющей тока* в токе отключения β_n , %,

$$\beta_n = \frac{i_{a,ном}}{\sqrt{2} \cdot I_{o,ном}} \cdot 100. \quad (4.8)$$

Нормированное значение β_n определяется для момента расхождения контактов

$$\tau = 0,01 + t_{c.в}, \quad (4.9)$$

где $t_{c.в}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Если $\tau > 0,09$ с, то принимают $\beta_n=0$.

3. *Цикл операций* – выполняемая выключателем последовательность коммутационных операций с заданными интервалами между ними.

В период эксплуатации выключатель может неоднократно включаться на существующее КЗ с последующим отключением, поэтому для выключателей предусматривается определенный цикл операций [10].

4. *Параметры восстанавливающегося напряжения* – в соответствии с нормированными характеристиками собственного переходного восстанавливающегося напряжения.

5. *Стойкость при сквозных токах КЗ*, характеризующаяся токами термической стойкости $I_{тер}$ и электродинамической стойкости $I_{дин}$ (действующее значение), $i_{дин}$ – наибольший пик (амплитудное значе-

ние); эти токи выключатель должен выдерживать во включенном положении без повреждений, препятствующих его дальнейшей работе.

6. *Номинальный ток включения* – ток КЗ, который выключатель с соответствующим приводом способен включить без приваривания контактов и других повреждений, при номинальном напряжении и заданном цикле операций. В каталогах приводятся действующее значение этого тока $I_{\text{вкл.ном}}$ и его амплитудное значение $i_{\text{вкл.ном}}$.

7. *Полное время отключения* t_0 – интервал времени от момента подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах.

Собственное время отключения $t_{\text{с,в}}$ – интервал времени от момента подачи команды на отключение до момента прекращения соприкосновения дугогасительных контактов.

Собственное время включения $t_{\text{вкл}}$ – интервал времени от момента подачи команды на включение до момента замыкания цепи высокого напряжения во всех трех фазах.

Выключатели, не предназначенные для АПВ, должны допускать не менее пяти операций ВО при токах КЗ $0,6 - 1I_{\text{отк.ном}}$ без осмотра дугогасительного устройства. Выключатели, предназначенные для АПВ, должны допускать в тех же условиях от 6 до 10 операций ВО в зависимости от $I_{\text{отк.ном}}$.

Классификация выключателей производится по следующим основным признакам.

По роду установки различают выключатели, предназначенные для работы: а) на открытом воздухе (категория размещения 1); б) в металлических оболочках КРУ, устанавливаемых на открытом воздухе (категория размещения 2) и в помещениях (категории размещения 3 и 4); в) в помещениях (категории размещения 3 и 4).

По виду дугогасящей среды: масляные, воздушные, элегазовые, вакуумные, электромагнитные, автогазовые.

По конструктивной связи между полюсами: однополюсного исполнения (когда все три фазы размещены в одном баке) и трехполюс-

ного исполнения (с тремя полюсами, каждый из которых находится в отдельном баке).

По конструктивной связи выключателя с приводом: с отдельным приводом, связанным с выключателем механической передачей, и со встроенным приводом, являющимся неотъемлемой частью выключателя.

По пригодности для работы при АПВ: предназначенные для работы при АПВ и не предназначенные.

В выключателе можно выделить следующие основные части:

- а) контактную систему, состоящую из подвижных и неподвижных контактов;
- б) внутреннюю дугогасительную и изолирующую среду;
- в) дугогасительное устройство для эффективной деионизации дугового промежутка;
- г) приводной механизм выключателя для управления подвижными контактами;
- д) баки или кожухи с размещенными в них дугогасительными камерами и контактными системами;
- е) вводы и другие изоляционные детали.

4.4. Выбор высоковольтных выключателей

Выбор высоковольтных выключателей производится по следующим основным параметрам:

- а) напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- б) максимальному току $I_{max} \leq I_{ном}$;
- в) по отключающей способности выбор производится по двум условиям:
 - симметричному току отключения $I_{П} \leq I_{отк.ном}$;
 - мощности отключения

$$S_{отк.расч} = \sqrt{3} \cdot U_{уст} \cdot I_{\Pi} \leq S_{отк.ном} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{отк.ном}; \quad (4.10)$$

где $U_{уст}$, $U_{ном}$ – напряжения установки и номинальное напряжение выключателя, кВ; I_{max} , $I_{ном}$ – максимальный ток места установки и номинальный ток выключателя, А; I_{Π} , $I_{отк.ном}$ – расчетный ток КЗ и номинальный ток отключения выключателя соответственно, кА; $S_{отк.расч}$, $S_{отк.ном}$ – расчетная мощность отключения и номинальная мощность отключения выключателя соответственно, МВА.

При выборе вводного выключателя по второму условию за максимальный ток принимается расчетный ток послеаварийного режима подстанции, равный

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.i}}, \quad (4.11)$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора подстанции, кВА; $U_{ном.i}$ – номинальное напряжение места установки выключателя, кВ.

При выборе по отключающей способности за I_{Π} принимается расчетный ток КЗ той ступени напряжения, где устанавливается выбираемый выключатель.

Для выключателей, установленных на отходящих линиях, величина I_{max} определяется по условию

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.i}}, \quad (4.12)$$

г) по электродинамической и термической стойкости

$$I_y \leq I_{ном.дин}, \quad (4.13)$$

$$I_{\Pi}^2 \cdot t_{\Pi} \leq I_{ном.тс}^2 \cdot t_{тс}, \quad (4.14)$$

где I_y , $I_{\text{ном.дин}}$ – ударный ток КЗ и номинальный (наибольший пик) ток электродинамической стойкости выключателя, кА; $I_{\text{ном.тс}}$ – номинальный ток термической стойкости выключателя, кА; $t_{\text{п}}$, $t_{\text{тс}}$ – приведенное время КЗ и паспортное время термической стойкости выключателя, с.

Приведенное время КЗ $t_{\text{п}}$ определяется по формуле

$$t_{\text{п}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{в}} + T_{\text{а}}, \quad (4.15)$$

где $t_{\text{рз}}$ – выдержка времени релейной защиты, принимается из карты селективности релейной защиты (представлено точным значение в задании на курсовое проектирование); $t_{\text{в}}$ – время отключения выключателя; $T_{\text{а}}$ – время затухания апериодической составляющей тока КЗ.

4.5. Общие сведения о разъединителях, отделителях и короткозамкателях

Разъединителем называется коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения цепей высокого напряжения при отсутствии в них тока или с незначительным током.

Для обеспечения безопасности персонала при ремонтных работах или ревизии оборудования отключение участков цепи, на которых ведутся работы, при помощи выключателей является недостаточным. контакты выключателей находятся в закрытых камерах, поэтому невозможно быстро установить факт отключения. Именно разъединитель создает видимый разрыв между контактами, находящимися на открытом воздухе.

Разъединители не могут производить включение и отключение цепей, находящихся под нагрузкой. Их контакты не имеют дугогасительных устройств, поэтому при отключении разъединителями больших токов может возникнуть устойчивая дуга, которая может повредить контакты, переброситься на другие фазы и вызвать тяжелые аварии в распределительном устройстве. Поэтому разъединители уста-

навливаются последовательно с выключателями. При отключении сначала отключается выключатель, затем – разъединитель. При включении – наоборот.

ПУЭ допускает применять разъединители для включения и отключения:

- токов XX силовых трансформаторов;
- нейтралей силовых трансформаторов и дугогасящих катушек;
- трансформаторов напряжения;
- зарядных токов ВЛ, КЛ;
- токов нагрузки до 15 А напряжением до 10 кВ.

Классификацию разъединителей производят по следующим признакам:

1) по числу полюсов:

- однополюсные;
- трехполюсные (отдельные полюсы объединяются общим валом, связанным с приводом разъединителя);

2) по роду установки:

- внутренней;
- наружной;

3) по конструкции:

- рубящего типа;
- поворотного типа;
- подвесные;
- пантографические;
- ножничные и т.д.

Для внутренней установки применяются разъединители только рубящего типа: однополюсные серии РВО и трехполюсные серии РВ, РВК (коробчатого типа), РВУ (усиленные), РВФ (фигурные), выпускаемые на напряжения 6, 10, 20, 35 кВ.

Такой разъединитель представляет собой рубильник, смонтированный на опорных изоляторах.

На одном изоляторе шарнирно закреплен нож разъединителя, на втором – неподвижный контакт. На токи до 1000 А нож состоит из 2 медных полос, на большие токи – из 3-4. Для прохождения больших токов эффективно применение неподвижных контактов коробчатого сечения, а ножей – корытообразной формы.

Нож вращается вокруг одного из контактов. Необходимое давление в контактах создается пружинами.

Также имеются заземляющие ножи, которые могут располагаться с одной стороны или с двух сторон. Привод главных ножей – электродвигательный, заземляющих – ручной.

Разъединители, устанавливаемые в ОРУ, должны обладать соответствующей изоляцией и выполнять свои функции в неблагоприятных условиях (обледенение и др.).

Распространены разъединители серии РНВ (наружной установки, вертикального типа). Недостатком разъединителей рубящего типа являются большие размеры в отключенном состоянии (до 10 м – для 500 кВ). Поэтому нож выполняют из двух частей, которые «ломают» разъединитель при отключении.

Еще большее распространение получили горизонтально-поворотные разъединители на напряжение до 750 кВ серии РНД и РНДЗ (двухколонковые, с заземляющими ножами). Они имеют меньшие габариты, проще управление.

Главный нож в них также состоит из двух частей, но они перемещаются в горизонтальной плоскости при повороте колонок изоляторов, на которых закреплены.

Разъединители новой серии РГ на напряжение 35-220 кВ не имеют гибких связей (с контактными выводами), они более долговечны, работоспособны (даже при гололеде до 20 мм).

В установках 500-750 кВ широко применяются подвесные разъединители серии РПН. Подвижная контактная система, состоящая из контактных наконечников и груза, подвешена на гирлянде изоляторов к portalу из железобетона. Неподвижная контактная система состоит

из кольца, укрепленного на опорных изоляторах. При отключении груз поднимается, контакт размыкается.

Управление разъединителями осуществляется с помощью приводов: ручных, электродвигательными, пневматическими.

Короткозамыкатель – это автоматически включающийся разъединитель, предназначенный для создания искусственного КЗ.

Импульс для работы привода короткозамыкателя подается от релейной защиты (время включения 0,3-0,5 с), а отключение производится вручную. В результате созданного КЗ на питающем конце срабатывает защита и отключает выключатель питающей линии. За время бестоковой паузы после отключения автоматически отключается *отделитель* (примерно через 0,5-0,8 секунд с момента возникновения КЗ).

В результате место повреждения оказывается отключенным, а нормальная работа линии восстанавливается благодаря АПВ (автоматическое повторное включение).

В установках напряжением 35 кВ применяют двухполюсные короткозамыкатели, выше – однополюсные. Привод имеет пружину, которая обеспечивает включение заземляющего ножа на неподвижный контакт, находящийся под напряжением.

Например, КЗ-110, КЭ -35 (с элегазовым наполнением).

Отделитель внешне не отличается от разъединителя, но у него для отключения есть пружинный привод, который автоматически срабатывает при необходимости. Пружины расположены в основании отделителя. Включение отделителя производится вручную.

Серия ОД, ОЭ – 110/1000 (с элегазовым наполнением).

Отделители и короткозамыкатели открытой конструкции недостаточно надежны в мороз, гололед. Поэтому разработаны аппараты с контактной системой, расположенной в закрытой камере, наполненной элегазом. Достоинством короткозамыкателей и отделителей закрытого исполнения с элегазовым наполнением является четкая работа и малые времена включения и отключения.

Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей производится по условиям для выбора высоковольтных выключателей без выбора отключающей способности.

4.6. Общие сведения о реакторах

Токоограничивающим реактором называется электрический аппарат, выполненный в виде катушки с определенной индуктивностью и предназначенный для ограничения ТКЗ и поддержания напряжения на шинах во время аварии. Основная область применения реакторов – электрические сети напряжением 6 – 10 кВ.

Реактор представляет собой индуктивную катушку, не имеющую сердечника из магнитного материала. Благодаря этому он обладает постоянным индуктивным сопротивлением, не зависящим от величины протекающего тока.

По конструкции различают два вида реакторов:

- 1) одинарные
- 2) сдвоенные

В зависимости *от места установки* в РУ реакторы подразделяются:

- на линейные, т.е. стоящие на отходящих линиях
- групповые, питающие группу потребителей
- секционные, осуществляющие электрическую связь между секциями шин.

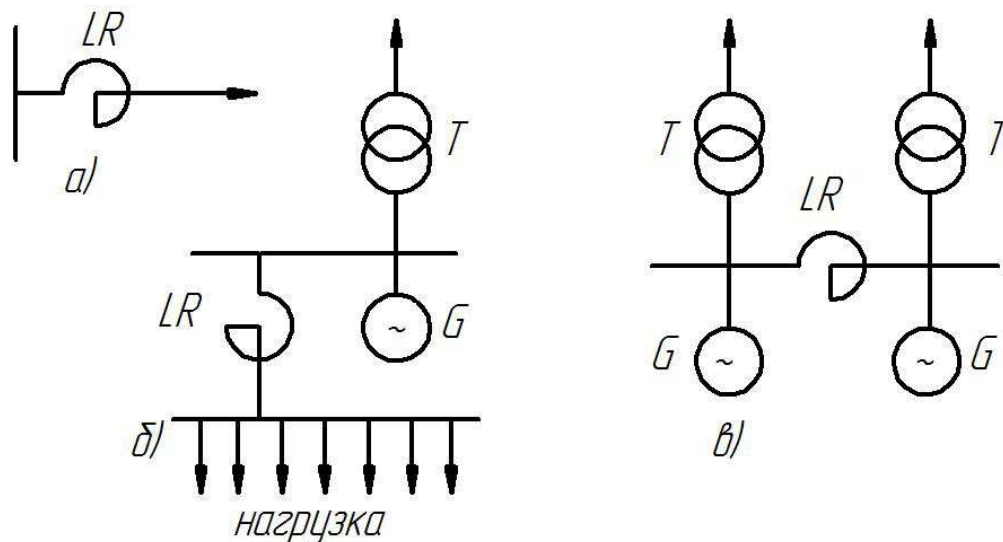


Рис.4.2. Типы реакторов в зависимости от места установки:
а) линейный; б) групповой; в) секционный.

Одним из *основных параметров* реакторов является их реактивность (относительное индуктивное сопротивление):

$$x_{p.\%} = x_p (\sqrt{3} I_{\text{ном.р.}} / U_{\text{ном.р.}}) \cdot 100, \quad (4.16)$$

где $x_p = \omega L$ - индуктивное сопротивление реактора, $I_{\text{ном.р.}}$, $U_{\text{ном.р.}}$ - номинальные ток и напряжение реактора.

Реактивность линейных реакторов принимается равной 6-8 %, секционных 8-12 %.

К недостаткам реакторов можно отнести:

- 1) большую потерю напряжения в нормальном режиме работы;
- 2) большие потери мощности;
- 3) большие масса и габариты.

4.7. Выбор токоограничивающих реакторов

Параметры реакторов выбирают исходя из условий ограничения токов КЗ, а кроме того, производят проверку по следующим условиям:

- а) напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- б) максимальному току $I_{\text{max}} \leq I_{\text{номLR}}$;
- в) электродинамической стойкости $i_y \leq i_{\text{ном.дин}}$;
- г) термической стойкости $I_{\text{п}}^2 \cdot t_{\text{п}} \leq I_{\text{ном.тс}}^2 \cdot t_{\text{тс}}$,

где $U_{\text{уст}}$, $U_{\text{ном}}$ – напряжение места установки (РУНН) и номинальное напряжение реактора, кВ; I_{max} , $I_{\text{номLR}}$ – максимальный ток места установки и номинальный ток реактора, А. i_y , $i_{\text{ном.дин}}$ – ударный ток КЗ и номинальный ток электродинамической стойкости реактора, кА; $I_{\text{ном.тс}}$ – номинальный ток термической стойкости реактора, кА; $t_{\text{п}}$, $t_{\text{тс}}$ – приведенное время КЗ и паспортное время термической стойкости реактора, с.

4.8. Общие сведения о трансформаторах тока

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

В зависимости от характера объекта и структуры его управления объем контроля и место установки измерительной аппаратуры могут быть различными.

В зависимости от особенностей режима работы даже на аналогичных присоединениях количество контрольно-измерительных приборов может быть различным. Рекомендуемый перечень измерительных приборов представлен в [2].

Для питания контрольно-измерительных приборов служат трансформаторы тока и напряжения. Поэтому для выбора измерительных трансформаторов необходимо знать состав измерительных приборов, устанавливаемых в разных цепях на различных ступенях напряжения.

Измерительным трансформатором тока (ТТ) называют трансформатор, предназначенный для преобразования тока до значения, удобного для измерения.

Применение ТТ обеспечивает безопасность при работе с измерительными приборами и реле, поскольку цепи высшего и низшего напряжений разделены; позволяет унифицировать конструкции измерительных приборов для номинального вторичного тока 5 А (реже 1 А или 2,5 А), что упрощает их производство и снижает стоимость.

Первичная обмотка 1 ТТ включается последовательно в цепь измеряемого тока (рис.4.3).

Ко вторичной обмотке 3 последовательно подключаются токовые катушки измерительных приборов или реле. Поскольку токовые цепи измерительных приборов и реле имеют малое сопротивление, то трансформатор тока нормально работает в режиме, близком к режиму КЗ. Если разомкнуть вторичную обмотку, магнитный поток в магнитопроводе резко возрастёт. В этом режиме магнитопровод может нагреться до недопустимой температуры, а на вторичной разомкнутой обмотке появится высокое напряжение, достигающее в некоторых случаях десятков киловольт.

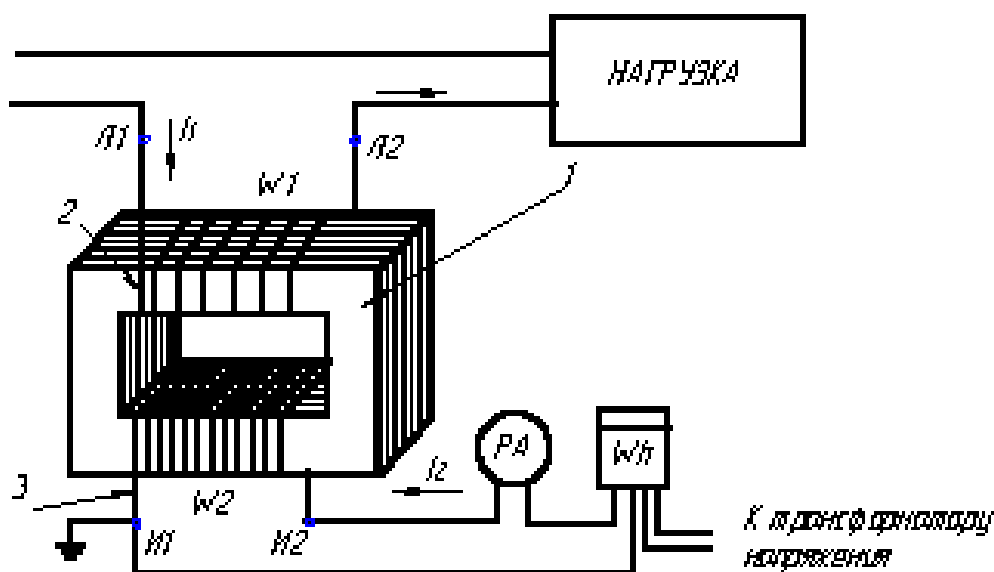


Рис.4.3. Схема подключения трансформатора тока

Из-за указанных явлений не разрешается размыкать вторичную обмотку трансформатора тока при протекании тока в первичной обмотке. При необходимости замены измерительного прибора или реле предварительно замыкается накоротко вторичная обмотка трансформатора тока (или шунтируется обмотка реле, прибора).

Выводы первичной обмотки обозначают буквами Л1, Л2, вторичной - И1, И2.

Классификацию ТТ проводят по следующим признакам.

1. По месту установки: на открытом воздухе, в закрытом помещении, в полостях электрооборудования.

2. По способу установки: проходные, опорные, встроенные.

3. По числу ступеней трансформации: одноступенчатые, каскадные.

4. По выполнению первичной обмотки: одновитковые, многовитковые.

5. По назначению вторичных обмоток: для измерения, для защиты, для измерения и защиты.

К основным номинальным параметрам ТТ относят следующие:

1. Номинальный первичный ток – ток, который длительно может протекать по первичной обмотке.

2. Номинальный вторичный ток – указываемый в паспортных данных

Погрешности трансформаторов тока. Вторичный ток трансформатора, увеличенный в $K_{ном}$ раз, отличается от первичного тока как по модулю, так и по фазе вследствие потерь мощности в трансформаторе. Разность этих значений, отнесенная к первичному току, представляет собой токовую погрешность

$$f = (I_2 K_{ном} - I_1) / I_1. \quad (4.17)$$

Погрешность может быть выражена в процентах. Её считают положительной, если $I_2 K_{ном}$ превышает первичный ток.

Угол δ между векторами первичного и вторичного токов составляет угловую погрешность трансформатора тока. Её считают положительной, если вектор вторичного тока опережает вектор первичного тока. Угловая погрешность может быть выражена в радианах или минутах.

Нагрузка трансформаторов тока – это полное сопротивление внешней цепи $z = \sqrt{r^2 + x^2}$, выраженное в Омах. Сопротивления r и x слагаются из сопротивлений приборов, соединительных проводов и контактов. Вместе с сопротивлением z должен быть указан коэффициент мощности $\cos\varphi_2$, где $\varphi_2 = \arctg(x/r)$. Нагрузку трансформаторов тока можно характеризовать также полной мощностью, ВА, $S_2 = I_{2\text{ном}} \cdot z$ при номинальном вторичном токе и коэффициенте мощности. Эти две величины – S_2 и $\cos\varphi_2$, определяют сопротивление вторичной цепи.

Так, например, если нагрузка трансформатора указана равной 20ВА при $\cos\varphi_2 = 0,8$, это означает, что полное сопротивление внешней цепи $z = 20/5^2 = 0,8$ Ом; активное сопротивление

$$r = z \cdot \cos\varphi_2 = 0,8 \cdot 0,8 = 0,64 \text{ Ом};$$

индуктивное сопротивление $x = z \cdot \sin\varphi_2 = 0,8 \cdot 0,6 = 0,48$ Ом. По мере увеличения числа последовательно включённых приборов нагрузка трансформатора растёт, т.е. увеличиваются значения z и S_2 .

Под номинальной вторичной нагрузкой трансформатора тока понимают нагрузку, при которой погрешности не выходят за пределы, установленные для трансформаторов рассматриваемого класса точности.

Классы точности. Измерительные трансформаторы тока разделены на шесть классов точности в соответствии с предельными погрешностями при определённых условиях работы в соответствии с табл. 4.1.

Как видно из таблицы, класс точности соответствует предельной токовой погрешности при первичном токе, равном 100-120% номинального. Трансформаторы тока, предназначенные для лабораторных

измерений, должны отвечать классу точности 0,2; трансформаторы, предназначенные для присоединения счётчиков, - классу 0,5; для присоединения щитовых приборов могут быть использованы трансформаторы классов 1 и 3.

Уменьшение погрешностей трансформаторов тока может быть достигнуто следующими средствами:

- а) подгонкой витков;
- б) компенсацией противонамагничиванием;
- в) компенсацией с помощью магнитного шунта.

Подгонка или отмотка витков состоит в уменьшении числа витков вторичной обмотки по сравнению с номинальным, вычисленным по формуле $w_{2ном}/w_{1ном} = I_{1ном}/I_{2ном}$. В результате происходит соответственное увеличение вторичного тока I_2 (при прежнем значении первичного $I_{1ном}$), что приводит к уменьшению токовой погрешности. Для подгонки часто требуется произвести отмотку части витка, что может быть выполнено по схемам.

Таблица 4.1

Пределы погрешностей трансформаторов тока (по ГОСТ 7746-78*)					
Класс точности	Условия работы		Предельные значения погрешности		
	$\frac{I_1}{I_{1ном}} \cdot 100\%$	Пределы вторичной нагрузки при $\cos\varphi_2=0.8\%$	токовой, %	угловой	
				мин	рад
0,2	5	25-100	±0,75	±30	±0,9
	10		±0,5	±20	±0,6
	20		±0,35	±15	±0,45
	100-120		±0,20	±10	±0,3
0,5	5	25-100	±1,5	±90	±2,7
	10		±1,0	±60	±1,8
	20		±0,75	±45	±1,35
	100-120		±0,5	±30	±0,9

1,0	5	25-100	±3,0	±180	±5,4
	10		±2,0	±120	±3,6
	20		±1,5	±90	±2,7
	100-120		±1,0	±60	±1,8
3,0	50-120	50-100	+3,0	Не нормируется	
5,0	50-120	50-100	+5,0	То же	
10	50-120	50-100	+10	То же	

При компенсации противонамагничиванием сердечник трансформатора тока разделяется на два параллельных сердечника обычно равного сечения. Обмотка состоит из общей части, которая охватывает обе половины сердечника, и подмагничивающей (дополнительной) части, которая накладывается отдельно на обе или чаще только на одну половину сердечника. Подмагничивающая часть обмотки составляет продолжение общей, и вторичный ток, обтекающий эту обмотку, является источником подмагничивания.

Подмагничивание сердечника осуществляется с таким расчётом, чтобы рабочая индукция его могла быть доведена до значения, соответствующего наибольшей магнитной проницаемости для данного материала. Нормально обе половины сердечника работают на участке кривой намагничивания вблизи наибольшего значения магнитной проницаемости.

Дополнительное подмагничивание создаётся неуравновешенными намагничивающими силами первой и второй половин сердечника, сдвинутыми по фазе на угол, близкий к 180° , вследствие чего результирующая намагничивающая сила оказывается очень небольшой.

При компенсации с помощью магнитного шунта подмагничивание сердечника, необходимое для смещения его режима работы на участок с наибольшей магнитной проницаемостью, достигается полем рассеяния, образующимся в сердечнике благодаря применению магнитного шунта. Такой шунт наиболее эффективно действует до

его насыщения, т.е. при небольших первичных токах в 10 – 50% номинального.

Трансформаторы тока выпускаются только в однофазном исполнении для отдельного включения в линию одной фазы.

При производстве измерений или выполнении защиты в цепях трёхфазного тока в зависимости от требований и необходимости трансформаторы тока могут устанавливаться в одной, двух и трёх фазах первичной цепи и соединяться с измерительными приборами по соответствующей схеме.

В трёхпроводных установках трёхфазного тока при равномерной нагрузке, например в цепях трёхфазных двигателей, может применяться схема с одним трансформатором тока.

В сетях 35 кВ и ниже, работающих с изолированной нейтралью для включения измерительных приборов и реле защиты применяют два трансформатора тока.

В сетях с напряжением 110 кВ и выше, т.е. в системах с эффективно заземлённой нейтралью, где возможны короткие однофазные замыкания на землю, применяют схему звезды с тремя трансформаторами тока во всех фазах.

Конструкции трансформаторов тока. Различают трансформаторы тока для внутренних и наружных электроустановок. Как правило, трансформаторы тока для внутренних установок имеют только сухую изоляцию, для наружных – комбинированную бумажно-маслянную изоляцию с погружением в трансформаторное масло.

По способу установки различают трансформаторы проходные, опорные и встроенные в аппараты, по конструкции первичной обмотки – одновитковые и многовитковые.

Условное обозначение типа трансформатора тока состоит из букв, характеризующих конструкцию, способ и род установки трансформаторов тока, и цифр, обозначающих номинальное напряжение в киловольтах, классы точности сердечников с вторичными обмотками, номинальный первичный ток.

Буквы означают следующее: Р – сердечник с обмоткой для питания релейной защиты; Д – то же для дифференциальной защиты; К – то же для компаундирования возбуждения генераторов; Т – трансформатор тока; П указывает на то, что трансформатор проходной (при отсутствии её – трансформатор опорный); О – одновитковый стержневой; Ш – шинный; К – многовитковый катушечный; З – трансформатор тока нулевой последовательности для защиты от замыканий на землю; Л – изоляция литая из эпоксидного компаунда; Ф – фарфоровая; В – воздушная; К (при повторном использовании) – конденсаторная; Р (при повторном использовании) – разъёмный; У – усиленный; А – под алюминиевые шины; К (повторно и в конце обозначения) – каскадный; М – модернизированный ; Н – указывает на то, что трансформатор тока наружной установки.

4.9. Выбор измерительных трансформаторов тока

Выбор осуществляется по следующим параметрам:

- а) напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- б) максимальному первичному току $I_{max} \leq I_{1ном}$;
- в) конструкции и классу точности;
- г) электродинамической стойкости $i_y \leq i_{ном.дин}$;
- д) термической стойкости $I_{II}^2 \cdot t_{II} \leq I_{ном.тс}^2 \cdot t_{тс}$;
- е) вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{2ном}$,

где S_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока, ВА; $S_{2ном}$ – номинальная (допустимая) вторичная нагрузка выбранного трансформатора тока, ВА.

Для определения вторичной нагрузки S_2 трансформатора тока необходимо знать состав приборов, определяемый по [2], и мощности, потребляемые приборами (паспортные данные выбранных приборов).

При определении вторичной нагрузки заполняют табл.4.2., распределяя измерительные приборы равномерно по фазам.

Таблица 4.2

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр				
Варметр				
Ваттметр				
Счетчик Р				
Счетчик Q				
ИТОГО				

Для расчетов принимается наиболее загруженная фаза. Именно ее нагрузку сравнивают с паспортными данными трансформатора тока.

Определяют общее сопротивление приборов по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{S_2}{I_2^2}, \quad (4.18)$$

Определяют допустимое сопротивление соединительных проводов по формуле:

$$r_{\text{пр}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (4.19)$$

Определяют сечение и тип контрольного кабеля:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}}. \quad (4.20)$$

где ρ – удельное сопротивление материала жилы кабеля, $\frac{ом \cdot м}{мм^2}$ (0,0283 – для алюминиевых жил; 0,0175 – для медных). Кабель с медной жилой принимается во вторичных цепях электрооборудования блочных электростанций и подстанций с высшим напряжением 220 кВ и выше, в остальных случаях принимается кабель с алюминиевой жилой.

$l_{расч}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока; принимается равной $\sqrt{3} \cdot l$ при соединении трансформаторов тока в неполную звезду и l – при соединении в полную звезду.

В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели. По условию механической прочности сечение выбранного кабеля должно быть не менее 4 мм² для алюминиевых жил и 2,5 мм² для медных.

4.10. Общие сведения о трансформаторах напряжения

Для измерения высоких напряжений служит трансформатор напряжения ТН (рис.4.4). По принципу устройства, конструкции и схеме включения он представляет собой силовой трансформатор очень небольшой мощности (25 – 500 ВА), который работает в режиме, близком к холостому ходу, так как приборы, питаемые от него, имеют очень большое внутреннее сопротивление.

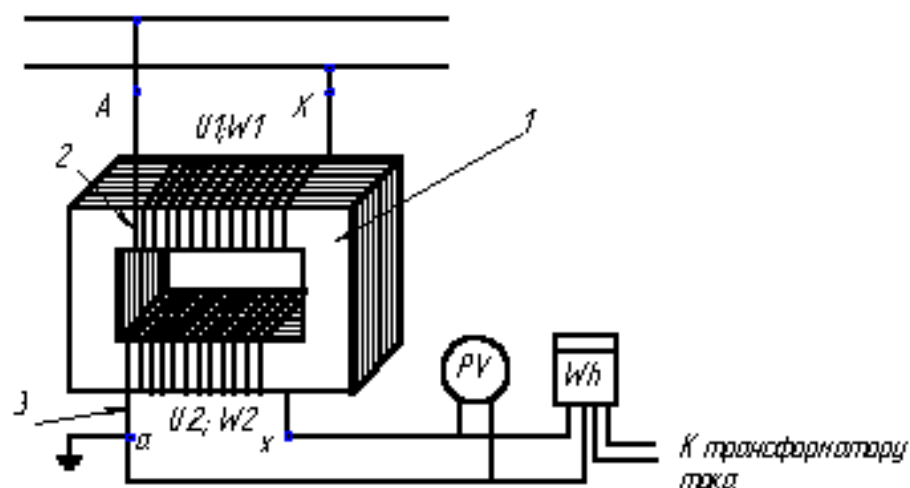


Рис. 4.4. Схема подключения трансформатора напряжения

Трансформатор имеет замкнутый сердечник 1, собранный из листовой электротехнической стали, и наложенные на него две обмотки.

Первичная обмотка 2 присоединяется параллельно к шинам высокого напряжения; во вторичную обмотку 3 включают вольтметры, частотомеры и параллельные обмотки счётчиков, ваттметров и реле защиты и автоматики. Для безопасности обслуживания один выводной конец вторичной обмотки обязательно заземляется.

Классификация ТН производится по следующим признакам:

1) по способу подключения к цепи: непосредственному (электромагнитные ТН) или через ёмкость (ёмкостные ТН);

2) по числу ступеней трансформации: одноступенчатые и многоступенчатые (каскадные); одноступенчатые ТН изготавливаются на напряжение до 35 кВ, многоступенчатые – на 110 кВ и выше;

3) по числу обмоток: двух или трёхобмоточные;

4) по числу фаз: однофазные и трёхфазные; трёхфазные изготавливаются на напряжения до 35 кВ;

5) по способу охлаждения: сухие (с естественным воздушным охлаждением) и масляные (с естественным масляным охлаждением);

6) по роду установки: внутренней и наружной.

К основным номинальным параметрам ТН относятся следующие:

1. *Номинальное первичное напряжение* $U_{1\text{ном}}$ - это такое напряжение, на которое рассчитана изоляция первичной обмотки. Кроме того, ТН должен неограниченно долго работать и при напряжении, превышающем номинальное на 5 – 10%. Это напряжение называется наибольшим рабочим напряжением $U_{\text{нр}}$.

2. *Номинальное вторичное напряжение* $U_{2\text{ном}}$ – напряжение, на которое рассчитаны приборы, присоединяемые ко вторичной обмотке. Номинальные напряжения основных вторичных обмоток должны быть 100 В для однофазных ТН, включаемых на напряжение между фазами, и $100/\sqrt{3}$ В для однофазных ТН, включаемых между фазой и землей.

3. *Номинальный коэффициент трансформации*, равный отношению первичного и вторичного номинальных напряжений (или номинальных чисел витков первичной $\omega_{1\text{ном}}$ и вторичной $\omega_{2\text{ном}}$ обмоток),

$$k_{\text{ном}} = U_{1\text{ном}}/U_{2\text{ном}} = \omega_{1\text{ном}}/\omega_{2\text{ном}}. \quad (4.21)$$

При напряжении U_2 на зажимах вторичной обмотки первичное будет $U_1 = k_{\text{ном}} \cdot U_2$. Шкалы измерительных приборов, присоединяемых ко вторичной обмотке ТН, градуируют в значениях первичного напряжения, т.е. $k_{\text{ном}} \cdot U_2$.

4. *Нагрузка ТН* – это полная суммарная мощность, потребляемая приборами, подключёнными ко вторичной обмотке (обмоткам) ТН:

$$S_{2\text{н}} = U_{2\text{ном}}/z_{2\text{н}}, \quad (4.22)$$

где $S_{2\text{н}}$ – нагрузка ТН, ВА; $z_{2\text{н}}$ – полное сопротивление цепи, присоединённой к зажимам вторичной обмотки, Ом.

Приборы, подключаемые к зажимам вторичной обмотки, обычно выполняют так, что их коэффициент мощности $\cos\varphi_2 = 0,8$, однако суммарный коэффициент мощности нагрузки ТН может существенно отличаться от этого значения. По мере увеличения числа подключенных приборов полное сопротивление вторичной цепи уменьшает-

ся, вследствие чего нагрузка увеличивается. Ток во вторичной обмотке ТН определяется потреблением присоединённых приборов. В первичной обмотке ток равен геометрической сумме тока намагничивания и тока нагрузки, приведённого к первичному напряжению.

5. *Номинальная нагрузка* $S_{2н ном}$ – нагрузка, при которой погрешности ТН не выходят за пределы, установленные для данного класса точности. Превышение нагрузки над номинальной вызывает увеличение погрешностей и переход ТН в более низкий класс точности. Таким образом, один и тот же ТН может быть использован в разных классах точности с соответствующим изменением его номинальной вторичной нагрузки $S_{2н ном}$.

6. *Погрешности ТН* обуславливаются потерями мощности в его магнитопроводе и в обмотках. Различают угловую погрешность δ и погрешность напряжения f_U .

Погрешность напряжения трансформатора определяется по формуле

$$f_U = (k_{ном} \cdot U_2 - U_1) \cdot 100\% / U_1. \quad (4.23)$$

Угловая погрешность определяется углом между вектором вторичного напряжения U_2 , повернутым на 180° , и вектором первичного напряжения U_1 .

Погрешности ТН зависят от размеров магнитопровода, магнитных свойств стали, конструкции обмотки, сечения проводов, а также - от нагрузки и первичного напряжения. Предельные погрешности отнесены к следующим условиям: частота - 50 ± 5 Гц, первичное напряжение от 0,8 до 1,2 номинального, нагрузка - от 0,25 номинальной до номинальной при коэффициенте мощности $\cos\varphi_2 = 0,8$.

7. *Класс точности.* В зависимости от величины погрешности ТН разделяются на 4 класса точности, значения которых для номинального напряжения и мощности приводятся в табл.4.1.

ТН класса точности 0,2 применяются для точных измерений, проверок и исследований при наладочных работах, приёмочных испыта-

ниях оборудования, для подключения вычислительных машин, приборов автоматического регулирования частоты, градуировки эксплуатационных приборов и т.д.

ТН классов 0,5 и 1 используются для подключения щитовых приборов, расчётных и контрольных счётчиков и прочих измерительных устройств, у которых погрешность напряжения не должна превышать 0,5 или 1%. Для подключения расчётных счётчиков должны применяться ТН класса 0,5.

ТН класса 3 и грубее используются в цепях релейной защиты, устройствах автоматики, для питания сигнальных ламп и в иных устройствах, где допустима погрешность измерения 3% и больше.

Таблица 4.3

Предельные значения погрешностей ТН (по ГОСТ 1983 – 77)		
Класс точности	Наибольшая погрешность в напряжении, %	Наибольшая угловая погрешность, мин
0,2	±0,2	±10
0,5	±0,5	±20
1	±1,0	±40
3	±3,0	Не нормируется

Схемы соединения ТН. В электроустановках необходимо измерять напряжения между фазами (линейные) и напряжения по отношению к земле (фазные). В зависимости от этого применяют однофазные, трёхфазные или группы однофазных трансформаторов, включаемых по соответствующим схемам, которые обеспечивают выполнение нужных измерений и работу защит.

Технические характеристики и конструкции ТН. ТН различного исполнения применяются в электрических цепях переменного тока с номинальными напряжениями от 380 В до 750 кВ. ТН с первичным напряжением до 500 кВ включительно предназначены для работы на

высоте не более 1000 м над уровнем моря, а ТН с первичным напряжением 750 кВ – для работы на высоте не более 500 м.

Обозначение ТН содержит буквенную часть, в которой буквы означают следующее: Н – трансформатор напряжения; О – однофазный; Т – трёхфазный; С – с естественным воздушным охлаждением (сухой); Л – с литой изоляцией; Г – с газовой изоляцией; М – с естественным масляным охлаждением; Ф – в фарфоровой крышке; З – с заземлённым выводом первичной обмотки; И – с обмоткой для контроля изоляции; Э – для установки на экскаватор; К – в серии НОСК – для комплектных распределительных устройств; К – в серии НКФ – каскадный; К – в серии НТМК – с компенсацией угловой погрешности.

В большинстве случаев цифровая часть означает следующее: первое число – класс напряжения, второе – год разработки. В серии НОЛ (например НОЛ08-6) первая группа цифр (08) означает порядковый номер или шифр разработки, а вторая – класс напряжения.

Сухие ТН выпускаются на напряжение до 35 кВ включительно. Обмотки сухих ТН, выполненные проводом ПЭЛ с изоляцией между обмотками из электрокартона, применяются в установках до 1000 В (НОС-0,5). При напряжении установки более 1 кВ сухие ТН имеют литую изоляцию на основе компаунда из метакриловых смол и пылевидного кварца.

ТН с литой изоляцией имеют ряд преимуществ. Их можно устанавливать в любом положении по отношению к горизонтали, они пожаро- и взрывобезопасны, имеют меньшие размеры по сравнению с масляными.

Наиболее широкое распространение имеют масляные ТН.

В масляных ТН до 35 кВ включительно выемная часть помещается в сварной бак из листовой стали круглой или овальной формы и заполняется маслом.

В каскадных ТН на 110 кВ и выше типа НКФ всё устройство помещается в фарфоровую ребристую крышку и заполняется трансформаторным маслом.

В настоящее время масляные однофазные ТН типа НОМ выпускаются на напряжения 6, 10, 15 и 35 кВ, масляные баковые трёхфазные ТН (компенсирующие) типа НТМК выпускаются на 6 и 10 кВ и трёхфазные пятистержневые, трёхобмоточные типа НТМИ – на 6, 10 и 20 кВ.

4.11. Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим параметрам:

а) по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;

б) по вторичной нагрузке $S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$;

где $S_{2ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности В·А, при этом следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника – удвоенную мощность одного трансформатора; $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А;

в) по конструкции и классу точности.

Для определения вторичной расчетной нагрузки трансформатора напряжения состав приборов определяют по [2,7], а мощности, потребляемые приборами, по паспортным данным приборов.

При определении вторичной нагрузки заполняют табл.4.4., распределяя измерительные приборы равномерно по фазам.

Число приборов в табл. 4.4., определяется по числу присоединений к одной секции РУНН.

Таблица 4.4

Прибор	Тип	с одной обмотки, В·А	Число обмоток	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность

							$P, \text{ Вт}$	$Q, \text{ В} \cdot \text{ Ар}$
Вольтметр								
Ваттметр								
Варметр								
Счетчик P								
Счетчик Q								
ИТОГО							$P_{\text{приб}\Sigma}$	$Q_{\text{приб}\Sigma}$

Суммарная вторичная нагрузка трансформатора напряжения определяется путем суммирования мощностей (активной $P_{\text{приб}\Sigma}$ и реактивной $Q_{\text{приб}\Sigma}$), потребляемых каждым измерительным прибором, согласно формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}\Sigma}^2 + Q_{\text{приб}\Sigma}^2} \quad (4.24)$$

4.12. Выбор трансформаторов собственных нужд

К потребителям собственных нужд (СН) подстанции относятся: электродвигатели системы охлаждения силовых трансформаторов и пожаротушения, оперативные цепи, аппаратура связи и телемеханики, освещение, электроотопление помещений ЗРУ и подогрев приводов аппаратов высокого напряжения, вентиляция.

В качестве оперативного тока на подстанциях используются:

а) постоянный ток от аккумуляторной батареи, рекомендуется на подстанциях 35-220 кВ, где установлено три и более выключателей на стороне высшего и среднего напряжения;

б) выпрямленный постоянный ток с применением устройств: БПН или БПНС (блок питания с подключением к трансформатору напряжения), БПТ (блок питания с подключением к трансформаторам тока) и другие выпрямительные устройства;

в) переменный ток с подключением к трансформаторам собственных нужд, рекомендуется предусматривать на подстанциях 35-220 кВ с отделителями и короткозамыкателями.

На двухтрансформаторных подстанциях 35–750 кВ, как правило устанавливают два ТСН, мощности которых выбирают в соответствии с нагрузками с учетом допустимой аварийной перегрузки.

Для определения общей мощности потребителей собственных нужд подстанции составляется таблица электрических нагрузок собственных нужд подстанции (табл. 4.5). Нагрузку определяют по справочным данным.

Нагрузку потребителей СН определяют суммированием нагрузки каждого электроприемника СН по формуле:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (4.25)$$

где k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности нагрузки, принимают $k_c=0,8$; $P_{уст}$ – суммарная активная установленная мощность электроприемников СН, кВт; $Q_{уст}$ – суммарная реактивная установленная мощность электроприемников СН, кВ·Ар.

Мощность ТСН определяют по формуле:

$$S_{ТСН} \geq \frac{S_{расч}}{1,4}, \quad (4.26)$$

Предельная мощность каждого ТСН не должна превышать 630 кВА.

Таблица 4.5

Назначение потребителя	Количество	Установленная мощность, кВт	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Нагрузка	
					$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВ·Ар.
1	2	3	5	6	7	8

Охлаждение трансформаторов						
Подогрев приводов выключателей						
Освещение ОРУ 35-220 кВ						
Освещение РУ-10 кВ						
Вентиляция РУ-10 кВ						
Подогрев шкафов РУ-10 кВ						
Прочие потребители						
ИТОГО					P_{Σ}	Q_{Σ}

Присоединение ТСН к сети выполняют в зависимости от оперативного тока подстанции. Выбираются два трансформатора собственных нужд с подключением каждого (на подстанциях с оперативным переменным и выпрямленным током) отпайкой к шинам ввода силового трансформатора (до выключателя ввода) через разъединители и предохранители, чтобы при подаче напряжения на силовой трансформатор появилось и питание цепей оперативного тока (вариант 1 рис. 4.5).

При оперативном постоянном токе от аккумуляторной батареи трансформаторы собственных нужд подключаются к секциям сборных шин РУ-10 кВ (вариант 2 рис. 4.5).

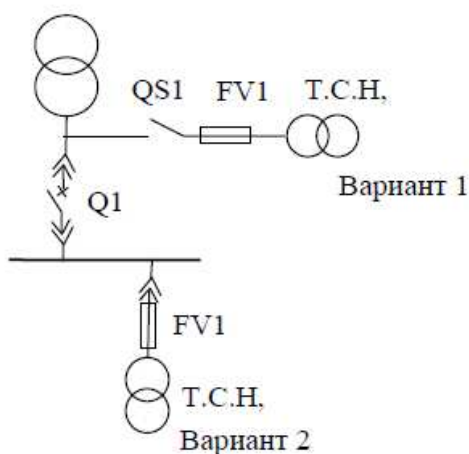


Рис.4.5. Схема присоединения ТСН подстанции

Контрольные вопросы

1. Поясните суть метода определения мощности силового трансформатора ГПП по суточному графику мощности.
2. Дайте определение высоковольтному выключателю.
3. По каким признакам классифицируют выключатели?
4. По каким параметрам производят выбор высоковольтных выключателей?
5. Каково назначение разъединителей, отделителей и короткозамыкателей?
6. В каких случаях применяют токоограничивающие устройства?
7. Как классифицируют токоограничивающие реакторы?
8. Назначение измерительных трансформаторов?
9. В каком режиме работает трансформатор тока и напряжения?
10. Какие приборы подключают к измерительным трансформаторам?
11. Что является нагрузкой собственных нужд подстанции?
12. Как выполняется присоединение трансформатора собственных нужд?

Глава 5. ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И ИЗОЛЯТОРОВ

5.1. Выбор шин и шинных конструкций

Токосоведущие части в распределительных устройствах 35 кВ и выше электростанций и подстанций обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС. Гибкие провода применяются также для соединения блочных трансформаторов с ОРУ. В некоторых

конструкциях ОРУ часть или вся ошиновка может выполняться алюминевыми трубами.

Соединение трансформатора с РУ-10 кВ осуществляется гибкими токопроводами, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. В РУ-10 кВ применяется жесткая ошиновка.

Выбор шин РУ-10 кВ сводится к выбору сечения и проверке выбранного сечения на термическую и электродинамическую стойкость к токам КЗ. Сечение шин выбирают по следующим параметрам:

1. По нагреву длительно проходящим током. При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонтов. Условие выбора:

$$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{доп}} \quad (5.1)$$

где I_{max} - максимальный ток послеаварийного режима подстанции, А, $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шин выбранного сечения q , А; принимается по справочным данным:

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{номтр}}}{U_{\text{номНН}}}, \quad (5.2)$$

2. Проверка шин на термическую стойкость при КЗ. Производится по условию:

$$q_{\text{min}} \leq q, \quad (5.3)$$

где q_{min} - минимальное сечение, по термической стойкости, мм². Определяется по формуле (5.4); q - сечение выбранной по первому условию шины, мм²; $q=b \times h$, b - ширина полосы, мм, h - длина полосы, мм:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (5.4)$$

где B_K - импульс квадратичного тока КЗ, кА²*с, определяемый по формуле (5.5); C - функция, значения которой приведены в [7]:

$$B_K = I_{П.0}^2 \cdot t_{отк}, \quad (5.5)$$

где $I_{П.0}$ – сверхпереходное значение периодической составляющей тока КЗ, кА; $t_{отк}$ – время отключения тока КЗ, с.

3. Проверка шин на электродинамическую стойкость сводится к сравнению допускаемого механического напряжения для выбранного металла на изгиб $\sigma_{доп}$ с расчетным значением $\sigma_{расч}$.

При расчете однополосных шин наибольший изгибающий момент M , Н·м, при трехфазном КЗ, определяется по выражению:

$$M = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2 \cdot l^2}{a}, \quad (5.6)$$

где $i_y^{(3)}$ – ударный ток, трехфазного КЗ, кА; a – расстояние между осями разных фаз, м; l – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м; принимается равной $l = 1,5 - 2,0$ м.

Минимальная величина, a выбирается по табл. 5.1.

Таблица 5.1

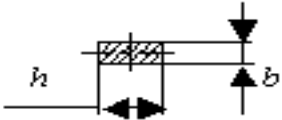
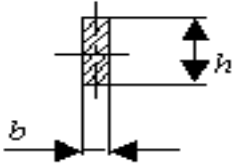
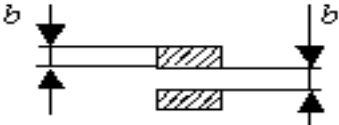

Исполнение РУ	Минимальное расстояние между осями фаз, м для напряжения, кВ				
	6	10	35	110	220
ОРУ	0,22	0,22	0,44	1,0	2,2
ЗРУ	0,1	0,13	0,32	0,8	1,8

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}, \quad (5.7)$$

где W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³; определяется по табл.5.2.

Таблица 5.2

Сечение шин	Момент сопротивления, W	Момент инерции, J
	$\frac{b * h^2}{6}$	$\frac{b * h^3}{12}$
	$\frac{h * b^2}{6}$	$\frac{h * b^3}{12}$
	$\frac{b * h^2}{3}$	$\frac{b * h^3}{6}$
	$\frac{h * b^2}{3}$	$\frac{h * b^3}{6}$

Шины механически прочны, если выполняется условие:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}} \quad (5.8)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин, МПа; принимается по справочным данным.

Если каждая фаза выполняется из двух полос, то возникающие усилия между полосами и между фазами не должны приводить к их соприкосновению. Для уменьшения этого усилия в пролете между полосами устанавливают прокладки. Пролет между прокладками l_n выбирается таким образом, чтобы электродинамические силы, возникающие в момент КЗ, не приводили к соприкосновению полос.

$$l_n \leq 0,216 * \sqrt{i_y^{(3)}} * \sqrt[4]{\frac{E * J_n}{k_\phi}}. \quad (5.9)$$

Механическая система две полосы – изоляторы должна иметь частоту собственных колебаний больше 200 Гц, чтобы не произошло

резкого увеличения усилия в результате механического резонанса. Исходя из этого величина l_n выбирается еще по одному условию:

$$l_n \leq 0,133 * 10^{-2} * \sqrt[4]{\frac{E * J_n}{m_n}}, \quad (5.10)$$

где J_n – момент инерции полосы, см^4 ; k_ϕ – коэффициент формы (рис.5.1); m_n – масса полосы на единицу длины, кг/м ; E – модуль упругости материала шин, Па .

В расчет принимается меньшая из двух величин, определенных по (5.9) и (5.10).

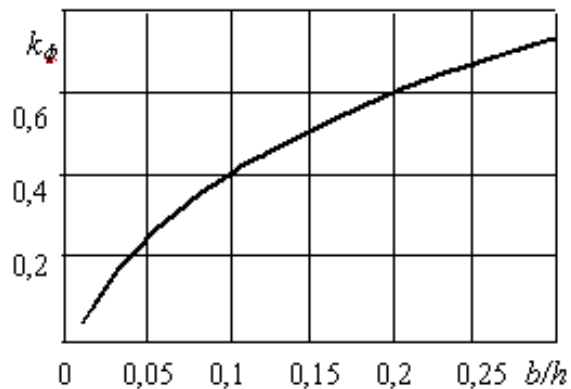


Рис. 5.1. Кривая для определения коэффициента формы шин k_ϕ

Силу взаимодействия между полосами в пакете из двух полос определяют по выражению:

$$f_n = \frac{k_\phi * i_y^2}{4 * b} * 10^{-7}. \quad (5.11)$$

Напряжение от взаимодействия полос, МПа :

$$\sigma_n = \frac{f_n * l_n^2}{12 * W_n}, \quad (5.12)$$

где W_n – момент сопротивления одной полосы, см^3 .

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз, МПа :

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} * 10^{-8} * \frac{l^2}{a * W_{\phi}} * i_y^2, \quad (5.13)$$

где W_{ϕ} – момент сопротивления пакета шин, см³.

Шины механически прочны, если выполняется условие:

$$\sigma_{расч} = \sigma_n + \sigma_{\phi} \leq \sigma_{доп}. \quad (5.14)$$

При токах КЗ свыше 30 кА шины прямоугольного сечения не проходят по механической прочности, поэтому в этом случае применяют шины коробчатого сечения.

Шины коробчатого сечения обладают большим моментом инерции, поэтому расчет производится без учета колебательного процесса конструкции. Принимая, что швеллеры шин соединены жестко по всей длине, а сами шины располагаются в вершинах равностороннего треугольника, расчетная формула для определения напряжения в материале имеет вид:

$$\sigma_{расч} = 2,2 \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot 10^{-8}, \quad (5.15)$$

где W_{y0-y0} – момент сопротивления, см³; принимается по справочным данным [4,7] в зависимости от сечения шин.

Шины механически прочны, если выполняется условие (5.8).

5.2. Выбор изоляторов

В РУ шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, которые выбираются по следующим параметрам:

- а) по напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- б) по допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$,

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор, Н; $F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора, Н;

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{расч}}; \quad (5.16)$$

$F_{\text{расч}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб, Н. Определяется по справочным данным, приведенным в [8].

Расчетная сила на головку изоляторов определяется по формуле:

$$F_{\text{расч}} = k \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (5.17)$$

где k – коэффициент, зависящий от типа шин ($k = \sqrt{3}$ – для шин прямоугольного сечения, $k=1,62$ – для шин коробчатого сечения); $i_y^{(3)}$ – ударный ток, трехфазного КЗ, кА; a – расстояние между осями разных фаз, м; l – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м.

Проходные изоляторы выбираются аналогично опорным, только расчетная сила, действующая на изолятор, уменьшается в два раза.

5.3. Выбор сечения кабелей отходящих линий

Силовые кабели широко используют для передачи электроэнергии от шин 6 – 10 кВ подстанции к цеховым трансформаторным подстанциям.

Выбор кабелей производят по следующим условиям:

а) по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;

б) по допустимому току $I_{\text{мах}} \leq I_{\text{доп}}$,

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток с учетом поправки на количество проложенных рядом кабелей k_1 и на температуру окружающей среды k_2 :

$$I_{\text{доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{доп, ном.}} \quad (5.18)$$

При проектировании можно принять $k_1=1$, а k_2 по табл. 5.3.

Таблица 5.3

Расстояние между кабелями в свету, мм	Коэффициент k_2 при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
200	1	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
30	1	0,93	0,9	0,84	0,86	0,85

в) по экономической плотности тока

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{max}}}{J_{\text{эк}}} \quad (5.19)$$

где $J_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм². Принимается в зависимости от конструкции кабеля и материала жил по табл. 5.4.

Из двух сечений, выбранных по допустимому току и по экономической плотности, принимают наибольшее.

Выбранное по предыдущим условиям сечение кабеля проверяют на термическую стойкость по условию, принимая C по табл. 5.4.

Таблица 5.4.

Тип кабеля	$J_{\text{эк}}, \text{А/мм}^2$	$C, \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2}$ при напряжении, кВ	
		6	10
Кабели с бумажной изоляцией	2,5/1,4	140/92	143/94
Кабели с ПВХ или резиновой изоляцией	3,1/1,7	114/75	118/78
Кабели с полиэтиленовой изоляцией	3,1/1,7	94/62	98/65

Примечание: числитель – для меди, знаменатель – для алюминия.

Контрольные вопросы

1. Что такое шинная конструкция?
2. Для чего служат шинные конструкции?
3. По каким условиям выбирают шины и шинные конструкции?
4. В каких случаях применяют шины коробчатого сечения?
5. Какова особенность расчета шин коробчатого сечения?
6. Назначение изоляторов?
7. Критерии проверки выбранных изоляторов?
8. В чем особенность выбора проходных изоляторов?
9. По каким условиям производят выбор сечения кабеля?
10. От чего зависит экономическая плотность тока кабеля?
11. Какую проверку проводят для выбранного сечения кабеля?

Глава 6. РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

6.1. Расчет молниезащиты подстанции

Согласно [11] главная понизительная подстанция промышленного предприятия относится к специальным объектам с ограниченной опасностью. Исходя из этого для нее установлен уровень защиты от

прямых ударов молнии с коэффициентом 0,99, что указывает на положении радиуса защиты молниеотвода на высоте $0,8h$.

Для защиты электрооборудования и сооружений подстанций 20 – 220 кВ как правило применяются многократные (3 – 4) стержневые молниеотводы, располагаемые, на порталах ОРУ и на здании ЗРУ 6 – 10 кВ (рис. 6.1).

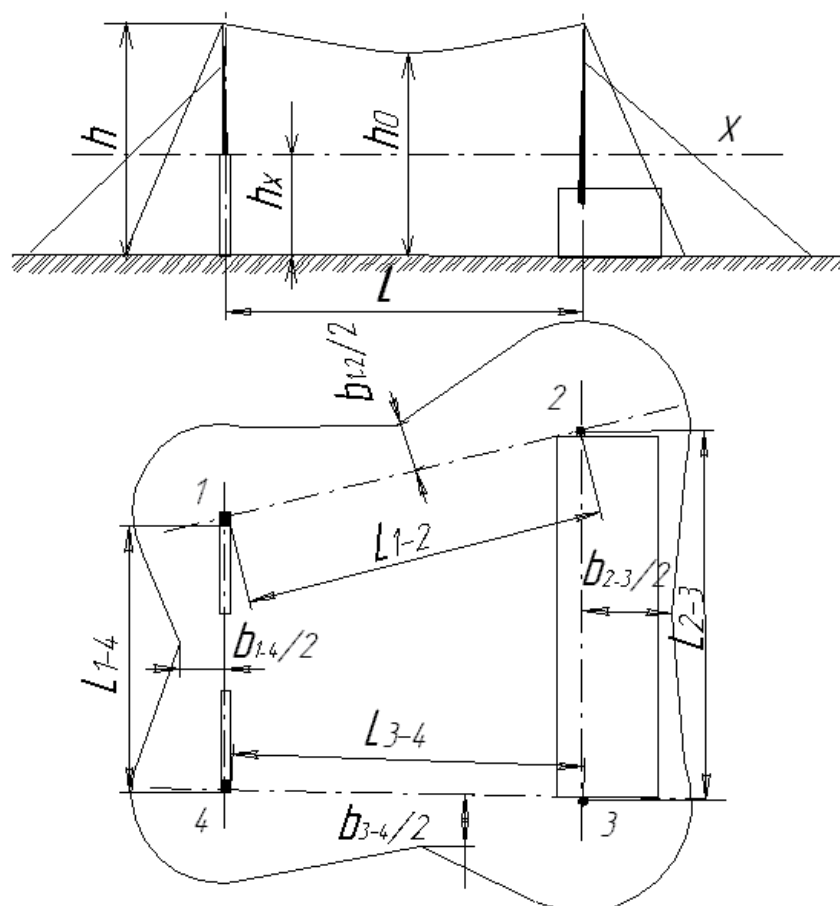


Рис. 6.1. Зона защиты многократного стержневого молниеотвода

Расчет молниезащиты подстанции сводится к определению высоты молниеотводов и построению зоны защиты. Расчет производят в следующем порядке.

1. По известным данным D и h_x (см. рис.6.1) определяют ориентировочную высоту молниеотводов:

$$h \geq \frac{D}{8 \cdot p} + h_x, \quad (6.1)$$

где D – диагональ прямоугольника, образованного четырьмя стержневыми молниеотводами, м; h_x – высота защищаемого объекта (обычно $h_x=8$ м); p – поправочный коэффициент зависящий от высоты молниеотвода ($p=1$ при $h<30$ м и $p=5,5 \cdot \sqrt{h}$ при $h>30$). Для заводских подстанций $p=1$.

2. Определяют высоту зоны защиты h_0 между парами соседних молниеотводов.

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L_{1-2}^2}, \quad (6.2)$$

где L_{1-2} – расстояние между молниеотводом, расположенным на входном портале, и молниеотводом, расположенном на здании ЗРУ, м; принимается в зависимости от размеров подстанции.

3. Определяется оптимальная высота молниеотводов.

$$h_{opt} = 0,571 \cdot h_0 + \sqrt{0,183 \cdot h_0^2 + 0,0357 \cdot L_{1-2}^2}, \quad (6.3)$$

4. Определяется радиус зоны защиты r_x , м, на высоте h_x каждого молниеотвода.

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3} h,$$

$$r_x = 0,75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > \frac{2}{3} h.$$

5. Определяется ширина зоны защиты b_x , для каждой пары молниеотводов.

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3} h,$$

$$b_x = 1,5 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > \frac{2}{3} h.$$

6. По полученным данным строят внешнюю границу зоны защиты молниеотводов (рис.6.1).

6.2. Расчет заземляющего устройства

Заземлением называется преднамеренное гальваническое соединение металлических частей электроустановки с заземляющим устройством. При этом различают:

- Рабочее заземление предназначенное для обеспечения нормальной работы электроустановки. К нему относят заземление нейтралей силовых трансформаторов, измерительных трансформаторов напряжения и т. д.
- Защитное заземление для обеспечения безопасности персонала при обслуживании электроустановки.
- Грозозащитное заземление для обеспечения эффективной защиты электроустановок от грозовых перенапряжений.

Обычно для всех трех типов заземлений используют одно заземляющее устройство. Различают естественные и искусственные заземлители. На подстанциях часто в качестве естественного заземлителя используется система тросы-опоры с сопротивлением заземлителя $R_e=1,2\text{Ом}$. Искусственные заземлители, как правило, выполняют контурными, то есть их сооружают по контуру электроустановки. Такие заземлители обязательны для электроустановок выше 1000 В. В качестве искусственных заземлителей применяют: для вертикального погружения в землю – стальные стержни диаметром 12-16 мм, угловую сталь с толщиной стенки не менее 4 мм или стальные трубы с толщиной стенки не менее 3,5 мм; для горизонтальной укладки – стальные полосы толщиной не менее 4 мм или круглую сталь диаметром 6 мм.

Рекомендуется принимать длину вертикальных стержневых электродов 2-5 м, а электродов из угловой стали 2,5-3 м. Верхний конец вертикального заземлителя целесообразно заглублять на 0,5-0,7 м от поверхности земли. Горизонтальные заземлители предназначены для связи вертикальных заземлителей и функционируют как самостоятельные заземлители.

Расчет заземлителя производят в следующем порядке.

1. Определяется допустимое сопротивление заземляющего устройства.

Заземлитель выполняется общим для нескольких уровней напряжений. Для электроустановок напряжением выше 1000 В с глухозаземленной нейтралью с большими токами замыкания на землю сопротивление заземляющего устройства согласно ПУЭ должно быть не более 0,5 Ом. Для электроустановок напряжением выше 1000 В с изолированной нейтралью сопротивление должно удовлетворять условию (6.4), но не более 10 Ом:

$$R_3 \leq \frac{U_3}{I_3}, \quad (6.4)$$

где $U_3=250$ В, если заземляющее устройство используется только для электроустановок выше 1000 В, $U_3=125$ В, если заземляющее устройство используется одновременно и для электроустановок до 1000 В. В данном случае к ним можно отнести потребителей собственных нужд подстанции.

За расчетную величину сопротивления принимается наименьшее.

Ёмкостной ток замыкания на определяется по упрощенному выражению:

$$I_3 = \frac{U(35l_K + l_B)}{350}, \quad (6.5)$$

где U – линейное напряжение сети, кВ, l_K , l_B – суммарная длина электрически связанных между собой кабельных и воздушных линий.

2. Определяется необходимое сопротивление искусственного заземлителя с учетом использования естественного заземлителя:

$$R_{II} = \frac{R_e R_3}{R_e - R_3}, \quad (6.6)$$

3. Определяется расчетное удельное сопротивление грунта для горизонтальных и вертикальных электродов с учетом повышающего коэффициента K_{II} , учитывающего высыхание грунта летом и промерзание зимой. Для второй климатической зоны значение повышающе-

го коэффициента при применении стержневых электродов длиной 2-3 м и глубине заложения их вершины 0,5-0,8 м принимается равным 1,5-1,8, при применении протяжных электродов и глубине заложения 0,8 м принимается равным 3,5-4,5:

$$\begin{aligned}\rho_{рг} &= \rho \cdot K_{п} \\ \rho_{рв} &= \rho \cdot K_{п},\end{aligned}$$

где ρ - удельное сопротивление грунта определяется по приложению П6.

4. Предварительно с учетом отведенной территории намечают расположение заземлителей по контуру. С расстоянием между горизонтальными электродами равному одному, двум или трем длинам вертикальных электродов.

5. Определяется сопротивление растеканию одного вертикального электрода в соответствии с формулами приведенными в приложении П7. Эти формулы даны для стержневых электродов из круглой стали или труб. Если в качестве вертикальных электродов используется уголок, то диаметр уголка определяют по формуле $d=0.95b$, где b – ширина сторон уголка.

6. Определяется ориентировочное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования $K_{ИВ}$ (приложение П8):

$$N = \frac{R_{ОВЭ}}{K_{ИВ} R_{И}}, \quad (6.7)$$

где $R_{ОВЭ}$ – сопротивление растеканию одного вертикального электрода.

7. Определяется расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов $R_{ргэ}$

$$R_{ргэ} = \frac{R_{гэ}}{K_{Иг}}, \quad (6.8)$$

где $R_{ГЭ}$ – сопротивление растеканию горизонтальных электродов, определяемое по приложению П7. $K_{И}$ – коэффициент использования горизонтальных электродов в зависимости от ориентировочного числа вертикальных электродов приводится в приложении П9.

8. Уточняется необходимое сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов:

$$R_{ВЭ} = \frac{R_{ПГЭ} R_{И}}{R_{ПГЭ} - R_{И}}. \quad (6.9)$$

9. Определяют число вертикальных электродов с учетом уточненного коэффициента использования:

$$N = \frac{R_{ОВЭ}}{K_{ИВУ} R_{ВЭ}}. \quad (6.10)$$

10. Принимают окончательное число вертикальных электродов из условия их размещения.

11. Заземляющие проводники проверяют на термическую стойкость:

$$S_T = I_P \sqrt{t_{П}} / K_T, \quad (6.11)$$

где I_P – расчетный ток через проводник. Токи однофазного КЗ в сетях с эффективно заземленной нейтралью превышают ток трехфазного КЗ на 20 %, и подлежат отключению релейной защитой, поэтому $t_{П} = t_{РЗ} + t_{ОТКВ.}$, где $t_{РЗ}$ – время срабатывания релейной защиты, $t_{ОТКВ.}$ – время отключения выключателя, K_T – температурный коэффициент.

Дополнительно к контуру на территории устанавливается сетка из продольных полос с поперечными связями каждые 6м. Дополнительно для выравнивания потенциалов по краям контура прокладываются углубленные полосы. Эти неучтенные электроды уменьшают

общее сопротивление заземлителя, проводимость их идет в запас надежности.

Контрольные вопросы

1. Назначение молниезащиты?
2. Что является исходными данными для расчета молниезащиты?
3. Какова типа молниезащиту применяют для подстанций 20 – 220 кВ?
4. К чему сводится расчет молниезащиты подстанции?
5. Какова высота защищаемого объекта при расчете молниезащиты подстанции?
6. Виды заземления и их назначение?
7. Какие виды заземлителей существуют?
8. Какова нормируемая величина сопротивления для естественного заземлителя?
9. Что представляет собой заземляющее устройство?
10. Какие меры принимают для уравнивания потенциалов при монтаже заземляющего устройства?
11. Какова рекомендуемая длина вертикальных заземлителей?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В учебном пособии рассмотрены вопросы проектирования главной понизительной подстанции промышленного предприятия.

Сведения, содержащиеся в учебном пособии, позволяют производить выбор основных параметров и основного электрооборудования, производить расчет заземляющего устройства и молниезащиты ГПП.

Справочный материал, представленный в учебном пособии, необходим при выполнении инженерных расчетов в ходе курсового и дипломного проектирования по специальности (профилю) «Электро-снабжение».

Учебное пособие формирует у студентов навыки самостоятельного проектирования и способствует формированию компетенций в соответствии с ФГОС ВО.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 607 с.
2. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В.. Электрооборудование электрических станций и подстанций – 2-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2008. – 448 с.
3. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учебное пособие для ВУЗов. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.

4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд. – М. : НЦ ЭНАС, 2009.
5. СТО 59012820-29.240.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения.
6. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. пособие. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480 с.
7. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
8. Библиотека электрика: ПУЭ 7; МПОТ; ПТЭ – Новосибирск.: Сиб.унив. изд-во, 2010. – 688с., ил.
9. ГОСТ 14209-97
10. ГОСТ 687 – 78Е
11. СО-153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» утверждена приказом Минэнерго России № 280 от 30.06.2003 г.
12. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования
13. СН 174-75. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий
14. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ. 2004. – 964 с.
15. РТМ 36.18.32.4-92. Проектирование электроустановок. Руководящий технический материал. Указания по расчету электрических нагрузок.
16. НТП ЭПП-94. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования. 1-я редакция

ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П1

Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p для питающих сетей напряжением до 1000 В

n_3	Коэффициент использования K_u								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14	1,0
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,60	1,33	1,14	1,0
3	4,05	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1,0
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,06	1,0
5	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,03	1,0

6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,11	1,13	1,06	1,01	1,0
7	2,49	1,86	1,54	1,23	1,12	1,10	1,04	1,0	1,0
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,0	1,0
9	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1,0	1,0
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1,0	1,0	1,0
11	2,11	1,61	1,35	1,1	1,06	1,04	1,0	1,0	1,0
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1,0	1,0	1,0
13	1,99	1,52	1,29	1,06	1,04	1,01	1,0	1,0	1,0
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0
15	1,89	1,46	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17	1,81	1,41	1,21	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	1,78	1,39	1,19	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
19	1,75	1,36	1,17	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	1,72	1,35	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	1,69	1,33	1,15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	1,67	1,31	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
23	1,64	1,30	1,12	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
24	1,62	1,28	1,11	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
25	1,6	1,27	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
30	1,51	1,21	1,05	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
35	1,44	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
40	1,4	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
45	1,35	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
50	1,3	1,07	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
60	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
70	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
80	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
90	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
100	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Таблица П2

Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p на шинах НН цеховых трансформаторов и для магистральных шинопроводов напряжением до 1 кВ

n_3	Коэффициент использования K_u							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 и более
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1,0
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,0
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,0	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93
6-8	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9-10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

10-25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
25-50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85
Более 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8

Таблица ПЗ

Значения коэффициентов использования, мощности и спроса для типовых потребителей электроэнергии

Потребители электроэнергии	Коэффициент		
	K_{Π}	$\cos\varphi$	K_c
Металлорежущие станки: мелкосерийного производства с нормальным режимом работы;	0,12	0,4	0,14
мелкие токарные, строгальные, долбежные, фрезерные, сверлильные, карусельные, точильные и т.п.	0,16	0,5	0,2
Крупносерийное производство при тяжелом режиме работы: штамповочные прессы, автоматы, револьверные, обдирочные, зубофрезерные станки.	0,17	0,65	0,25
Крупные токарные, строгальные, фрезерные, карусельные и расточные станки с особо тяжелым режимом работы: приводы молотов, ковочных машин, волочильных станков, очистных барабанов, бегунов и др.	0,2	0,65	0,35
Многоподшипниковые автоматы для изготовления деталей из прутков.	0,2	0,5	0,23
Шлифовальные станки шарикоподшипниковых заводов.	0,2-0,35	0,65	0,25-0,4

Окончание таблицы ПЗ

Потребители электроэнергии	Коэффициент		
	K_{Π}	$\cos\varphi$	K_{Π}
Автоматические поточные линии обработки металлов	0,5-0,6	0,7	0,5-0,6
Переносной электроинструмент.	0,06	0,5	0,1
Подъемно-транспортные механизмы: элеваторы, транспортеры, шнеки, конвейеры несблокированные;	0,4	0,75	0,5
то же заблокированные;	0,55	0,75	0,65
краны, тельферы при ПВ 25 %;	0,05	0,5	0,1
то же при ПВ 40 %;	0,1	0,5	0,2

Сварочное оборудование: трансформаторы для ручной сварки; трансформаторы для автоматической и полуавтоматической сварки для:	0,3	0,35	0,35
шовных машин;	0,35	0,5	0,5
стыковых и точечных машин;	0,35	0,6	0,6
Дуговые сталеплавильные печи вместимостью 0,5-1,5 т для фасонного литья (в подсобных цехах с автоматическим регулированием электродов).	0,5	0,8	0,55
Насосы, компрессоры, двигатели-генераторы.	0,7	0,8	0,75
Вентиляторы, эксгаустеры, вентиляционное оборудование.	0,65	0,8	0,7
Литейные машины, очистные и кантовочные барабаны, бегуны, шаровые мельницы и т.п.	0,3	-	0,4
Двигатели-генераторы однопостовые	0,3	0,6	0,35
То же многопостовые	0,5	0,7	0,7
Электрические печи: сопротивления с непрерывной (автоматической) загрузкой, сушильные шкафы с периодической загрузкой;	0,7	0,95	0,8
индукционные низкой частоты;	0,7	0,35	0,8
дуговые сталеплавильные вместимостью 3-10 т с автоматическим регулированием электроприводов: для качественных сталей с механизированной загрузкой;	0,75	0,9	0,8
для качественных сталей без механизированной загрузки;	0,6	0,87	0,65
для фасонного литья с механизированной загрузкой.	0,75	0,9	0,8
Механизмы непрерывного транспорта: питатели пластинчатые, барабанные, дисковые и т.п.	0,3-0,4	-	0,6

Таблица П4.

Значение коэффициента одновременности K_o для определения расчетной нагрузки на шинах 6 (10) кВ РП и ГПП

Средневзвешенный коэффициент использования	Число присоединений 6 (10) кВ на сборных шинах РП, ГПП			
	2-4	5-8	9-25	Более 25
$K_u < 0,3$	0,9	0,8	0,75	0,7
$0,3 \leq K_u < 0,5$	0,95	0,9	0,85	0,8
$0,5 \leq K_u \leq 0,8$	1,0	0,95	0,9	0,85
$K_u > 0,8$	1,0	1,0	0,95	0,9

Таблица П5

Нормы максимально допустимых систематических перегрузок при температуре охлаждающей среды +100С

h', ч	М и Д								ДЦ и Ц							
	K _{ПДОП} , при K ₁ =0,25-1,0								K _{ПДОП} , при K ₁ =0,25-1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	1,84	1,71	1,69	1,67	1,64	1,61	1,57	1,52	1,44
1,0	+	+	+	2,00	1,94	1,86	1,76	1,60	1,57	1,55	1,54	1,52	1,49	1,46	1,42	1,35
2,0	1,76	1,73	1,70	1,67	1,63	1,58	1,51	1,40	1,41	1,4	1,39	1,38	1,36	1,34	1,31	1,26
4,0	1,46	1,44	1,43	1,41	1,39	1,36	1,32	1,25	1,28	1,27	1,27	1,26	1,25	1,24	1,22	1,19
6,0	1,33	1,32	1,31	1,30	1,29	1,27	1,24	1,20	1,21	1,21	1,21	1,20	1,20	1,19	1,18	1,15
8,0	1,26	1,26	1,25	1,24	1,23	1,22	1,20	1,17	1,18	1,18	1,17	1,17	1,17	1,16	1,15	1,13
12,0	1,19	1,19	1,18	1,18	1,17	1,16	1,15	1,13	1,14	1,14	1,14	1,13	1,13	1,13	1,12	1,11
24,0	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07

Нормы максимально допустимых аварийных перегрузок при температуре охлаждающей среды -100С

h', ч	М и Д								ДЦ и Ц							
	K _{Пав} , при K ₁ =0,25-1,0								K _{Пав} , при K ₁ =0,25-1,0							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
4,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
6,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
8,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
12,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
24,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

Таблица П6

Среднее удельное сопротивление грунтов

Наименование грунтов	Удельные сопротивления ρ , См·м
Глина (слой 7 – 10 м, далее ска- ла, гравий)	70
Глина каменистая (слой 1 – 3 м, далее гравий)	100
Земля садовая	50

Известняк	2000
Лёсс	250
Мергель	2000
Песок	500
Песок крупнозернистый валунами	1000
Скала	4000
Суглинок	100
Супесок	300
Торф	20
Чернозем	30

Таблица П7

Формулы для определения сопротивления растеканию тока различных заземлителей

Тип заземлителя	Расположение заземлителя	Формула	Примечание
-----------------	--------------------------	---------	------------

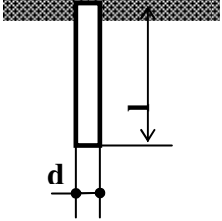
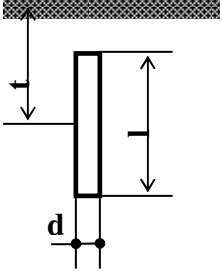
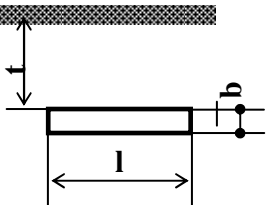
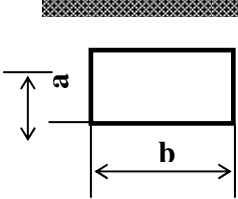
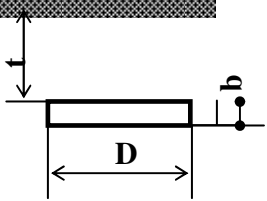
Вертикальный, из круглой стали, верхний конец у поверхности земли		$R_{BO} = \frac{\rho_{\text{расч.б.}}}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d}$	$l > d$
Вертикальный, из круглой стали, верхний конец ниже уровня земли		$R_{BO} = \frac{\rho_{\text{расч.б.}}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right)$	$l >$
Горизонтальный, из полосовой стали, протяженный, ниже уровня земли		$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{расч.б.}}}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt}$	$\frac{l}{2t} \geq 2,5$; <i>b</i> – ширина полосы; если заземлитель круглый диаметром <i>d</i> , то $b = 2d$
Пластинчатый, вертикальный, ниже уровня земли		$R_{BO} \approx 0,25 \frac{\rho_{\text{расч.б.}}}{\sqrt{ab}}$	<i>a</i> и <i>b</i> – размеры сторон пластины
Кольцевой, из полосовой стали, горизонтальный, ниже уровня земли		$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{расч.г.}}}{2\pi^2 D} \ln \frac{8D^2}{bt}$	<i>b</i> – ширина полосы; $t < D/2$; если заземлитель круглый диаметром <i>d</i> , то $b = 2d$

Таблица П8

Коэффициенты использования вертикальных заземлителей, размещенных по контуру, без учета влияния горизонтальных электродов СВЯЗИ

Отношение расстояний между вертикальными электродами к их длине a/l	Число вертикальных электродов	$K_{ИВ}$
1	4	0,66 – 0,72
	6	0,58 – 0,65
	10	0,52 – 0,58
	20	0,44 – 0,50
	40	0,38 – 0,44
	60	0,36 – 0,42
	100	0,33 – 0,39
2	4	0,76 – 0,80
	6	0,71 – 0,75
	10	0,66 – 0,71
	20	0,61 – 0,66
	40	0,55 – 0,61
	60	0,52 – 0,58
	100	0,49 – 0,55
3	4	0,84 – 0,86
	6	0,78 – 0,82
	10	0,74 – 0,78
	20	0,68 – 0,73
	40	0,64 – 0,69
	60	0,62 – 0,67
	100	0,59 – 0,65

Таблица П9

Коэффициенты использования горизонтальных соединительных электродов в контуре из вертикальных электродов

Отношение расстояний между верти- кальными электродами к их длине a/l	Число вертикальных электродов в контуре n								
	4	6	8	10	20	30	50	70	100
1	0,45	0,40	0,36	0,34	0,27	0,24	0,21	0,20	0,19
2	0,55	0,48	0,43	0,40	0,32	0,30	0,28	0,26	0,24
3	0,70	0,61	0,60	0,56	0,45	0,41	0,37	0,35	0,33

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
ВВЕДЕНИЕ	4
Глава 1. ВЫБОР ПЕРВИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГПП.....	6

1.1. Выбор номинальных напряжений ГПП	6
1.2. Определение места расположения ГПП	7
1.3. Выбор схемы и типа распределительных устройств	8
Глава 2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ И ТОКА ОТХОДЯЩИХ И ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ ГПП	15
2.1. Общие сведения о расчете системы электроснабжения промышленного предприятия	15
2.2. Расчет мощностей участков основных схем подключения заводских потребителей	18
2.3. Пример расчета системы электроснабжения промышленного предприятия.....	21
2.4. Расчет мощностей питающих линий	28
Глава 3. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	31
3.1. Составление расчетной схемы и схемы замещения. Определение параметров схемы замещения	31
3.2. Расчет токов КЗ	35
Глава 4. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГПП	39
4.1. Общие сведения о выборе трансформаторов ГПП	39
4.2. Определение мощности силовых трансформаторов по заданному суточному графику нагрузки	39
4.3. Общие сведения о высоковольтных выключателях	43
4.4. Выбор высоковольтных выключателей	46
4.5. Общие сведения о разъединителях, отделителях и короткозамыкателях	48
4.6. Общие сведения о реакторах	52
4.7. Выбор токоограничивающих реакторов	53
4.8. Общие сведения о трансформаторах тока	54
4.9. Выбор измерительных трансформаторов тока	61
4.10. Общие сведения о трансформаторах напряжения	63
4.11. Выбор измерительных трансформаторов напряжения	68
4.12. Выбор трансформаторов собственных нужд.....	69
Глава 5. ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И ИЗОЛЯТОРОВ.....	73
5.1. Выбор шин и шинных конструкций.....	73
5.2. Выбор изоляторов	78
5.3. Выбор сечения кабелей отходящих линий	78
Глава 6. РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПОД-	81

СТАНЦИИ	
6.1. Расчет молниезащиты подстанции	81
6.2. Расчет заземляющего устройства.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	88
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	89
ПРИЛОЖЕНИЯ	91

Учебное пособие

*ЗЕМЦОВ Артем Иванович
ВОКИН Игорь Александрович*

**Проектирование главной понизительной
подстанции предприятия**

Редакторы:
*Е.С. Захарова
И. А. Назарова*

Подписано в печать 25.11.2015г.
Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная
Усл. п. л. 6 Уч.-изд. л. 4,7
Тираж 100 экз. Рег. № 10/15sf

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Самарский государственный технический университет»
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. Главный корпус

Отпечатано в типографии
Самарского государственного технического университета
Филиал в г. Сызрани, 446001, г. Сызрань, ул. Советская 45