



**Федеральное агентство по образованию  
Рубцовский индустриальный институт  
ГОУ ВПО «Алтайский государственный технический  
университет им. И.И. Ползунова»**

**О.П. Балашов, Ю.С. Бурдочкин**

## **Системы электроснабжения**

Учебное пособие по курсовому проектированию для студентов  
специальности 140211 всех форм обучения

Рубцовск 2009

УДК 621.31

Балашов О.П., Бурдочкин Ю.С. Системы электроснабжения: Учебное пособие по курсовому проектированию для студентов специальности 140211 всех форм обучения /Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск, 2009. – 114 с.

В учебном пособии изложено задание на курсовой проект по дисциплине «Системы электроснабжения» и даны методические указания по выполнению курсового проектирования систем электроснабжения объектов промышленного назначения. В приложениях приводятся справочные материалы для выполнения курсового проекта, которые могут быть использованы и при дипломном проектировании.

Рассмотрено и одобрено  
на заседании кафедры  
электроэнергетики РИИ.  
Протокол № 12 от 21.12.09.

Рецензенты:  
главный энергетик ОАО «Алтакир»  
канд. физ.-мат. наук, доцент

В.М. Федотов  
В.В. Борисовский

## **СОДЕРЖАНИЕ**

<b>ПРЕДИСЛОВИЕ</b> .....	5
<b>РАЗДЕЛ 1 СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА</b> .....	6
<b>РАЗДЕЛ 2 МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА</b> .....	7
<b>2.1 ВВЕДЕНИЕ</b> .....	7
2.1.1 Краткая характеристика предприятия и его электроприемников .....	7
2.1.2 Расчет электрических нагрузок. Картограмма.....	7
2.1.2.1 Расчет нагрузок цеха (участка).....	7
2.1.2.2 Расчет осветительной нагрузки .....	8
2.1.2.3 Расчет нагрузки по цехам.....	9
2.1.2.4 Расчет нагрузок на высшем напряжении.....	10
2.1.2.5 Построение картограммы нагрузок и определение условного центра нагрузок .....	11
2.1.3 Выбор напряжения электроснабжения .....	13
2.1.4 Выбор количества и мощности трансформаторов цеховых подстанций .....	15
2.1.5 Компенсация реактивной мощности на предприятии.....	18
2.1.6 Выбор мощности трансформаторов ГПП (ПГВ) и собственных нужд подстанции .....	21
2.1.7 Выбор схемы электроснабжения предприятия .....	22
2.1.8 Расчет токов короткого замыкания в системе электроснабжения....	32
2.1.9 Выбор и проверка оборудования на ГПП (ЦРП) .....	37
2.1.10 Выбор сечений проводников питающих и распределительных сетей.....	42
2.1.11 Учет электроэнергии и измерения электрических величин .....	44
2.1.12 Выбор элементов силовой сети цеха (участка).....	45
2.1.13 Выбор защит трансформаторов ГПП и расчет защит отходящей линии .....	49
2.1.13.1 Защита кабельных или воздушных линий, питающих один или несколько трансформаторов .....	51
2.1.13.2 Защита конденсаторных установок.....	54
2.1.13.3 Защита синхронных и асинхронных двигателей напряжением выше 1000 В .....	55
2.1.13.4 Защита электропечных установок .....	60
2.1.13.5 Защита преобразовательных установок.....	61
<b>РАЗДЕЛ 3 УКАЗАНИЯ ПО ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА</b> .....	62
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	83

Приложение А Указания по расчету электрических нагрузок.....	84
Приложение Б Коэффициенты использования и мощности потребителей электроэнергии .....	95
Приложение В Удельные мощности и коэффициенты спроса осветительных установок .....	101
Приложение Г Технические данные оборудования и проводников .....	102
Приложение Д Расчетные формулы и коэффициенты для расчета токов короткого замыкания.....	105
Приложение Е Годовое число часов использования максимума нагрузки и экономическая плотность тока .....	110
Приложение Ж Номограммы и диаграммы для определения рационального напряжения электроснабжения.....	112
Приложение К Уставки срабатывания реле защит.....	114

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Задачей курсового проекта по дисциплине «Системы электроснабжения» является изучение структуры и параметров систем электроснабжения, особенностей расчёта электрических нагрузок потребителей электроэнергии, получение общих сведений о выборе параметров основного электрооборудования и его нагрузочной способности, получение практических навыков по выбору типов схем распределительных электросетей напряжением до и выше 1000 В, режимов их работы, определения их технико-экономических характеристик и областей применения.

Целью курсового проекта является формирование знаний и умений в области систем электроснабжения потребителей, а именно главных преобразующих подстанций, подстанции распределительных сетей и трансформаторных подстанций потребителей электрической энергии, в определении параметров режимов работы электрических сетей и их оптимизации с учётом компенсации реактивной мощности, в координации токов коротких замыканий, методы и средства кондиционирования параметров напряжения и других показателей качества электроэнергии, а также развитие у студентов навыков разработки проектов электроснабжения потребителей различных отраслей промышленности и закрепление полученных знаний по специальным дисциплинам.

Объектом проектирования является система электроснабжения промышленного предприятия.

В первом разделе изложены структура и содержание задания комплексного курсового проекта.

Во втором разделе приведены методические указания по его выполнению.

В третьем разделе – требования по оформлению пояснительной записки.

В приложении А приведены указания по расчету электрических нагрузок.

В приложении Б приведены коэффициенты использования электроприемников.

В других приложениях приведены справочные материалы, необходимые для выполнения курсового проекта.

Данные методические указания могут быть использованы при дипломном проектировании.

Учебное пособие авторов Бурдочкина Ю.С., и Балашова О.П. по курсу «Системы электроснабжения» [15] может быть использовано только как справочный материал.

# РАЗДЕЛ 1 СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

## РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

### ВВЕДЕНИЕ

#### 1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

- 1.1 Характеристика предприятия и его электроприемников.
- 1.2 Расчет электрических нагрузок. Картограмма.
- 1.3 Выбор напряжения электроснабжения.
- 1.4 Выбор количества и мощности трансформаторов цеховых подстанций.
- 1.5 Компенсация реактивной мощности на предприятии.
- 1.6 Выбор мощности трансформаторов ГПП.
- 1.7 Выбор схемы электроснабжения предприятия.
- 1.8 Расчет токов короткого замыкания.
- 1.9 Выбор и проверка оборудования на ГПП (ЦРП).
- 1.10 Выбор сечения проводников питающих и распределительных сетей.
- 1.11 Учет электроэнергии и измерение электрических величин.
- 1.12 Выбор элементов силовой сети цеха (участка).
- 1.13 Выбор защит трансформаторов ГПП и расчет защит отходящей линии.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

#### ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Лист 1 Генплан предприятия с сетями и подстанциями.

Лист 2 Однолинейная схема электроснабжения предприятия.

Лист 3 План силовой сети цеха (участка) и схема силовой сети (участка).

#### ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

№ разделов	1.1-1.4	1.5-1.8	1.9-1.11	1.12-1.13	1.14-1.16
% выполнения	20	40	60	80	100
Срок по плану					

#### Сведения об источниках питания

1. При расчетной мощности предприятия менее 5 тыс. кВт·А предлагаются два источника:

а)  $U_{\text{пит}}=6-10$  кВ, расстояние 1,2 км,  $S_{\text{кз6}}=100$  МВ·А,  $S_{\text{кз10}}=140$  МВ·А.

б)  $U_{\text{пит}}=35$  кВ,  $l=18$  км,  $S_{\text{кз}}=550$  МВ·А.

2. При  $S_{\text{расч}}$  от 5 до 15 тыс. кВт·А источники питания:

а)  $U_{\text{пит}}=35$  кВ,  $l=18$  км,  $S_{\text{кз}}=550$  МВ·А.

б)  $U_{\text{пит}}=110$  кВ,  $l=22$  км,  $S_{\text{кз}}=1500$  МВ·А.

3. При  $S_{\text{расч}}$  более 15 тыс. кВт·А источники питания:

а)  $U_{\text{пит}}=110$  кВ,  $l=22$  км,  $S_{\text{кз}}=1500$  МВ·А.

б)  $U_{\text{пит}}=220$  кВ,  $l=38$  км,  $S_{\text{кз}}=2800$  МВ·А.

## **РАЗДЕЛ 2 МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА**

### **2.1 ВВЕДЕНИЕ**

Во вводной части курсового проекта следует охарактеризовать роль электроэнергии в народном хозяйстве, особенности и специфику систем электроснабжения для различных отраслей и привести требования, предъявляемые к системам электроснабжения, которым необходимо следовать в процессе выполнения курсового проекта. В конце введения можно привести таблицы исходных данных для проектирования.

#### **2.1.1 Краткая характеристика предприятия и его электроприемников**

В данном разделе необходимо охарактеризовать проектируемый объект (завод, комбинат, фабрика):

- к какому виду отрасли промышленности относится данное предприятие;
- предполагаемая сменность работы цехов на данном предприятии;
- основные группы электроприемников, их категория надежности электроснабжения;
- состояние окружающей среды в цехах и на территории предприятия.

С этими сведениями можно ознакомиться в [1, 2, 6, 9].

#### **2.1.2 Расчет электрических нагрузок. Картограмма**

Расчет нагрузок в курсовом проекте должен выполняться согласно действующим «Указаниям по расчету электрических нагрузок» РТМ 36.18.32.4-92 и изложенным в [4], а также приведенным в приложении А.

##### **2.1.2.1 Расчет нагрузок цеха (участка)**

Расчет нагрузок начинают с определения расчетных мощностей цеха (участка), технологическая планировка которого дана в задании. Последовательность расчета обычно такова. Вначале необходимо расставить распределительные шкафы и распределительные шинопроводы и присоединить к ним электроприемники, ориентируясь на их взаимное расположение. На один шкаф рекомендуется присоединять до 8-10 электроприемников, на шинопроводы - до 20-25, суммарной установленной мощностью не более 250-300 *кВт*, электроприемники мощностью свыше 100 - 120 *кВт* рекомендуется присоединять к магистральному шинопроводу или низковольтному щиту трансформаторной подстанции.

Питание подъемно-транспортных устройств (мостовых кранов, кран-балок и т.п.) должно осуществляться от внутренних питающих электрических сетей общего назначения напряжением 380/220 В переменного тока через открытые главные троллеи, троллейные шинопроводы или с помощью гибких кабельных токопроводов. Питание главных троллеев, троллейных

шинопроводов с расчетным током порядка 100 А и более рекомендуется осуществлять радиальными кабельными линиями от цеховых трансформаторных подстанций или магистральных шинопроводов, а при меньших токах - от распределительных шкафов или распределительных шинопроводов.

Затем по справочным данным, приведенным в приложениях Б, находят  $\hat{E}_e$  и  $\cos\varphi$  для каждой характерной группы электроприемников и далее производят расчет нагрузок по каждому ШР или ШС, участку и по цеху в целом.

Все указания по методике расчета подробно изложены в приложении А.

Результаты расчетов сводят в таблицу. Образец таблицы расчета электрических нагрузок участка (цеха) приведен в приложении А4.

После выполнения расчета нагрузок по цеху (участку) приступают к расчету нагрузок по остальным цехам и по предприятию в целом. Так как расчетная нагрузка каждого цеха состоит из осветительной и силовой, которые определяются по разным методикам, то вначале рассчитывают осветительную нагрузку каждого цеха и наружного освещения предприятия, а затем силовую.

### 2.1.2.2 Расчет осветительной нагрузки

Расчет осветительной нагрузки в курсовом проекте выполняют методом удельной мощности и коэффициента спроса. Для этого намечают тип источника света и в зависимости от предполагаемого разряда зрительных работ на объекте принимают удельную мощность осветительной нагрузки  $p_{y.d.o}$  ( $Вт/м^2$ ). Так, для работ высокой точности следует принять 18-21, для средней 15-17 и для малой точности 10-14  $Вт/м^2$ . Рекомендуемые значения  $p_{y.d.o}$  для некоторых объектов приведены в приложении В1.

По генплану предприятия, на основании указанного размера одного из цехов, производят расчет реальной площади каждого цеха. Определяют установленную мощность освещения цеха по формуле:

$$P_{y.o} = p_{y.d.o} \cdot F \cdot 10^{-3}, \quad (2.1)$$

где  $F$  - площадь рассчитываемого цеха,  $м^2$ .

В зависимости от назначения и площади цеха, объекта, по таблице приложения В2 принимают коэффициент спроса,  $\hat{E}_n$ . Расчетная мощность осветительной нагрузки определяется по формулам:

$$P_{p.o} = P_{y.o} \cdot K_c; \quad (2.2)$$

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot tg\varphi. \quad (2.3)$$

При расчете реактивной мощности осветительной установки следует учитывать, что установки с люминесцентными лампами имеют коэффициент мощности, равный 0,8 ( $tg\varphi = 0,75$ ), с лампами ДРИ, ДРЛ – 0,5 ( $tg\varphi = 1,73$ ), а с лампами ЛН – 1,0 ( $tg\varphi = 0$ ).

Полученные значения  $P_{y.o}$ ,  $P_{p.o}$  и  $Q_{p.o}$  вносят в таблицу расчета нагрузок по цехам завода в колонки 4, 7 и 8, 11 и 12 (приложение А5).



### 2.1.2.3 Расчет нагрузки по цехам

Расчет нагрузок по цехам и объектам предприятия начинают с определения по справочным материалам коэффициента мощности и коэффициента использования установленной мощности электроприемников цеха. Значения коэффициентов приведены в приложении Б2. Для цехов и подразделений, не указанных в приложении, коэффициент использования может быть принят по аналогичным производствам других отраслей хозяйства.

Методика расчета подробно изложена в приложении А. В отличие от расчета нагрузок п. 2.1.2.1 данная методика имеет некоторые особенности.

Эффективное число электроприемников в целом по цеху, объекту определяется по упрощенной формуле, исключение составляет расчет по проектируемому цеху (участку), который изложен в п. 2.1.2.1 настоящего пособия:

$$n_э = \frac{2 \sum P_n}{P_{n, \max}}, \quad (2.4)$$

при этом  $n_э$  не может быть больше фактического  $n$ . Если получается больше, то принимают  $n_э$  равным  $n$ .

По найденным значениям  $K_u$  и  $n_э$  находят значение расчетного коэффициента  $K_p$ , который определяется по таблице А1 при  $P_{ср} \leq 250 \text{ кВт}$  и по таблице А2 при  $P_{ср} > 250 \text{ кВт}$ . Это связано с тем, что при указанных мощностях в цехах наиболее экономичным является установка распределительных шкафов и шинопроводов, а не трансформаторных подстанций.

*Силовую расчетную нагрузку ранее рассмотренного цеха переносят без каких-либо изменений из таблицы нагрузок цеха в сводную таблицу расчета нагрузок по предприятию. В сводную таблицу вносится и расчетная нагрузка освещения территории предприятия – наружное освещение (приложение А5).*

Нагрузки от высоковольтных электроприемников (ЭП) в цехах определяются с учетом следующих моментов:

а) при количестве высоковольтных ЭП  $n \leq 2$  их средние и расчетные мощности приравняются к номинальным, т.е.

$$P_p = P_{с.р} = P_n; \quad (2.5)$$

$$Q_p = Q_{с.р} = P_n \cdot \text{tg}\varphi_n; \quad (2.6)$$

б) при количестве  $n > 2$  для высоковольтных ЭП, имеющих длительный режим работы, т.е.  $K_u \geq 0,6$ , и коэффициент включения, близкий к единице (вентиляторы, насосы, компрессоры и т.п.), расчетные мощности равны средним и для них  $n_э$  равно  $n$ , а  $K_p = 1$ .

$$P_p = P_{с.р} = K_u \cdot P_n; \quad (2.7)$$

$$Q_p = Q_{с.р} = K_u \cdot P_n \cdot \text{tg}\varphi_n = P_{с.р} \cdot \text{tg}\varphi_n. \quad (2.8)$$

Следует заметить, что дуговые сталеплавильные печи (ДСП) хотя и имеют резкопеременный график нагрузки, но их коэффициент использования близок к длительному режиму  $K_u \geq 0,6 - 0,75$ . Расчет нагрузки от ДСП

производится также с учетом вышеприведенных уточнений. Аналогично производится расчет и для индукционных плавильных установок. При расчете нагрузок высоковольтных электроустановок реактивная мощность определяется не по средневзвешенному  $tg\varphi$ , а по номинальному значению  $tg\varphi_n$ , соответствующему  $\cos\varphi_n$ . При этом значения  $Q_p = Q_{c.p}$  в расчете нагрузок от синхронных двигателей приводов механизмов в графы 8 и 12 заносятся со знаком «минус» (таблица А5), так как синхронные двигатели являются источниками реактивной мощности.

#### 2.1.2.4 Расчет нагрузок на высшем напряжении

Этому уровню расчета соответствует определение электрической нагрузки на шинах высоковольтных распределительных пунктов и на шинах низшего напряжения ГПП. Расчет ведется в следующей последовательности:

Суммируются значения  $\sum P_n$ ,  $\sum P_{c.p}$ ,  $\sum Q_{c.p}$  всех присоединенных к РП, ГПП нагрузок в графах 4, 7, 8 (таблица А5).

Определяется групповой коэффициент использования, который заносится в графу 5 итоговой строки.

$$K_u = \frac{\sum P_{c.p}}{\sum P_n} = \frac{\sum K_u \cdot P_n}{\sum P_n}. \quad (2.9)$$

Определяется число присоединений,  $N$  (6-10 кВ) на сборных шинах ГПП, РП. В большинстве случаев, пока не разработана схема электроснабжения, можно принять  $N$  для предприятий со средней нагрузкой  $\sum S_{c.p} \leq 5000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  в диапазоне 5-8 и 9-25 для предприятий, у которых  $\sum S_{c.p} > 5000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ . По найденному групповому  $K_u$  и числу присоединений  $N$  определяется значение коэффициента одновременности  $K_o$  по таблице А3 приложения А. Расчетные мощности  $P_p$  и  $Q_p$  определяются по выражениям:

$$P_p = K_o \sum K_u \cdot P_n = K_o \sum P_{c.p}; \quad (2.10)$$

$$Q_p = K_o \sum K_u \cdot P_n \cdot tg\varphi = K_o \sum Q_{c.p}; \quad (2.11)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

Результирующую нагрузку на стороне ВН по предприятию определяют с учетом потерь мощности в цеховых трансформаторах.

При определении потерь мощности в трансформаторах системы внутривозовского электроснабжения следует иметь в виду, что указанные потери имеют место в силовых цеховых трансформаторах, трансформаторах сталеплавильных печей и преобразовательных установок. Электродвигатели высокого напряжения питаются, как правило, на напряжении внутривозовского электроснабжения и при определении потерь мощности в цеховых трансформаторах не должны учитываться. Если потери в трансформаторах определяются в целом по заводу, то они могут рассчитываться по упрощенным формулам:

$$\Delta P'_m = 0,02S'_p; \quad (2.12)$$

$$\Delta Q'_m = 0,1S'_p, \quad (2.13)$$

где  $S'_p$  - расчетная мощность низковольтной и высоковольтной нагрузки, питающейся через трансформаторы, за исключением нагрузки от высоковольтных электродвигателей  $P_{c.p. \text{дв}}$ , которые подключаются к внутривозвратной сети, минуя цеховые трансформаторы.

Расчетные мощности для определения потерь в трансформаторах находим по формулам:

$$P'_p = K_o (\sum P_{c.p} - \sum P_{c.p. \text{дв}}); \quad (2.14)$$

$$Q'_p = P'_p \cdot \text{tg} \varphi; \text{ где } \text{tg} \varphi = \frac{\sum Q_{c.p}}{\sum P_{c.p}}; \quad (2.15)$$

$$S'_p = \sqrt{(P'_p)^2 + (Q'_p)^2}. \quad (2.16)$$

Активные и реактивные потери в трансформаторах вносятся в таблицу и суммируются со средними и расчетными нагрузками предприятия.

Расчет нагрузки на высоковольтном РП имеет некоторые особенности, заключающиеся в том, что расчетная нагрузка на РП необходима для выбора сечения питающих РП кабельных линий. Согласно «Указаниям», приложение А, при определении расчетной нагрузки для выбора сечения кабелей следует принимать  $K_p = 1$ , т.е. для РП расчетной нагрузкой является сумма среднесменных нагрузок, присоединенных к РП.

В большинстве случаев к высоковольтному РП присоединяются высоковольтные электроприемники и трансформаторные подстанции. Поэтому расчетная нагрузка на РП определяется по формулам:

$$P_{p \text{ РП}} = P_{c.p \text{ ВВ}} + \sum P_{c.p \text{ ТП}}; \quad (2.17)$$

$$Q_{p \text{ РП}} = Q_{c.p \text{ ВВ}} + \sum Q_{c.p \text{ ТП}}; \quad (2.18)$$

$$S_{p \text{ РП}} = \sqrt{P_{p \text{ РП}}^2 + Q_{p \text{ РП}}^2}. \quad (2.19)$$

Так как обычно РП имеют два ввода, то в нормальном режиме эта нагрузка делится равномерно между ними, а полностью она учитывается только в послеаварийном режиме.

### 2.1.2.5 Построение картограммы нагрузок и определение условного центра нагрузок

Картограмму нагрузок рассчитывают и строят, после того как будет выполнен чертеж генплана предприятия в удобном и наглядном масштабе: 1:500; 1:800 или 1:1000.

**Картограмма нагрузок** представляет собой нанесенные на генплан окружности, площади которых в принятом масштабе равны расчетным активным нагрузкам цехов. Каждому цеху, объекту, участку соответствует своя окружность, центр которой совмещают с центром нагрузок цеха, т.е. условной точкой потребления электроэнергии. Каждый круг может быть разделен на

секторы, соответствующие силовой низковольтной, осветительной, высоковольтной нагрузке.

Картограмма нагрузок дает представление о величине расчетной нагрузки и о ее составе.

Нагрузки по характеру размещения на генплане предприятия могут быть сосредоточенными (насосные, компрессорные) и распределенными (цеха металлообработки, текстильные и т.п.).

Поскольку площадь окружности в принятом масштабе соответствует нагрузке

$$P_{pi} = \pi r_i^2 m, \quad (2.20)$$

то из этого выражения радиус окружности определяется как

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi m}}, \quad (2.21)$$

где  $P_{pi}$  – суммарная расчетная мощность  $i$ -го цеха, участка;

$m$  – масштаб  $кВт/мм^2$ ,  $кВт/см^2$ .

Величину масштаба  $m$  подбирают экспериментально, ориентируясь на чертеж генплана предприятия и максимальную и минимальную нагрузку цехов и зданий.

На основании построенной картограммы определяют координаты центра электрических нагрузок (ЦЭН) предприятия, цеха:

$$X_o = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot X_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad Y_o = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot Y_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (2.22)$$

где  $n$  – число цехов или участков;

$X_i$  и  $Y_i$  – координаты  $i$ -го цеха или участка (в см или мм измеряют по чертежу).

Для цехов с различной сменностью и значительно отличающимися числами часов использования максимума нагрузки  $T_m$ , более правильно строить картограмму не по расчетной мощности, а по расходу энергии  $W = P_p \cdot T_i$ . В

этом случае координаты ЦЭН определяются по формулам:

$$X_o = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot T_{mi} \cdot X_i}{\sum_1^n P_{pi} \cdot T_{mi}}, \quad Y_o = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot T_{mi} \cdot Y_i}{\sum_1^n P_{pi} \cdot T_{mi}}. \quad (2.23)$$

Иногда для многоэтажных производственных зданий вводится третья координата  $Z$ . Но, как показывает опыт проектирования, в большинстве случаев ее можно не учитывать, если соблюдается условие:

$$\ell \geq 1,5h, \quad (2.24)$$

где  $h$  – высота здания;

$\ell$  – расстояние от цеха до ЦЭН.

Главную понизительную подстанцию (ГПП) размещают в центре питаемых ими электрических нагрузок или вблизи него с некоторым смещением в сторону источника питания. Если на предприятии предполагается сооружать несколько ГПП (ПГВ), то определяют ЦЭН для каждого района предприятия, нагрузки которого будут питаться от проектируемой ГПП (ПГВ).

Размещать ГПП (ПГВ) необходимо так, чтобы к ней был возможен подход ВЛ 35-110 кВ.

Выбор места размещения цеховых ТП осуществляется, как правило, без построения картограммы нагрузок цеха, но с учетом размещения наиболее мощных электроприемников. Это можно объяснить тем, что размещение цеховых ТП в центре питаемых ими нагрузок часто оказывается невозможным из-за различных ограничений (технологических, транспортных и т.п.). Если место размещения ГПП намечается вблизи цеха, в котором есть высоковольтные электроприемники и для которых необходимо сооружение РП, то в этом случае ГПП размещают рядом с этим цехом, а РУ ГПП совмещают с РП. В этом случае ГПП преобразуется в ПГВ.

Выбор местоположения РП в первую очередь определяется наличием двигателей напряжением выше 1 кВ (компрессорные, насосные и т.п.) и электротехнологических установок, например электропечей с трансформаторами, преобразовательных установок. Если от РП питаются только цеховые ТП, то место расположения РП на генплане выбирается смещенным в сторону питания и его совмещают с близлежащей цеховой ТП. Если по условиям среды нельзя сделать встроенное или пристроенное, то сооружают отдельно стоящие РП. Распределительные пункты сооружают при количестве отходящих линий не менее восьми. При меньшем количестве отходящих линий целесообразность сооружения РП должна быть экономически обоснована.

### **2.1.3 Выбор напряжения электроснабжения**

Выбор напряжения питания, т.е. внешнего электроснабжения, зависит от мощности, потребляемой предприятием, его удаленности от источника питания, напряжения, имеющегося на источнике питания.

В курсовом проекте удаленность источников питания и напряжения, имеющиеся на них, задает преподаватель. Для проектов, рассматривающих реальные предприятия, необходимо рассматривать имеющиеся источники питания и их напряжения на шинах узловых районных подстанций.

При возможности получения электроэнергии от двух и более источников питания напряжение следует выбирать на основе технико-экономического сравнения вариантов.

Для приближенного определения рационального напряжения  $U_{рац}$ , кВ, можно воспользоваться эмпирическими формулами:

1) Илларионова

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{\ell} + \frac{2500}{P}}}; \quad (2.25)$$

2) Стилла

$$U_{рац} = 4,34\sqrt{\ell + 16P}; \quad (2.26)$$

3) Никогосова

$$U_{рац} = 16\sqrt[4]{P \cdot \ell}; \quad (2.27)$$

4) Вейкерта

$$U_{рац} = 3\sqrt{S} + 0,5\ell, \quad (2.28)$$

где  $P$  и  $S$  - передаваемая активная и полная мощность предприятия,  $MВт$  или  $МВ\cdot А$ ;

$\ell$  - расстояние от ГПП (ПГВ, ЦРП) предприятия до источника питания, км.

Рекомендуется использовать формулы Илларионова, Стилла и Никогосова для предприятий, у которых расчетная нагрузка составляет более 5 тыс.  $кВ\cdot А$ , а формулу Вейкерта при электрических нагрузках до 5 тыс.  $кВ\cdot А$  включительно.

Эмпирические формулы учитывают только передаваемую мощность и длину питающей линии, но не учитывают стоимость потерь электроэнергии и наличие трансформации на напряжения 6 или 10  $кВ$ , поэтому более точную величину напряжения внешнего электроснабжения можно получить, воспользовавшись номограммами, приведенными в [1], [3] и приложении Ж.

Несмотря на значительную неопределенность задачи выбора напряжения внешнего электроснабжения, опыт выполнения технико-экономических расчетов (ТЭР) в проектной практике позволяет дать ряд общих рекомендаций:

1) напряжения 10 и 6  $кВ$  в питающих сетях может применяться для предприятий небольшой мощности (до 5  $МВ\cdot А$ ) при удаленности от источника питания до 1,5-2 километров. Напряжение 10  $кВ$  предпочтительнее, как более экономичное, если оно имеется у источника питания;

2) напряжение 20  $кВ$  пока не получило распространения из-за отсутствия массового выпуска оборудования на это напряжение (трансформаторы, выключатели и др.). Но его можно рассматривать в случае распределения по территории предприятия к цеховым подстанциям 20/6-10  $кВ$ ;

3) напряжение 35  $кВ$  имеет экономические преимущества для предприятий средней мощности при передаваемой мощности 5-15  $МВ\cdot А$  на расстояние до 10-15 км. На этом напряжении можно и распределять электроэнергию к подстанциям 35/0,4-0,66 или 35/6-10  $кВ$  с помощью магистралей глубоких вводов, когда отсутствуют электродвигатели высокого напряжения;

4) напряжение 110  $кВ$  целесообразно применять для питания предприятий средней и большой мощности порядка до 150  $МВ\cdot А$ . Для предприятий большей

мощности целесообразно рассматривать напряжение питания 220 кВ при наличии его на источнике питания.

Для распределительных сетей предприятий применяются напряжения 10 и 6 кВ, которые выбираются в зависимости от сочетания нагрузок 10; 6 и 0,4 кВ.

Использование напряжения 6 кВ целесообразно в двух случаях: при питании предприятия от ТЭЦ на генераторном напряжении 6 кВ и при значительной доле электродвигателей 6 кВ в суммарной нагрузке предприятия.

Понижающие трансформаторы с вторичным напряжением 0,4-0,66 кВ выгодно питать на напряжении 10 кВ. Для преобразовательных и электропечных установок (ДСП) стоимость трансформаторов при первичных напряжениях 6 и 10 кВ приблизительно одинакова, поэтому напряжение для их питания принимают таким, которое необходимо для распределительных сетей основной массы нагрузки предприятия. При суммарной доле электродвигательной нагрузки 6 кВ до 50% от общей целесообразно устанавливать на ГПП трансформаторы с расщепленными обмотками на вторичное напряжение 10 и 6 кВ (соотношение мощностей обмоток 100/50/50%). Тогда в РУ низшего напряжения ГПП (ПГВ) будет две системы шин 6 и 10 кВ, электродвигательная высоковольтная нагрузка будет питаться от системы шин 6 кВ, а силовые трансформаторы - от системы шин 10 кВ. При большем соотношении (до 60-70%) целесообразной оказывается установка на ГПП или ПГВ трехобмоточных трансформаторов с напряжением 10 и 6 кВ и соотношением мощностей обмоток 100/100/100%. При установке на ГПП (ПГВ) трансформаторов с нерасщепленными обмотками мощностью до 16 МВ·А включительно и наличии на предприятии электродвигателей 6 кВ для распределительных сетей практически всегда применяют напряжение 6 кВ.

Для внутрицехового электроснабжения в большинстве случаев применяется система напряжения 380/220 В.

#### **2.1.4 Выбор количества и мощности трансформаторов цеховых подстанций**

Прежде чем приступать к выбору количества и мощности трансформаторов цеховых подстанций, необходимо определить расчетные нагрузки (до 1 кВ) цехов и категории надежности электроснабжения потребителей этих цехов. Для этого рекомендуется выписать из таблицы А5 расчетные нагрузки  $P_p$ ,  $Q_p$ ,  $S_p$  (графы 11, 12 и 13), категорию надежности электроснабжения электроприемников (ЭП) цеха (участка, объекта) и характер окружающей среды.

Количество трансформаторов на цеховых подстанциях определяется категорией надежности электроснабжения питаемых ЭП.

Число трансформаторов на подстанциях обычно принимают 1 или 2, трехтрансформаторные подстанции принимают как исключение, в случае питания значительных сосредоточенных нагрузок при  $S_{y\partial} > 1,0 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$  и  $S_m \geq 1600 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ . На подстанции рекомендуется устанавливать трансформаторы одинаковой мощности.

Однотрансформаторные подстанции предусматривают:

а) для питания ЭП III категории, допускающих перерыв электроснабжения на время замены или ремонта оборудования;

б) для питания ЭП II категории в случае сооружения в цехе нескольких однотрансформаторных подстанций, питаемых от разных линий, и устройства между ними соединительных перемычек по шинопроводам или кабелям на низшем напряжении;

в) для питания ЭП I-II категории, если мощность ЭП I категории не превышает 15-20% мощности трансформатора и возможно резервирование на вторичном напряжении от других подстанций с устройством АВР.

Следует заметить, что в большинстве случаев нагрузка трансформаторов в производственных цехах неоднородна по надежности электроснабжения, и, даже если указаны потребители I-II категории, всегда присутствуют потребители III категории (10-20%), которые в аварийных случаях можно отключить без ущерба для производства.

Двухтрансформаторные подстанции применяют при преобладании ЭП I-II категорий, для питания ЭП II-III категорий в энергоемких цехах с удельной плотностью нагрузки более  $0,4 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ , а также удаленных потребителей III категории.

Число и мощность трансформаторов взаимосвязаны между собой, поскольку при одной нагрузке цеха,  $S_p$ , число трансформаторов будет меняться в зависимости от их единичной мощности. Мощности цеховых трансформаторов принимают по следующей шкале: 100; 160; 250; 400; 630; 1000; 1600; 2500  $\text{кВ}\cdot\text{А}$ .

В литературе [1,11] даются рекомендации о целесообразности применения трансформаторов определенной мощности  $S_{н\text{тр}}$  в зависимости от удельной плотности нагрузки цеха:

$$\begin{aligned} \text{при } S_{уд} < 0,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2 & \quad S_{н\text{тр}} = 630, 1000, 1600 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\ \text{при } S_{уд} \geq 0,2-0,5 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2 & \quad S_{н\text{тр}} = 1600 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\ \text{при } S_{уд} > 0,5 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2 & \quad S_{н\text{тр}} = 2500, 1600 \text{ кВ}\cdot\text{А}. \end{aligned}$$

Эти рекомендации справедливы при электрической нагрузке цеха свыше 2500-3000  $\text{кВ}\cdot\text{А}$ .

В случаях, когда нагрузка не распределена, а сосредоточена на отдельных участках цеха, выбор единичной мощности трансформаторов цеховых ТП не следует производить по критерию удельной плотности нагрузки.

При меньших нагрузках нужно ориентироваться на количество трансформаторов, необходимых по надежности электроснабжения, и расчетную нагрузку. При этом расчетную мощность  $S_{p.m}$  или количество трансформаторов  $N$  с учетом коэффициента загрузки  $K_3$  можно определить по формулам:

$$S_{p.m} \geq \frac{S_p}{N \cdot K_3} \quad \text{или} \quad N \geq \frac{S_p}{S_{н\text{тр}} \cdot K_3}. \quad (2.29)$$

Полученные значения округляют до ближайшей стандартной величины.



Проверку выбранной мощности трансформаторов с учетом требований взаимного резервирования и допустимой аварийной перегрузки производят по формуле:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_p K_{1,2}}{N - 1 K_{з.а.}}, \quad (2.30)$$

где  $K_{1,2}$  - доля электроприемников I и II категорий в расчетной нагрузке.

$K_{з.а.}$  - допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме, для трансформаторов с масляным охлаждением  $K_{з.а.}=1,3$ , для трансформаторов с сухим диэлектриком  $K_{з.а.}=1,2$ .

При отсутствии данных в курсовых проектах можно принимать  $K_{1,2} = 0,8$  для двухтрансформаторных подстанций, питающих потребители I и II категории надежности.

В одном цехе, корпусе могут размещаться несколько подстанций с трансформаторами одинаковой мощности.

Коэффициент загрузки  $K_з$  принимается:

1) для двухтрансформаторных подстанций при преобладании нагрузок I категории **0,65-0,75**, при преобладании нагрузок II категории **0,7-0,8**;

2) для однострансформаторных подстанций с учетом взаимного резервирования нагрузок II категории  $K_з = \mathbf{0,7-0,85}$ , а при нагрузках III категории **0,85-0,95**.

Указанные коэффициенты загрузки в нормальном и аварийном режимах должны находиться в указанных пределах после проведения мер по компенсации реактивной мощности. Поэтому выбор количества и мощности трансформаторов осуществляется в два этапа.

На первом этапе выбирают количество и мощность трансформаторов на подстанциях согласно приведенным выше рекомендациям. Мощности же трансформаторов для цехов со значительным потреблением реактивной мощности ( $Q_{с.р} \geq 500-700$  квар), там где предполагается проведение компенсации реактивной мощности, намечают по наибольшей величине коэффициента загрузки.

На втором этапе, после проведения расчетов по компенсации реактивной мощности по цехам и предприятию, следует уточнить величины электрических нагрузок и повторно определить коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и аварийном режимах, а затем скорректировать мощности и количество трансформаторов в цехах, где была проведена компенсация реактивной мощности.

При решении вопроса электроснабжения объектов с небольшими нагрузками (до 260 кВ·А, склады, гаражи и т.п.), чтобы не проектировать подстанции с трансформаторами малой мощности, допускается присоединять эти нагрузки к подстанции близлежащего цеха. Оценить целесообразность присоединения указанных нагрузок к подстанции с учетом расстояния  $L$  между подстанцией и вводным распределительным шкафом цеха присоединенной нагрузкой  $S_p$  можно по приближенной эмпирической формуле:

$$S_p \cdot L \leq 15000 \text{ кВ}\cdot\text{А}\cdot\text{м}.$$

В случае объединения нагрузок нескольких объектов их расчетные активные и реактивные мощности складываются. Нагрузку наружного освещения территории предприятия необходимо распределить на 2-3 наименее загруженные подстанции.

При выборе места размещения цеховых подстанций необходимо руководствоваться следующими соображениями:

1) с целью наибольшего приближения к ЭП до 1 кВ и сокращения длины низковольтных сетей подстанции следует располагать внутри цеха или же встраивать в него вблизи центра нагрузок с некоторым смещением в сторону источника питания. Если же для цеха запроектировано несколько подстанций, их необходимо распределить по площади цеха пропорционально нагрузкам. Конструктивно эти трансформаторные подстанции в большинстве случаев выполняются комплектными (КТП);

2) отдельно стоящие закрытые ТП 6-10/ 0,4 - 0,66 кВ проектируют тогда, когда по условиям пожаро-, взрывоопасности производства или по требованиям технологии невозможно разместить ТП внутри цеха или даже пристроить их у наружных стен.

Отдельно стоящие ТП целесообразны также и для питания небольших объектов с рассредоточенными по нескольким направлениям небольшими нагрузками.

В связи с тем, что в большинстве случаев на ТП используются масляные трансформаторы, их нельзя встраивать в жилые и общественно-административные здания.

3) В цехах с пыльной и химически активной средой, но не пожаро- и взрывоопасной, ТП выполняются встроенными в виде отдельных закрытых помещений. Внутри цеха, состоящего из нескольких пролетов, КТП размещают у колонн здания или у каких-либо постоянных помещений цеха. При наличии мостовых кранов в многопролетном цехе подстанции необходимо размещать в мертвой зоне работы кранов.

### **2.1.5 Компенсация реактивной мощности на предприятии**

В настоящее время, при заключении договоров на электроснабжение предприятий, энергоснабжающие организации устанавливают экономически обоснованную величину потребления реактивной мощности  $Q_9$  в часы максимума в энергосистеме. Необходимость в компенсации реактивной мощности возникает тогда, когда величина потребления реактивной мощности предприятием превосходит значение экономически обоснованной величины реактивной мощности  $Q_9$ . Величина  $Q_9$  задается через нормативное значение коэффициента реактивной мощности  $tg \varphi_{эп}$  с учетом уровня питающего напряжения предприятия.

В таблице 2.1 приведены значения коэффициентов реактивной мощности.

Таблица 2.1- Выбор нормативного значения коэффициента реактивной мощности<sup>1</sup>

Напряжение, кВ	Значение $tg \varphi_{эн}$
110	0,5
35	0,4
6-20	0,4
0,4	0,35

Перед расчетом мощности компенсирующих устройств на предприятии необходимо уточнить его расчетную мощность, то есть учесть потери в трансформаторах ГПП (ПГВ)<sup>2</sup>.

Для диапазона мощностей силовых трансформаторов ГПП (ПГВ) от 4 до 40 МВ·А и коэффициента загрузки 0,7 величину потерь можно принять:

$$\Delta P_m = 0,007 \cdot S_p ; \quad (2.31)$$

$$\Delta Q_m = 0,09 \cdot S_p . \quad (2.32)$$

Тогда расчетная электрическая нагрузка предприятия с учетом потерь в трансформаторах ГПП (ПГВ) может быть определена:

$$P_{py} = P_p + \Delta P_m ; \quad (2.33)$$

$$Q_{py} = Q_p + \Delta Q_m . \quad (2.34)$$

Экономически обоснованная величина реактивной мощности составит:

$$Q_{э} = P_{py} \cdot tg \varphi_{э,н} , \quad (2.35)$$

где  $P_{py}$  – расчетная уточненная активная нагрузка предприятия с учетом потерь в трансформаторах ГПП (ПГВ);

$tg \varphi_{э,н}$  - нормативное значение коэффициента реактивной мощности предприятия, задаваемое энергосистемой (таблица 2.1).

Необходимая мощность компенсирующих устройств определяется как:

$$Q_{ку} = Q_{py} - Q_{э} . \quad (2.36)$$

Найденная величина мощности компенсирующих устройств распределяется в сетях до и выше 1000 В.

Для нахождения мощности компенсирующих устройств, подключаемых к шинам 6-10 кВ, определяется коэффициент реактивной мощности высоковольтной нагрузки  $tg \varphi_{э}$ :

$$tg \varphi_{э} = \frac{\sum Q_{pэ} + \Delta Q_m}{\sum P_{pэ} + \Delta P_m} , \quad (2.37)$$

где  $\sum Q_{pэ}$  и  $\sum P_{pэ}$  - суммарные расчетные реактивные и активные высоковольтные нагрузки предприятия;

<sup>1</sup> Приказ Министерства промышленности и энергетики РФ от 22 февраля 2007г. №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)»

<sup>2</sup> При отсутствии ГПП в расчете потерь нет необходимости

$\Delta Q_m$  и  $\Delta P_m$  - потери в трансформаторах ГПП (ПГВ).

Если  $tg \varphi_{\epsilon} \leq tg \varphi_{\epsilon n}$ , то размещать компенсирующие устройства на шинах 6-10 кВ нецелесообразно. Если  $tg \varphi_{\epsilon} > tg \varphi_{\epsilon n}$ , то мощность компенсирующих устройств, подключаемых к шинам 6-10 кВ, находят как:

$$Q_{ку\epsilon} = (tg \varphi_{\epsilon} - tg \varphi_{\epsilon n}) \cdot (\sum P_{p\epsilon}). \quad (2.38)$$

Мощность конденсаторных установок должна быть не менее 450 квар. При получении меньшего значения конденсаторные установки на высоком напряжении не устанавливаются  $Q_{ку\epsilon} = 0$ , а реактивную мощность перераспределяют на низком напряжении.

Оставшуюся часть компенсирующих устройств размещают на стороне низкого напряжения цеховых подстанций

$$Q_{ку n} = Q_{ку} - Q_{ку\epsilon}. \quad (2.39)$$

Компенсирующие устройства на низком напряжении между подстанциями распределяют пропорционально расчетным реактивным нагрузкам подстанций (цехов).

$$Q_{ку ni} = \frac{Q_{ку n} \cdot Q_{pi}}{\sum Q_{pi}}, \quad (2.40)$$

где  $Q_{ку ni}$  - необходимая мощность низковольтных конденсаторных установок  $i$ -го цеха (подстанции);

$Q_{pi}$  - расчетная реактивная мощность  $i$ -го цеха (подстанции);

$\sum Q_{pi}$  - суммарная расчетная реактивная мощность потребителей предприятия на низком напряжении.

Полученные расчетные мощности  $Q_{ку ni}$  распределяют между трансформаторами цеха и округляют до ближайших стандартных значений комплектных конденсаторных установок. В целях удобства регулирования компенсируемой мощности целесообразно каждую конденсаторную установку принимать из двух-трех батарей.

После расчета и выбора всех компенсирующих устройств проверяют баланс реактивной мощности на границе раздела:

$$Q_{ку} \leq \sum Q_{ку\epsilon \text{ факт}} + \sum Q_{ку n \text{ факт}} = Q_{ку \text{ факт}}, \quad (2.41)$$

где  $\sum Q_{ку\epsilon \text{ факт}}$  и  $\sum Q_{ку n \text{ факт}}$  - суммарная фактическая мощность высоковольтных и низковольтных компенсирующих устройств соответственно.

После распределения компенсирующих устройств между подстанциями необходимо определить фактические коэффициенты загрузки трансформаторов подстанций. Если они значительно отличаются от рекомендуемых, необходимо произвести корректировку числа или мощности трансформаторов в каждом цехе.

## 2.1.6 Выбор мощности трансформаторов ГПП (ПГВ) и собственных нужд подстанции

В большинстве случаев на ГПП (ПГВ) промышленных предприятий устанавливают два трансформатора. Целесообразность установки трех трансформаторов может рассматриваться только в следующих случаях:

- при наличии крупных сосредоточенных электрических нагрузок;
- при необходимости выделения питания крупных резкопеременных нагрузок на отдельные трансформаторы, если невозможно обеспечить их питание от трансформаторов с расщепленной обмоткой или сдвоенного реактора;
- для цехов и предприятий с электроприемниками особой группы I категории и электроприемников I категории, к питанию которых предъявляются повышенные требования в отношении надежности.

Однотрансформаторные подстанции применяют для питания потребителей III категории.

Выбор мощности трансформаторов ГПП (ПГВ) производится на основании расчетной нагрузки предприятия с учетом потерь мощности в трансформаторах и проведенной компенсации реактивной мощности.

Если на ГПП (ПГВ) устанавливается два трансформатора, то расчетная мощность каждого из них определяется по условию:

$$S_{pm} \geq \frac{S_{ГПП}}{2 \cdot K_{zm}};$$

$$S_{ГПП} = \sqrt{P_{py}^2 + (Q_{py} - Q_{куфакт})^2}, \quad (2.42)$$

где  $K_{zm}$  - коэффициент загрузки трансформаторов ( $K_{zm} = 0,65 - 0,7$  при питании от ГПП (ПГВ) потребителей I и II категорий,  $K_{zm} = 0,75 - 0,85$  при питании потребителей II и III категории).

По получившейся расчетной мощности из ряда номинальных мощностей трансформаторов выбирают ближайшее стандартное значение мощности трансформатора  $S_{nm}$  и проверяют его на допустимую перегрузку в аварийном режиме, т.е. при отключении одного из трансформаторов с учетом ограничения потребителей III категории (если в этом возникает необходимость).

$$1,3 \cdot S_{nm} \geq K_{I,II} \cdot S_{ГПП}.$$

При неоднозначности принимаемого решения выбора мощности трансформатора проводят технико-экономическое сравнение вариантов с разными мощностями трансформаторов.

Трансформаторы ГПП (ПГВ) следует выбирать с устройством регулирования напряжения под нагрузкой – РПН.

Конструктивно ГПП (ПГВ) 35-110 кВ следует применять комплектными подстанциями заводского изготовления блочной конструкции серии КТПБ (комплектная трансформаторная подстанция блочного типа) [2]. Технические данные по трансформаторам приведены в приложении Г4 данного пособия.

Трансформатор собственных нужд необходим для питания собственных нужд подстанции, которыми являются: освещение, отопление, системы охлаждения силовых трансформаторов, вторичные цепи управления, автоматики и прочих нужд. Его мощность определяется электрической нагрузкой силовых трансформаторов ГПП (ПГВ). Ориентировочно мощность трансформатора собственных нужд на ГПП (ПГВ) в курсовом проекте может быть определена:

$$S_{ТСН} \geq 0,1\% \cdot S_{н\text{тр}},$$

где  $S_{н\text{тр}}$  - номинальная мощность силового трансформатора ГПП (ПГВ).

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирают из следующего ряда стандартных мощностей: 25, 40, 63  $kB \cdot A$ .

### 2.1.7 Выбор схемы электроснабжения предприятия

В данном разделе необходимо выбрать схему высшего и низшего напряжений присоединения ГПП (ПГВ) к питающим линиям, схемы распределительных устройств, пунктов и схемы распределения электрической энергии от ГПП (ПГВ, ЦРП, РП) к цеховым трансформаторным подстанциям и высоковольтным установкам.

На напряжении 35-220  $kB$  питание ГПП (ПГВ) от узловой районной подстанции (УРП) выполняется по радиальной или магистральной схемам.

Радиальную схему питания применяют при небольшом удалении ГПП (ПГВ) от УРП, а также при выполнении питающей линии кабелем 35-220  $kB$  (рисунок 2.1).

Магистральные схемы применяют на напряжении 35-220  $kB$  при питании по одной ЛЭП (воздушной линии) нескольких ГПП (ПГВ) одного предприятия или ГПП (ПГВ) нескольких предприятий (рисунок 2.2).

Выбор схемы распределительных устройств на стороне 35-220  $kB$  ГПП (ПГВ) рекомендуется производить в следующей последовательности, начиная с простейших схем:

- 1) блок «линия-трансформатор» с разъединителем, отделителем и короткозамыкателем;
- 2) два блока «линия-трансформатор» с выключателями и неавтоматической (автоматической) переключкой со стороны линии;
- 3) мостики разных видов с выключателями;
- 4) четырехугольники;
- 5) одна рабочая секционированная и обходная система шин;
- 6) две рабочие и обходная система шин;
- 7) две рабочие секционированные и обходная система шин.

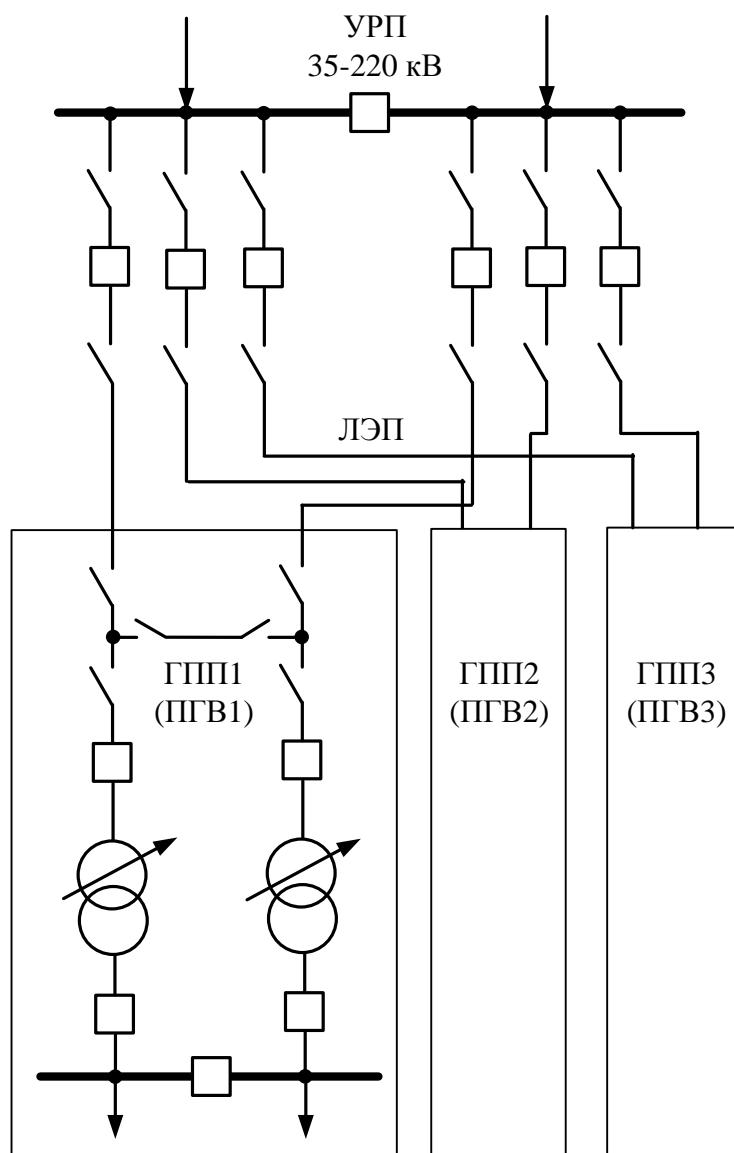


Рисунок 2.1 - Питание ГПП (ПГВ) по радиальной схеме

Так как требование надежности электроснабжения потребителей промышленного предприятия приводит к необходимости установки двух силовых трансформаторов на ГПП (ПГВ), то наиболее простой схемой распределительного устройства 35-220 кВ является схема два блока «линия-трансформатор» с разъединителями, отделителями и короткозамкательями, но в соответствии с «Рекомендациями по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (Издательство НЦ ЭНАС, 2004г.)» при проектировании применять схемы с отделителями и короткозамкательями не рекомендуется, а при реконструкции и техническом перевооружении подстанций следует рассматривать замену этих аппаратов на выключатели.

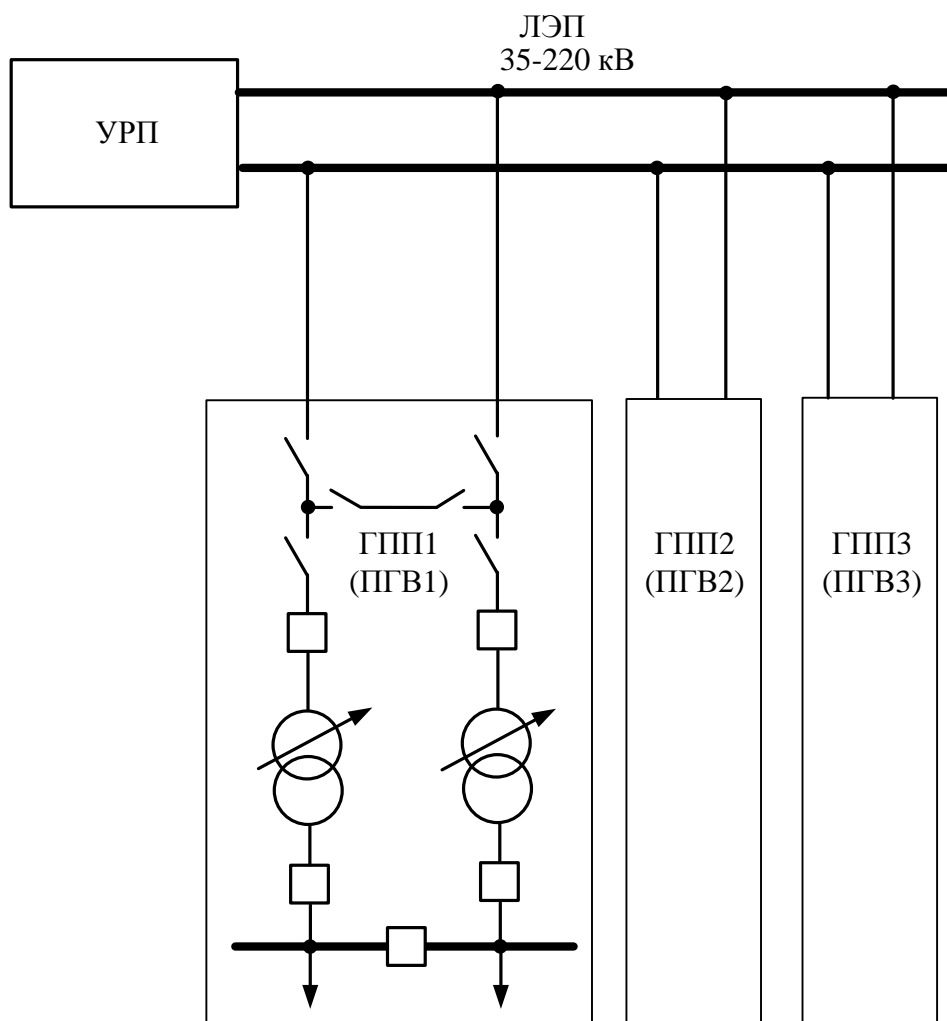


Рисунок 2.2 - Питание ГПП (ПГВ) по магистральной схеме

Требования рекомендаций обусловлены рядом недостатков применения схем с отделителями и короткозамыкателями:

- 1) невысокой надежностью срабатывания короткозамыкателей и отделителей в климатических зонах с интенсивным гололедообразованием и реализацией искусственного короткого замыкания;
- 2) срабатывание отделителей и короткозамыкателей может привести к выпадению из синхронизма высоковольтных синхронных двигателей и нарушению технологических процессов на предприятии;
- 3) созданием короткозамыкателями аварийных режимов, увеличивающих количество отказов в системе электроснабжения промышленного предприятия и энергоснабжающей организации;
- 4) сложностью настройки релейной защиты линий с отделителями и короткозамыкателями.

Исходя из этих соображений схемы с отделителями и короткозамыкателями на напряжении 35-220 кВ, при проектировании и реконструкции подстанций применять не рекомендуется. Поэтому при разработке системы электроснабжения предприятия в курсовом проекте следует избегать использования такой схемы.



Наибольшее распространение из-за своей простоты получили схемы распределительного устройства 35-220 кВ – два блока «линия-трансформатор» с выключателями и неавтоматической (рисунок 2.3, а) или автоматической перемычкой (рисунок 2.3, б).

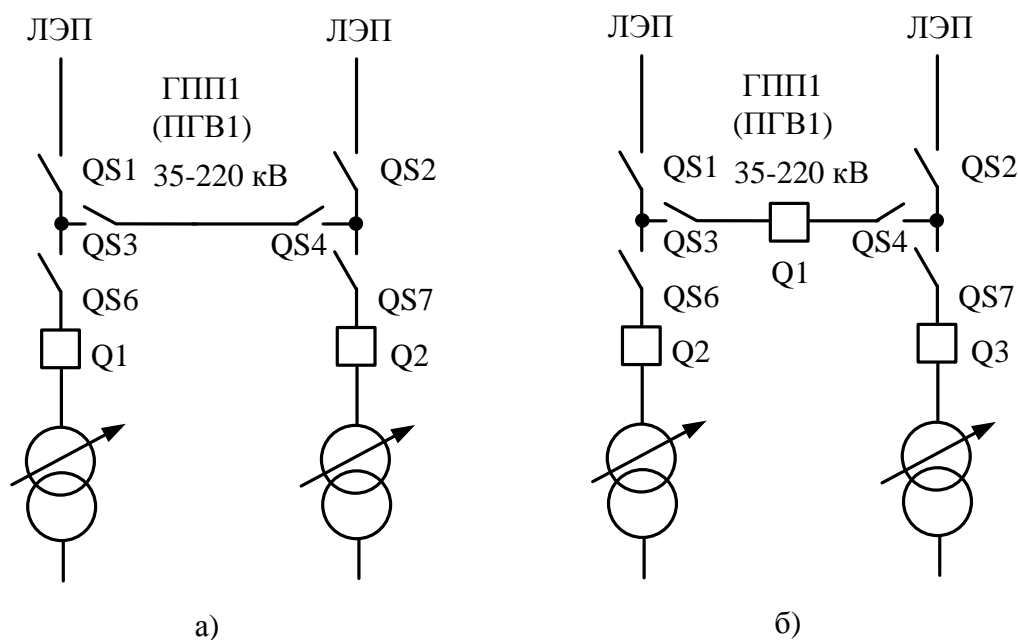


Рисунок 2.3 – Схемы распределительного устройства два блока «линия-трансформатор» с выключателями и неавтоматической (а) и автоматической (б) перемычкой

Схемы получили широкое распространение на тупиковых, ответвительных и частично проходных подстанциях, питающих потребители II-III категории надежности. Недостатками блочных схем является то, что при повреждениях в линии или в трансформаторе автоматически отключается линия и трансформатор, а также невозможность проведения ревизии высоковольтных выключателей без отключения соответствующего силового трансформатора.

«Мостиковые» схемы позволяют устранить недостатки блочных схем с выключателями. Различают два вида «мостиковых» схем с выключателями:

1) мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии (рисунок 2.4, а);

2) мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (рисунок 2.4, б).

Схема мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий может применяться на тупиковых, ответвительных и проходных подстанциях напряжением 35-220 кВ (рисунок 2.4, а). На тупиковых и ответвительных подстанциях ремонтная перемычка и перемычка с выключателем нормально разомкнуты. При аварии на одной из линий автоматически отключается выключатель со стороны поврежденной линии и включается выключатель в перемычке, оба трансформатора остаются работающими. В случае аварии на одном из трансформаторов отключение выключателя приводит к отключению трансформатора и питающей линии.

Отключение линии при повреждении трансформатора является недостатком данной схемы.

На проходных подстанциях перемычка с выключателем нормально замкнута, через нее осуществляется транзит мощности.

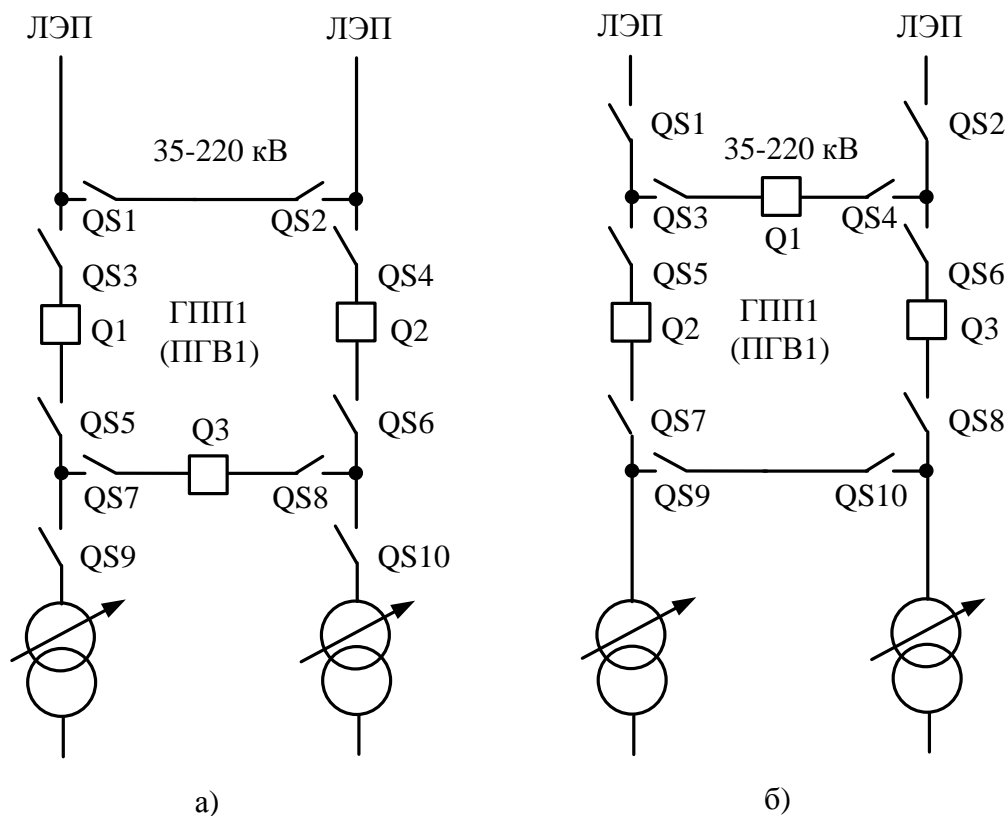


Рисунок 2.4 - Схемы мостов с выключателями в цепях линий (а) и в цепях трансформаторов (б)

Схема мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (рисунок 2.4, б) применяется в тех же случаях, что и схема, приведенная на рисунке 2.4, а. Особенность данной схемы состоит в том, что при аварии в линии автоматически отключается поврежденная линия и трансформатор. При аварии на трансформаторе после автоматических переключений в работе остаются две линии и два источника питания. Учитывая, что аварийное отключение трансформаторов происходит сравнительно редко, более предпочтительна схема, приведенная на рисунке 2.4, а.

Более сложные схемы для подстанций промышленных предприятий напряжением 35-220 кВ применяются при наличии технико-экономического обоснования.

Распределительные устройства напряжением 6-10 кВ ГПП и ПГВ (рисунок 2.5) при двухтрансформаторной подстанции выполняются с одной одиночной секционированной выключателем системой шин. Секционированные системы сборных шин 6-10 кВ работают, как правило, отдельно.

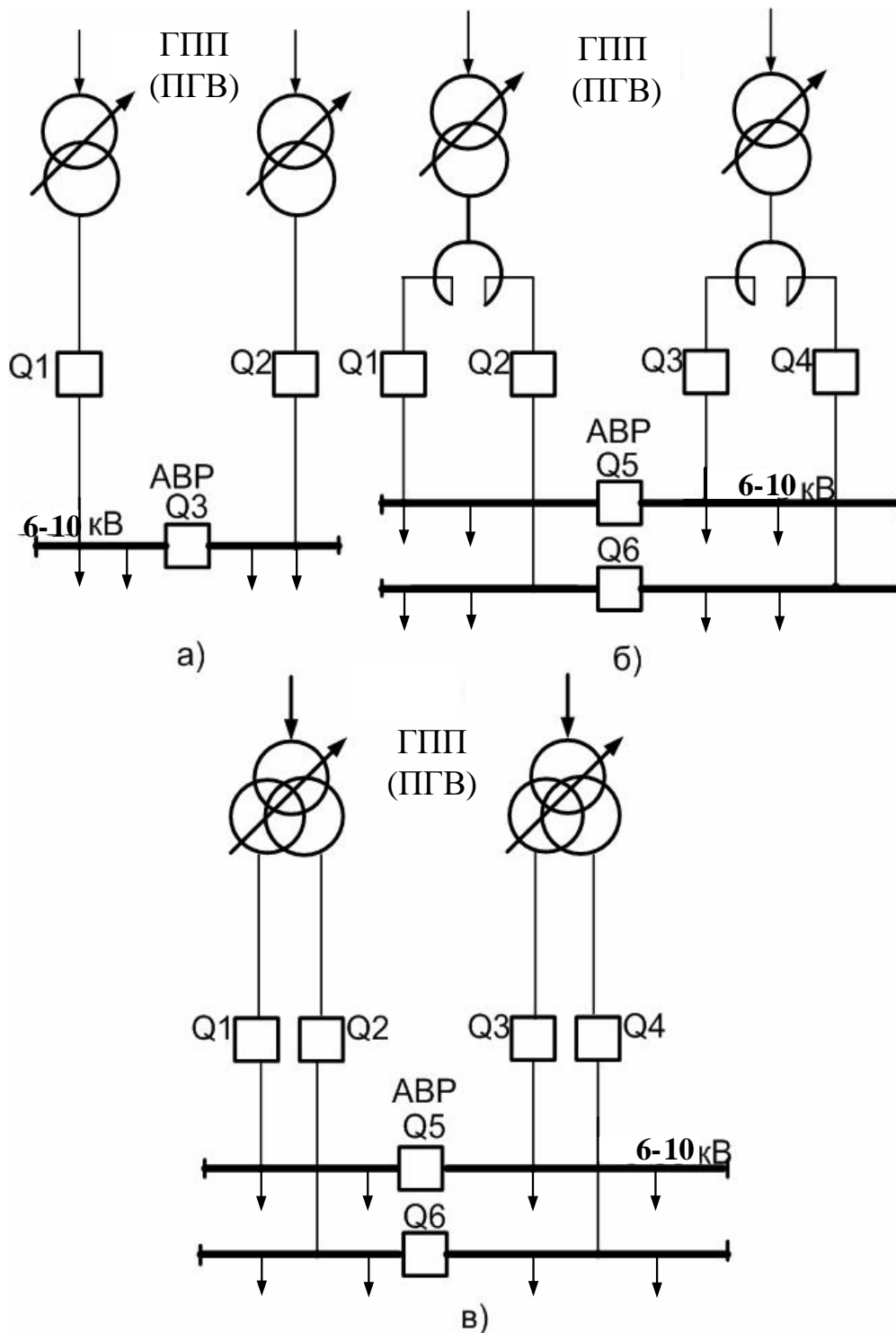


Рисунок 2.5 - Схемы ГПП на напряжении 6-10 кВ

В случае установки на ГПП, ПГВ двух трансформаторов с расщепленными обмотками или со сдвоенными реакторами РУ 6-10 кВ выполняют с двумя одиночными секционированными выключателями системами шин. Аналогичную схему для РУ-6-10 кВ применяют при установке на ГПП трансформаторов с обмотками на различные напряжения (6 и 10 кВ).

От РУ-6-10 кВ ГПП, ПГВ питаются вторичные распределительные пункты (РП) 6-10 кВ, электроприемники 6-10 кВ и трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ.

Вторичные РП-6-10 кВ, питающиеся от ГПП, рекомендуется сооружать для удаленных от ГПП потребителей (компрессорных, насосных станций и др.). К этим же РП рекомендуется подключать и близлежащие ТП 6-10/0,4 кВ. Общее число отходящих от РП линий 6-10 кВ должно быть не менее 8. При меньшем числе линий сооружение РП следует технически и экономически обосновать. РП 6-10 кВ следует выполнять с одной одиночной секционированной выключателем системой шин (рисунок 2.6).

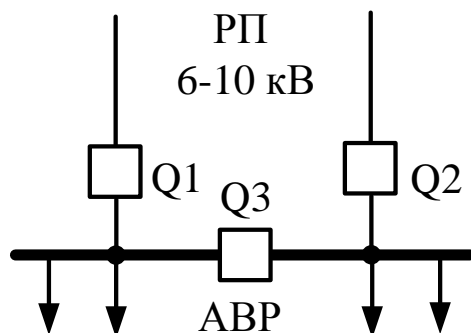


Рисунок 2.6 – Схема РП на напряжении 6-10 кВ

Рекомендации по применению схем РУ и РП были приведены выше, ниже приводятся рекомендации по составлению схем распределения электрической энергии от ГПП (ПГВ), ЦРП, РП к цеховым трансформаторным подстанциям и высоковольтным установкам.

Схему питания цеховых подстанций необходимо составлять после того, как на генплане предприятия нанесены места установки ГПП (ПГВ), РП и всех ТП. Выбор вида схемы, магистральной, радиальной или смешанной, осуществляют исходя из взаимного расположения ГПП (ПГВ), РП и цеховых ТП. Согласно нормативным документам [11] следует отдавать предпочтение магистральным схемам электроснабжения как наиболее экономичным. Магистральные схемы применяются в системе распределения электроэнергии предприятий в тех случаях, когда потребителей много и они небольшой мощности, а радиальные схемы нецелесообразны из-за необходимости большего числа коммутационной аппаратуры.

В зависимости от требований надежности электроснабжения, могут применяться одиночная магистраль с одно- и двухсторонним питанием и двойная сквозная магистраль с односторонним питанием (рисунок 2.7)

Число трансформаторов, питающихся от одной магистрали, зависит от их мощности и требований к надежности электроснабжения и обычно не превышает трех-четырех с общей установленной мощностью до 3000-3500 кВ·А в зависимости от напряжения.

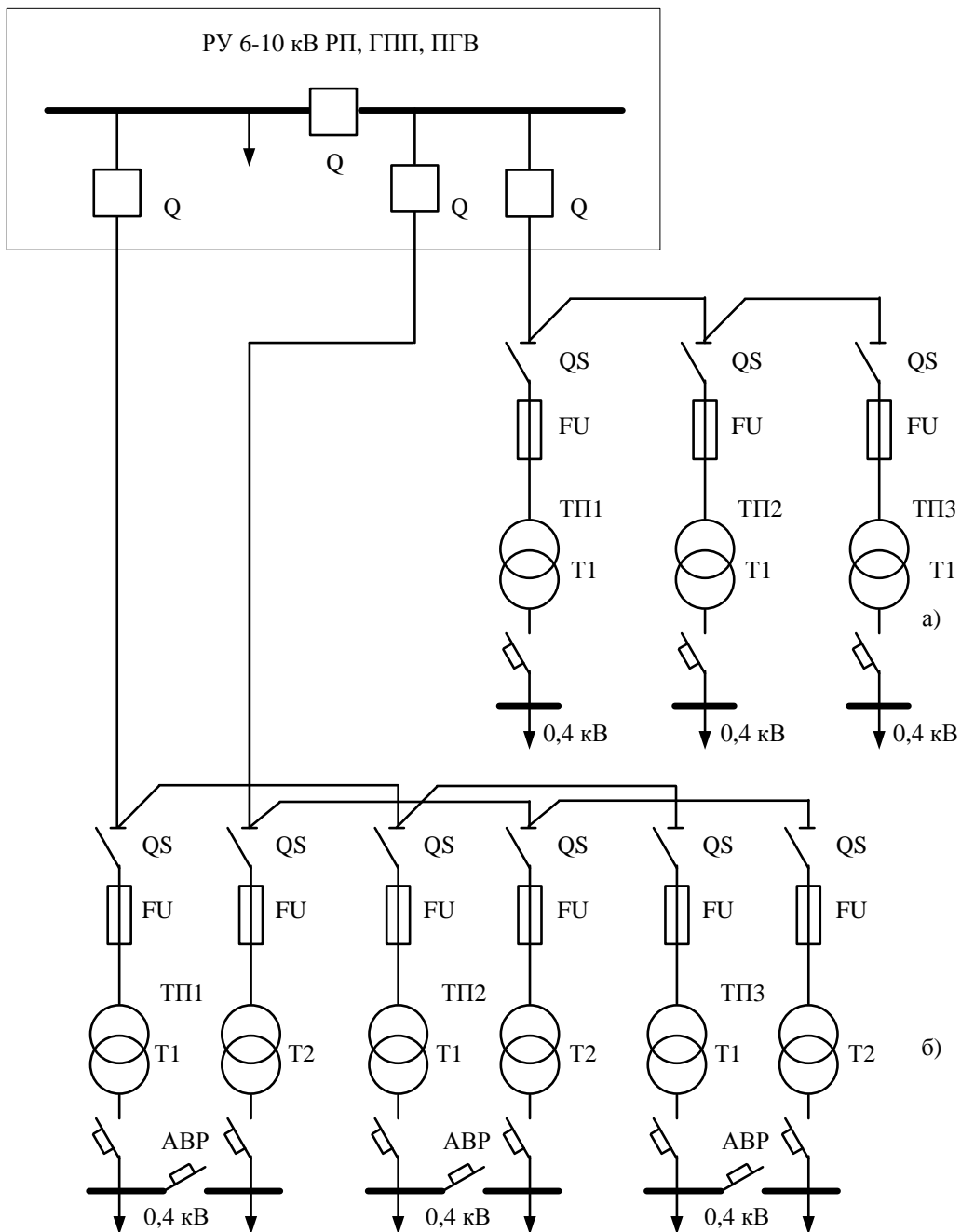


Рисунок 2.7 – Магистральная распределительная схема питания:  
 а) одиночная; б) двойная

Магистральные схемы по сравнению с радиальными обладают пониженной надежностью, но требуют меньшего числа коммутационных аппаратов высшего напряжения. Двойная сквозная магистраль с устройством АВР на шинах низшего напряжения мало отличается от радиальной схемы по надежности электроснабжения.

При питании трансформаторов мощностью 400-1000 кВ·А сечение кабеля, по условиям термической стойкости к токам КЗ, получается завышенным в сравнении с сечениями, выбранными по номинальным режимам. В связи с этим трансформаторы указанных мощностей рекомендуется питать по

магистральной схеме, присоединяя на одну магистраль до 3 трансформаторов мощностью 1000 кВ·А, до 2 мощностью 1600 кВ·А, до 4 трансформаторов мощностью 630-250 кВ·А. Трансформаторы мощностью 1600 кВ·А при первичном напряжении 6 кВ и 2500 кВ·А при первичном напряжении 10 кВ рекомендуется подключать по радиальной схеме.

При магистральной схеме питания для удобства эксплуатации перед каждым присоединяемым трансформатором устанавливают коммутационную аппаратуру в виде разъединителя или выключателя нагрузки. Так как при магистральной схеме релейная защита на головном выключателе получается с большими уставками, т.е. грубой, то для обеспечения защиты трансформаторов перед ними устанавливают предохранители. При этом силовые предохранители следует устанавливать после разъединителя или выключателя нагрузки, считая по направлению распределения электрической энергии.

В целях более полного использования мощности выключателей при подключении к ним линий, питающих трансформаторы малой мощности (250-630 кВ·А), отходящих от РП, ГПП (ПГВ) в разных направлениях, допускается и рекомендуется подключать эти линии по две под один силовой выключатель.

При разработке схемы распределения следует помнить о соответствующей категории надежности электроснабжения трансформаторных подстанций, по которой выбирали количество и мощности трансформаторов на них, и выбирать соответствующие схемы резервирования. Так, двухтрансформаторные ТП необходимо подключать от разных секций РП, ГПП (ПГВ). От разных же секций необходимо питать и однотрансформаторные подстанции одного цеха.

Распределительные сети до 1 кВ могут выполняться магистральными или радиальными. Выбор вида сети зависит от планировки и габаритов технологического оборудования, условий среды, особенностей проведения подъемно-транспортных работ в цехе.

Радиальные схемы (рисунок 2.8) применяются для питания:

- а) мелких групп ЭП, находящихся в различных местах и удаленных от щита низкого напряжения цеховых подстанций;
- б) мощных сосредоточенных групп ЭП (электродвигателей насосов, компрессоров, электрических печей и т.п.);
- в) ЭП ответственных потребителей;
- г) при наличии в цехе неблагоприятной среды (агрессивной, пожаро-взрывоопасных зон и др.).

Радиальная схема электроснабжения представляет собой совокупность линий цеховой электрической сети, отходящих от РУ низшего напряжения ТП и предназначенных для питания небольших групп приемников электроэнергии, расположенных в различных местах цеха.

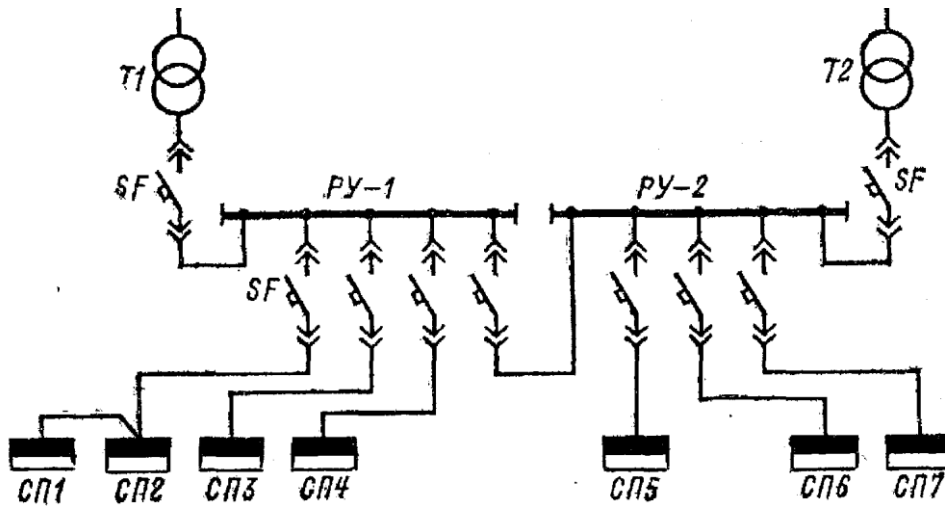


Рисунок 2.8 – Радиальная схема распределения электроэнергии на напряжение до 1 кВ

Распределение электроэнергии к отдельным потребителям при радиальных схемах осуществляют самостоятельными линиями от силовых пунктов, располагаемых в центре электрических нагрузок данной группы потребителей. Рекомендуется использовать как наиболее дешевые силовые пункты с предохранителями (типов СП, СПУ, ШРСУЗ). Радиальные схемы обеспечивают высокую надежность электроснабжения. Однако они требуют больших затрат на электрооборудование и монтаж, чем магистральные схемы.

Радиальные сети, как правило, выполняются кабелем или проводом. При применении радиальных схем не рекомендуются многоступенчатые схемы (число ступеней не должно быть более двух).

Во всех остальных случаях, как правило, применяют магистральные схемы.

Магистральные схемы (рисунок 2.9) обеспечивают надежность несколько ниже, чем радиальные, при одинаковом конструктивном исполнении сети, так как при повреждении магистрали отключаются все ЭП, подключенные к ней. Тем не менее, у современных магистральных шинопроводов надежность достаточно велика.

Применение магистральных схем имеет ряд преимуществ перед радиальными:

- а) ниже стоимость;
- б) применение гибких и жестких шинопроводов обеспечивает скоростной индустриальный монтаж и удобство при эксплуатации;
- в) в магистральных сетях, как правило, сопротивление линии меньше, и поэтому меньше потери мощности и напряжения.

Однако последнее приводит к увеличению и удорожанию аппаратуры из-за больших величин токов КЗ.

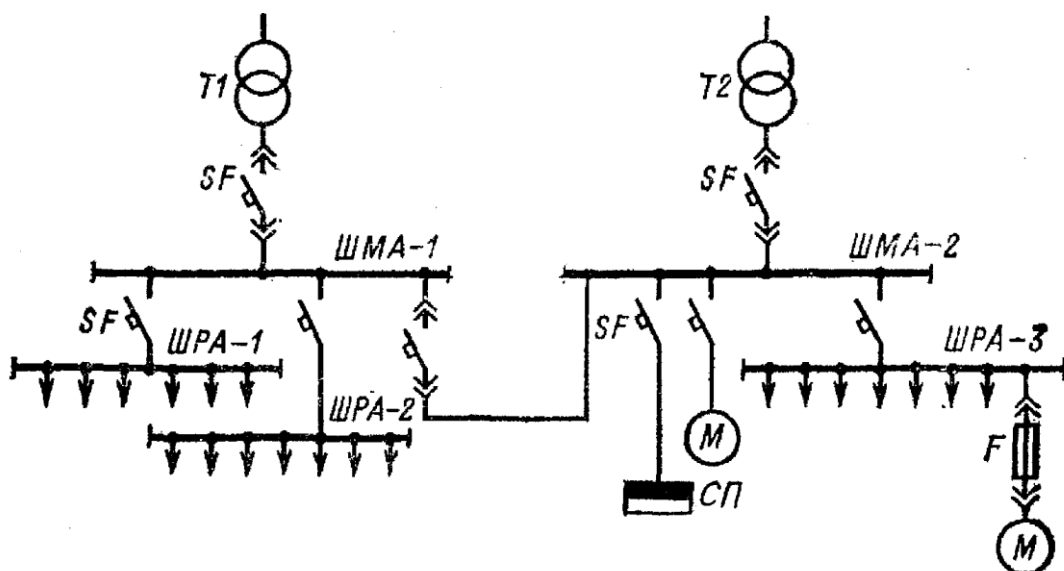


Рисунок 2.9 – Схема блока трансформатор – магистраль для двухтрансформаторной подстанции

Линию цеховой электрической сети, отходящую от распределительного устройства низшего напряжения цеховой ТП и предназначенную для питания отдельных наиболее мощных приемников электроэнергии и распределительной сети цеха, называют главной магистральной линией (или главной магистралью).

Главные магистрали рассчитывают на большие рабочие токи (до 6300 А); они имеют небольшое количество присоединений. Широко применяют магистральные схемы типа блока трансформатор – магистраль (БТМ). В такой схеме отсутствует РУ низшего напряжения на цеховой подстанции, а магистраль подключается непосредственно к цеховому трансформатору через вводной автоматический выключатель (рисунок 2.9). При двухтрансформаторной подстанции и схеме БТМ между магистралями для взаимного резервирования устанавливают переключку с автоматическим выключателем.

Магистральные распределительные сети до 1 кВ рекомендуется выполнять с помощью комплектных распределительных шинопроводов.

Цеховые сети напряжением до 1000 В должны преимущественно выполняться по магистральным схемам. Применение радиальных схем следует ограничивать цехами, в которых прокладка магистралей невозможна или явно нецелесообразна.

### 2.1.8 Расчет токов короткого замыкания в системе электроснабжения

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) необходим для выбора и проверки коммутационных аппаратов по отключающей способности, на динамическую и термическую стойкость, на стойкость к токам КЗ кабельных линий и измерительных трансформаторов, для расчета токов срабатывания и



коэффициентов чувствительности релейной защиты. При расчете токов КЗ на напряжении выше 1000 В принимают следующие расчетные условия:

1) все источники, участвующие в подпитке места КЗ, работают одновременно и с номинальной нагрузкой;

2) все синхронные машины работают с АРВ и форсировкой возбуждения;

3) при расчете токов КЗ учитывают влияние синхронных и асинхронных электродвигателей за исключением электродвигателей мощностью до 100 кВт, если они отделены одной ступенью трансформации от места КЗ и электродвигателей любой мощности, если отделены двумя и более трансформациями;

4) в расчетной схеме точки КЗ выбирают такими, в которых токи КЗ будут иметь максимальные значения, а элементы сети, нормально работающие раздельно, на схеме принимаются работающими через секционный выключатель.

В большинстве случаев такими точками являются: на вводе силового трансформатора - точка К1; за выключателем пассивного элемента на стороне НН ГПП (линия к ТП) - точка К2; на вводе цехового силового трансформатора, от которого питается расчетный цех, - точка К3.

При расчете подпитки места КЗ от высоковольтных электродвигателей, если между точкой КЗ и электродвигателями есть реактор или кабельная линия длиной более 0,4 км, то их сопротивления учитывают.

Для расчета токов КЗ составляется расчетная схема и схема замещения. Расчетная схема представляет собой однолинейную схему электрической сети с электрическими аппаратами и проводниками, подлежащими выбору и проверке по условиям КЗ. В расчетную схему вводятся все генераторы (энергосистема), синхронные компенсаторы, синхронные и асинхронные электродвигатели напряжением выше 1000 В, а также трансформаторы, реакторы, ВЛ и КЛ, связывающие источники питания с местом КЗ. При изображении на расчетной схеме однотипных, одинаково соединенных с точкой КЗ электродвигателей, их целесообразно показывать в виде одного электродвигателя, номинальная мощность которого записывается как число электродвигателей, умноженное на номинальную мощность единичного электроприемника, например  $5 \times 800$  кВт.

На основании расчетной схемы составляется схема замещения, в которой электрические и магнитные связи представлены электрическими сопротивлениями. Коммутационные аппараты на схеме замещения не указывают. Параметры элементов схемы замещения при напряжении выше 1000 В обычно определяют в относительных единицах. В расчетах принимают не номинальные напряжения на отдельных ступенях трансформации, а среднономинальные по шкале 230; 115; 37; 10,5; 6,3; 0,4 кВ. ЭДС различных источников питания в относительных единицах принимают: энергосистема – 1,0; синхронный электродвигатель – 1,05 – 1,07; асинхронный электродвигатель – 0,9.

Расчетные формулы для определения параметров элементов схемы замещения приведены в [1] и приложении Д.

Сопrotивление питающих кабелей можно не учитывать, если их длина не превышает 50 м. Индуктивное сопротивление ЛЭП принимают: кабельные линии 6-10 кВ – 0,08 Ом/км, ВЛ 6-10 кВ – 0,39 Ом/км, ВЛ 35-110 кВ – 0,425 Ом/км.

Учет токов подпитки при КЗ от группы однотипных синхронных и асинхронных электродвигателей производят по следующим формулам:

от синхронных электродвигателей

$$I_{no MG} = \frac{E_{*MG}}{X''_{dMG}} \cdot \sum I_{nMG}, \quad (2.43)$$

где  $E_{*MG} = 1,05 - 1,07$ ;  $X''_{dMG} = 0,15 - 0,18$ .

$$\sum I_{nMG} = N \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_n},$$

аналогично от асинхронных электродвигателей

$$I_{no M} = \frac{E_{*M}}{X_{*M}} \cdot \sum I_{nM}, \quad (2.44)$$

где  $E_{*M} = 0,9$ ;  $X_{*M} = 0,2$ .

Действующее значение суммарного тока КЗ с учетом подпитки от двигателей определяется:

$$\sum I_{no} = I_{no GS} + I_{no MG} + I_{no M}. \quad (2.45)$$

После определения действующего значения тока КЗ определяют ударный ток в точке КЗ. Значения ударных коэффициентов  $K_{y0}$  приведены в [1] и приложении Д.

На основании полученных значений токов КЗ будем выполнять проверку на динамическую, термическую стойкость к токам КЗ и отключающую способность высоковольтной коммутационной аппаратуры и на термическую стойкость проводников.

### **Пример расчета тока короткого замыкания на стороне выше 1000 В.**

**Исходные данные:** напряжение питания – 110 кВ, напряжение распределения 10 кВ; расстояние от предприятия до источника питания – 18 км; мощность короткого замыкания на шинах источника питания – 1500 МВ·А. В системе электроснабжения предприятия имеются четыре высоковольтных синхронных электродвигателя мощностью по 630 кВт. Принимаем  $X''_d = 0,15$ . Мощность силового трансформатора ГПП 10 МВ·А. Напряжение короткого замыкания трансформатора  $U_{k3} = 10,5\%$ .

Для расчёта токов КЗ составляются расчётная (рисунок 2.10) и на ее основе схема замещения (рисунок 2.11).

Так как схема электроснабжения завода имеет несколько ступеней трансформации, то расчёт токов КЗ производим в относительных единицах. Для этого необходимо принять базисные условия: мощность  $S_0$  и напряжение  $U_0$ . Сопротивления всех элементов схемы рассчитываем в относительных единицах, приведенные к базисным условиям.

$S_{\sigma}=1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}; U_{\sigma 1}=U_{\text{ср ном } 1}=115 \text{ кВ}; U_{\sigma 2}=U_{\text{ср ном } 2}=10,5 \text{ кВ}.$

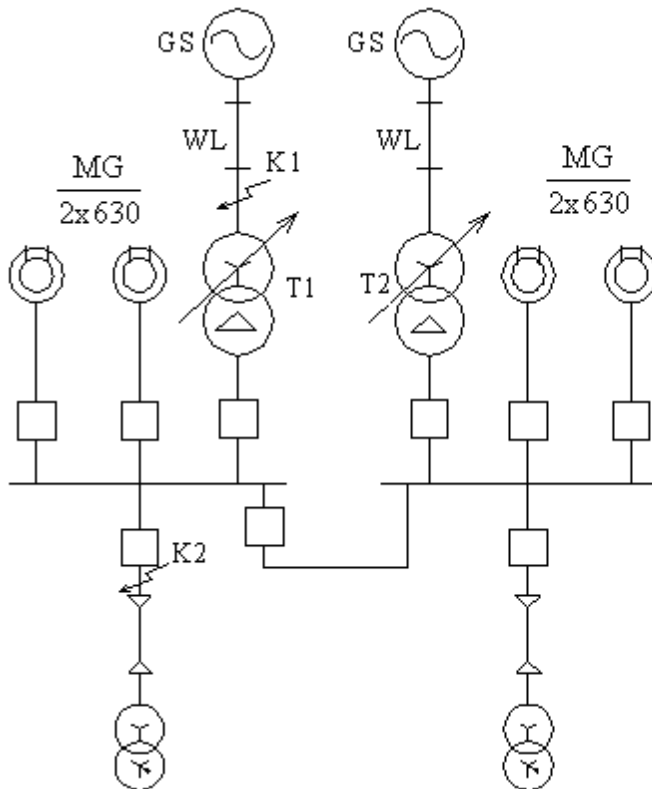


Рисунок 2.10 – Расчетная схема

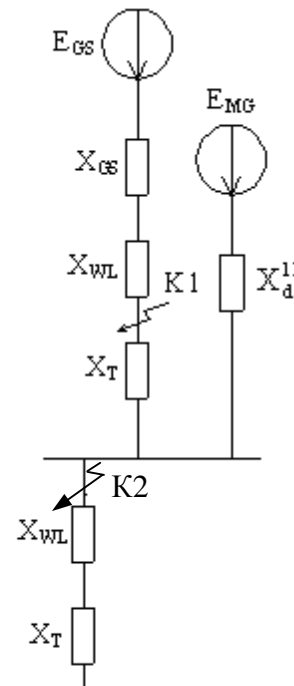


Рисунок 2.11 – Схема замещения

Определяем базисные токи:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}};$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,03 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

Находим параметры элементов схемы замещения.

Энергосистема:

$$X_{*c} = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз}};$$

$$X_{*c} = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз}} = \frac{1000}{1500} = 0,66.$$

Линия электропередач (ЛЭП):

$$X_{*wl} = X_{y\sigma} \cdot \ell \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср.ном}}^2},$$

где  $X_{y\sigma}$  - удельное индуктивное сопротивление ЛЭП,  $X_{y\sigma} = 0,4 \text{ Ом/км}$ ;

$\ell$  - длина линии до источника питания 18 км.

$$X_{*wl} = X_{y\sigma} \cdot \ell \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср.ном}}^2} = 0,4 \cdot 18 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,54.$$

Силовой трансформатор:

$$X_{*T} = \frac{U_{k3}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{nm}}$$

$$X_{*m} = \frac{U_{k3}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{nm}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10,5.$$

Определяем ток КЗ в точке К1:

$$I_{no\ K1}^{(3)} = \frac{E_{*GS}}{(X_{*c} + X_{*wl})} \cdot I_{\sigma 1},$$

где  $E_{*GS}$  - ЭДС энергосистемы.

$$I_{no\ K1}^{(3)} = \frac{E_{*GS}}{(X_{*c} + X_{*wl})} \cdot I_{\sigma 1} = \frac{1}{(0,66 + 0,54)} \cdot 5,03 = 4,2 \text{ кА}.$$

Амплитудное значение ударного тока короткого замыкания с учётом апериодической составляющей:

$$i_{y\partial\ K1} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{no\ K1}^{(3)},$$

где  $K_{y\partial}$  - ударный коэффициент, принимаем по таблице Д1  $K_{y\partial} = 1,8$ .

$$i_{y\partial\ K1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,2 = 10,7 \text{ кА}.$$

Значения токов короткого замыкания в точке К2 определяем с учётом токов подпитки от синхронных электродвигателей.

Ток короткого замыкания от энергосистемы:

$$I_{no\ GS} = \frac{E_{*GS}}{X_{*c} + X_{*wl} + X_{*m}} \cdot I_{\sigma 2};$$

$$I_{no\ GS} = \frac{1}{(0,66 + 0,54 + 10,5)} \cdot 55 = 4,7 \text{ кА}.$$

Ток подпитки от синхронных электродвигателей:

$$I_{no\ MG} = \frac{E_{*MG}}{X_{d\ MG}''} \cdot \sum I_{ном\ MG},$$

где  $\sum I_{ном\ MG}$  - суммарный номинальный ток двигателя, А;

$E_{*MS}$  - приведенное значение сверхпереходной ЭДС;

$X_{d\ MG}''$  - сверхпереходное реактивное сопротивление двигателя.

$$\sum I_{ном\ MG} = N \cdot \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_n};$$

$$\sum I_{ном\ MG} = 4 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9} = 161,7 \text{ А};$$

$$I_{no\ MG} = \frac{1,05}{0,15} \cdot 161,7 = 1,13 \text{ кА}.$$

Действующее значение суммарного тока короткого замыкания в точке К2:

$$I_{no\ K2} = I_{no\ GS} + I_{no\ MG} = 4,7 + 1,13 = 5,83 \text{ кА}.$$

Амплитудное значение ударного тока в точке К2:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2}(K_{y\partial\ GS} \cdot I_{no\ GS} + K_{y\partial\ MG} \cdot I_{no\ MG});$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2}(1,92 \cdot 4,7 + 1,8 \cdot 1,13) = 15,64 \text{ кА}.$$

## 2.1.9 Выбор и проверка оборудования на ГПП (ЦРП)

В данном разделе необходимо выбрать высоковольтные коммутационные аппараты, предохранители, трансформаторы тока и напряжения, реакторы.

К коммутационным аппаратам выше 1000 В относятся высоковольтные выключатели, отделители, разъединители, короткозамыкатели и выключатели нагрузки. Все эти аппараты имеют своё назначение и область применения, и к ним предъявляются соответствующие требования. Они должны удовлетворять условиям окружающей среды, работы в длительном режиме и режиме перегрузки, а также должны быть устойчивы к воздействию токов КЗ.

Как правило, все оборудование выбирается по номинальным параметрам: номинальному току и напряжению. Номинальное напряжение аппарата соответствует классу его изоляции. При выборе необходимо, чтобы соблюдались условия:

$$U_{н.а} \geq U_{н.с} \text{ и } I_{н.а} \geq I_{раб.мах}, \quad (2.46)$$

где  $U_{н.а}$  и  $I_{н.а}$  - номинальные напряжения и ток аппарата;

$U_{н.с}$  - номинальное напряжение сети;

$I_{раб.мах}$  - максимальный рабочий ток в послеаварийном режиме.

Аппараты, выбранные по номинальным параметрам, подлежат проверке на динамическую и термическую стойкость к токам КЗ. Результаты выбора и проверки оформляют в виде таблицы.

В зависимости от того, какая была принята схема электроснабжения промышленного предприятия, выбирается соответствующее оборудование.

При выборе высоковольтного оборудования необходимо учитывать ряд рекомендаций:

1) следует широко применять комплектные трансформаторные подстанции блочного типа (КТПБ) или модульного типа с первичным напряжением 35-220 кВ;

2) для измерения тока, напряжения и релейной защиты на стороне высшего напряжения должны устанавливаться трансформаторы тока и трансформаторы напряжения;

3) при выборе высоковольтных выключателей следует ориентироваться на современное оборудование с устройством вакуумного или элегазового гашения дуги. В большинстве случаев следует применять встроенные ввода силовых трансформаторов или выключателей трансформаторы тока на напряжение 35-220 кВ;

4) на напряжении 6-10 кВ помимо высоковольтных выключателей следует выбрать комплектные распределительные устройства типа КСО или КРУ.

КСО – камеры стационарные одностороннего обслуживания, комплектуются вакуумными и элегазовыми выключателями. Применяются на небольших предприятиях с потребителями преимущественно II и III категорий.

КРУ – комплектные распределительные устройства различных серий с выкатными тележками, комплектуются вакуумными, элегазовыми и электромагнитными выключателями различных серий.

В курсовом проекте необходимо выбрать силовые выключатели на напряжении выше 1000 В. Помимо выключателей - все трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, а также выключатели нагрузки или разъединители на подстанциях и высоковольтные предохранители.

Выключатели нагрузки или разъединители в комплекте с предохранителями устанавливаются во вводных шкафах трансформаторов цеховых подстанций при питании их по магистральной схеме. Разъединителями можно отключать ток холостого хода трансформаторов мощностью до 630 кВ·А, а выключателями нагрузки - ток холостого хода и номинальный рабочий ток трансформаторов мощностью до 2500 кВ·А.

Так как при питании нескольких цеховых трансформаторов по магистральной схеме релейная защита, установленная на головном выключателе, имеет большие уставки максимальной токовой защиты, которые не защищают трансформаторы от перегрузок и токов короткого замыкания за трансформатором, то для защиты трансформаторов перед ними устанавливают предохранители типа ПКТ.

### Условия выбора высоковольтных выключателей

по напряжению:

$$U_{н.а} \geq U_{н.с};$$

по длительно допустимому току:

$$I_{н.а} \geq I_{раб.мах};$$

по отключающей способности:

$$I_{н.откл.} \geq I_{по}^{(3)};$$

по динамической стойкости:

$$i_{дин} \geq i_{уд}^{(3)};$$

по термической стойкости:

$$(I_m^{(3)})^2 \cdot t_m \geq (I_{по}^{(3)})^2 \cdot t_n.$$

### Условия выбора разъединителей или выключателей нагрузки

по напряжению:

$$U_{н.а} \geq U_{н.с};$$

по длительно допустимому току:

$$I_{н.а} \geq I_{раб.мах};$$

по динамической стойкости:

$$i_{дин} \geq i_{уд}^{(3)};$$

по термической стойкости:

$$(I_m^{(3)})^2 \cdot t_m \geq (I_{по}^{(3)})^2 \cdot t_n.$$

### Условия выбора реакторов

по напряжению:

$$U_{н.а} \geq U_{н.с};$$

по длительно допустимому току:

$$I_{н.а} \geq I_{раб. max};$$

по динамической стойкости:

$$i_{дин} \geq i_{уд}^{(3)};$$

по термической стойкости:

$$(I_m^{(3)})^2 \cdot t_m \geq (I_{но}^{(3)})^2 \cdot t_n.$$

### Условия выбора предохранителей

по напряжению:

$$U_{н.а} \geq U_{н.с};$$

по длительно допустимому току:

$$I_{н.а} \geq 1,5 \div 2 I_{н.тр};$$

по отключающей способности:

$$I_{н.откл} \geq I_{но}^{(3)};$$

где  $U_{н.а}$ ,  $I_{н.а}$ ,  $I_{н.откл}$ ,  $i_{дин}$ ,  $I_m^{(3)}$  и  $t_m$  - параметры оборудования: номинальное напряжение, номинальный ток, номинальный ток отключения аппарата, ток динамической стойкости, ток термической стойкости и время действия тока термической стойкости;

$U_{н.с}$  - номинальное напряжение сети;

$I_{раб. max}$  - максимальный рабочий ток в послеаварийном режиме;

$I_{н.тр}$  - номинальный ток трансформатора, в цепи которого установлен высоковольтный предохранитель;

$I_{но}^{(3)}$  - периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания, где установлен аппарат;

$i_{уд}^{(3)}$  - мгновенное значение ударного тока короткого замыкания, где установлен аппарат;

$t_n$  - приведенное время действия тока короткого замыкания.

### Условия выбора трансформатора тока

по напряжению:

$$U_{н.а} \geq U_{н.с};$$

по длительно допустимому току:

$$I_{н.а} \geq I_{раб. max};$$

по динамической стойкости:

$$i_{дин} \geq i_{уд}^{(3)};$$

по термической стойкости:

$$(I_m^{(3)})^2 \cdot t_m \geq (I_{no}^{(3)})^2 \cdot t_n;$$

по допустимой нагрузке вторичной цепи в требуемом классе точности:

$$Z_{2н} \geq Z_{2р}.$$

Проверка трансформаторов тока на допустимую нагрузку вторичной цепи в требуемом классе точности обусловлена требованиями учета электрической энергии. Трансформаторы тока для присоединения счетчиков, по которым ведутся коммерческие расчеты, должны быть класса точности 0,5; для технического учета допускается класс точности 1,0.

Чтобы погрешность трансформатора тока не превысила допустимую для данного класса точности, необходимо, чтобы вторичная расчетная нагрузка  $Z_{2р}$  не превышала номинальную для данного трансформатора тока  $Z_{2н}$ .

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимают  $Z_{2р} = r_{2р}$ . Вторичная нагрузка состоит из сопротивлений приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_{2р} = r_{приб} + r_{пр} + r_k,$$

где  $r_{приб}$  - сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока;

$r_{пр}$  - сопротивление соединительных проводов;

$r_k$  - сопротивление контактных соединений.

Нагрузкой трансформаторов тока являются амперметры, токовые катушки счетчиков активной и реактивной энергии, а для вводных линий добавляются токовые катушки мегаваттметра и мегаварметра.

Суммарное сопротивление приборов рассчитывают по суммарной мощности,  $Ом$ :

$$r_{приб} = \frac{\sum S_2}{I_n^2}, \quad (2.47)$$

где  $\sum S_2$  - суммарная потребляемая мощность приборов,  $В \cdot А$ ,

$I_n$  - номинальный вторичный ток трансформатора тока.

Сопротивление контактных соединений можно принять равным 0,1  $Ом$ . Сопротивление проводов рассчитывают по их сечению и длине. Ориентировочно длина токовых цепей может быть принята:

для линий напряжением 6-10  $кВ$  – 4-6  $м$ ;

для цепей РУ 35 – 220  $кВ$  – 75 - 100  $м$ .

Для соединительных медных проводников сечение должно быть не менее 2,5  $мм^2$ , а для алюминиевых – 4  $мм^2$ .

В курсовом проекте ориентировочно потребляемую мощность приборов, подключенных к трансформатору тока, можно принять:

1) амперметра – 0,1  $В \cdot А$ ;

2) счетчика активной и реактивной энергии

а) индукционного типа - 2÷2,5  $В \cdot А$ ;

б) цифрового типа СЭТ-4ТМ и др. 0,5÷1,0  $В \cdot А$ ;



- 3) мегаваттметра и мегаварметра
  - а) аналогового -  $2 \text{ В}\cdot\text{А}$ ;
  - б) цифрового  $0,5 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

Трансформаторы напряжения в системе электроснабжения промышленного предприятия предназначены для питания катушек напряжения приборов и релейной защиты. Они устанавливаются на всех напряжениях выше 1000 В. Трансформаторы выбирают по исполнению, конструкции и схеме соединений обмоток, номинальному напряжению, классу точности и вторичной нагрузке.

### Условия выбора трансформатора напряжения

по напряжению:

$$U_{н.а} = U_{н.с};$$

по допустимой нагрузке вторичной цепи в требуемом классе точности:

$$S_{2н} \geq S_{2р}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения каждой секции складывается из двух вольтметров, двух реле напряжения, катушек напряжения счетчиков активной и реактивной энергии, мегаваттметра и мегаварметра. Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, а определить по формуле:

$$S_{2р} = \sqrt{\sum P_2^2 + \sum Q_2^2} = \sqrt{(\sum S_{приб i} \cdot \cos \varphi_i)^2 + (\sum S_{приб i} \cdot \sin \varphi_i)^2}. \quad (2.48)$$

В курсовом проекте ориентировочно потребляемую мощность приборов, подключенных к трансформатору напряжения, можно принять:

- 1) вольтметра –  $2,0 \text{ В}\cdot\text{А}$ ;
- 2) счетчика активной и реактивной энергии
  - а) индукционного типа -  $2 \div 2,5 \text{ В}\cdot\text{А}$ ;
  - б) цифрового типа СЭТ-4ТМ и др.  $0,5 \div 1,0 \text{ В}\cdot\text{А}$ ;
- 3) мегаваттметра и мегаварметра
  - а) аналогового -  $2 \text{ В}\cdot\text{А}$ ;
  - б) цифрового  $0,5 \text{ В}\cdot\text{А}$ ;
- 4) реле напряжения –  $2,0 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

При определении вторичной нагрузки сопротивление соединительных проводов можно не учитывать, но необходимо оценить потерю напряжения в них. Согласно ПУЭ потеря напряжения к расчетным счетчикам не должна превышать 0,25%. Если нагрузка приборов секции шин будет превышать номинальную, то на секции следует установить два трансформатора напряжения. Так как в сетях 6-10 кВ требуется контроль изоляции, то необходима установка пятистержневых трансформаторов напряжения марки НАМИ или группа из трех однофазных трансформаторов серии ЗНОМ или ЗНОЛ. Средняя точка у этих трансформаторов заземляется со стороны как высшего, так и низшего напряжения.

На распределительных пунктах (РП) для подключения счетчиков и реле минимального напряжения устанавливают комплект из двух однофазных

трансформаторов типа НОМ, НОЛ, НОС, так как по стоимости они дешевле одного трансформатора типа НАМИ напряжением 6-10 кВ.

В распределительном устройстве высшего напряжения силового трансформатора ГПП (ПГВ) следует выбирать трансформаторы типа НКФ или НАМИ.

### 2.1.10 Выбор сечений проводников питающих и распределительных сетей

В данном разделе необходимо выбрать сечение питающих линий ВЛ или КЛ напряжением 35-220 кВ и сечение кабелей распределительных сетей 6-10 кВ.

Сечение проводов и жил кабелей выбираются по следующим условиям:

- 1) по экономической плотности тока;
- 2) по нагреву длительным расчетным током и током послеаварийного режима;
- 3) по нагреву от кратковременного выделения тепла током КЗ;
- 4) по потере напряжения в проводниках от проходящего тока в нормальном и послеаварийном режимах;  
кроме того ВЛ проверяются:
- 5) по коронированию;
- 6) по механической прочности.

Выбор сечения по экономической плотности тока осуществляется:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (2.49)$$

где  $I_p$  - расчетный длительный ток в линии;

$j_{\text{эк}}$  - экономическая плотность тока, принимается по таблице ПУЭ или по приложению Е2 в зависимости от  $T_{\text{max}}$  для той отрасли промышленности, к которой принадлежит данное предприятие (приложения Е1, Е2).

Для воздушной линии, питающей ГПП (ПГВ) предприятия, расчетный ток определяется по выражениям:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} \text{ или } I_p = \frac{S_{н\text{тр}} \cdot K_3}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.50)$$

где  $S_p$  - расчетная мощность предприятия;

$S_{н\text{тр}}$  - номинальная мощность трансформатора;

$n$  - количество питающих линий;

$K_3$  - коэффициент загрузки;

$U_n$  - номинальное напряжение сети.

Выбор сечения по нагреву током производится из условия:

$$I_{p\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (2.51)$$

где  $I_{p\max}$  - максимальный расчетный ток в линии в послеаварийном режиме.

Он зависит от схемы присоединения трансформаторов ГПП.

Для схемы без перемычки на стороне ВН

$$I_{p\max} = \frac{1,3 \cdot S_{н\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.52)$$

для схемы с перемычкой

$$I_{p\max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (2.53)$$

При выборе сечения кабельной линии к допустимым токовым нагрузкам, приводимым в таблицах ПУЭ, необходимо вводить поправочные коэффициенты на реальные условия прокладки кабеля.

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (2.54)$$

где  $K_1$  - коэффициент, учитывающий количество параллельно проложенных кабелей в траншее;

$K_2$  - температурный коэффициент, учитывающий тепловое сопротивление грунта (в курсовом проекте можно принять  $K_2=1$ );

$K_3$  - коэффициент, учитывающий перегрузку кабельной линии.

В послеаварийном режиме для кабелей напряжением 6-10 кВ с бумажной изоляцией допускается перегрузка на 30% в течение 6 часов в сутки, не более чем в течение 5 суток, для кабелей с пластмассовой изоляцией перегрузка допускается на 10%, для кабельных линий напряжением 35-110 кВ коэффициент перегрузки не учитывается ( $K_3=1$ ).

Тогда условия выбора будут иметь вид:

$$I_{p\max} \leq I'_{\text{доп}}. \quad (2.55)$$

По термической стойкости определяют минимальное сечение проводников по формуле:

$$F_{\min} \geq \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_n}}{c}, \quad (2.56)$$

где  $I_{\infty}$  - установившийся ток короткого замыкания в амперах, при  $t_{н.с} \leq 2\tilde{n}$  можно принять  $I_{\infty} = I_{no}$ ;

$t_n$  - приведенное время действия тока короткого замыкания, оно складывается из времени действия релейной защиты и времени отключения выключателя;

$$t_n = t_{pz} + t_{o.с}, \quad (2.57)$$

$t_n$  в курсовом проекте принять 0,5-0,7 с для линий к трансформаторам и двигателям и высоковольтным установкам,  $t_n=1,0-1,2$  с для линий к РП и  $t_n=1,5-2,0$  с для питающих линий к ГПП (ПГВ);

$c$  – коэффициент теплового импульса, для кабелей до 10 кВ с медными жилами  $c = 140$ , с алюминиевыми  $c = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{0.5} / \text{мм}^2$ .

По потере напряжения в курсовом проекте сечения проводников можно не проверять.

По условию возникновения короны при напряжении 110 кВ сечение проводов ВЛ должно быть не менее  $70 \text{ мм}^2$ .

По условию механической прочности минимальное сечение сталеалюминиевых проводов ВЛ должно быть не менее  $35 \text{ мм}^2$  для II района по гололеду и  $50 \text{ мм}^2$  для III-IV районов.

Из всех сечений, выбранных по каждому из условий, принимается большее сечение, удовлетворяющее всем условиям.

### 2.1.11 Учет электроэнергии и измерения электрических величин

Система учета и измерений определяется схемой электроснабжения, количеством и мощностью трансформаторов ГПП, ПГВ, характером присоединенных потребителей.

Учет электроэнергии подразделяется на расчетный и технический.

**Расчетным учетом** электроэнергии называется учет выработанной, а также отпущенной потребителям электроэнергии для денежного расчета за нее. Счетчики, устанавливаемые для расчетного учета, называются расчетными счетчиками. Расчетные счетчики активной и реактивной энергии должны устанавливаться:

- а) для каждой отходящей ЛЭП, принадлежащей потребителям;
- б) на подстанции, принадлежащей потребителю, на вводе ЛЭП в подстанцию.

Допускается установка счетчиков на стороне низшего напряжения трансформаторов в случаях, когда трансформаторы тока на стороне ВН не обеспечивают требуемой точности учета.

Технический учет необходим для осуществления хозрасчета внутри предприятия, разработки и составления удельных норм расхода электроэнергии, контроля за расходом электроэнергии подразделениями предприятия. Поэтому технический учет осуществляется по всем отходящим линиям высокого напряжения.

Классы точности счетчиков и измерительных трансформаторов согласно требованиям ПУЭ должны быть не ниже указанных в таблице 2.2.

Для счетчиков реактивной энергии класс точности может выбираться на одну ступень ниже.

Предприятия, рассчитывающиеся с энергосистемой по двухставочному или зонному тарифу, должны устанавливать информационно-измерительную систему и многотарифные электронные счетчики типов СТ65605, СЭТ-4ТМ, ПСЧ-3А и др.

Таблица 2.2 – Классы точности приборов учета

Точка учета	Счетчик		Измерительный трансформатор	
	расчетный	технический	расчетный	технический
Трансформаторы ГПП 10-63 МВ·А	1,0	2,0	0,5	1,0
Прочие объекты	2,0	2,0	0,5	1,0

**Измерение тока** должно производиться в цепях всех напряжений, где оно необходимо для систематического контроля технологического процесса или работы оборудования. На ГПП или РП это, как правило, на вводах и отходящих линиях. В цепях переменного тока амперметр устанавливают в одной фазе, за исключением дуговых электропечей, где измерения тока должны осуществляться в каждой фазе.

**Измерение напряжения** должно производиться в цепях всех напряжений. Допускается установка одного вольтметра на секции с переключением на несколько точек измерения (измерение фазного и линейного напряжений).

На подстанциях допускается измерять напряжение только на стороне низшего напряжения, если установка трансформаторов напряжения на стороне высшего напряжения не требуется для других целей.

**Измерение активной и реактивной мощности** должно производиться на границе раздела электрической сети (балансовой принадлежности) между энергоснабжающей организацией и потребителем.

### 2.1.12 Выбор элементов силовой сети цеха (участка)

На основании выполненных в пункте 2.1.2.1 расчетов нагрузок силовой сети цеха (участка) и выбранной схемы электроснабжения цеха (участка) необходимо выбрать схему питающей и распределительной сети цеха (участка), рассчитать и выбрать шкафы, шинопроводы, троллеи, кабели, провода и аппараты защиты для всех электроприемников цеха (участка).

При выборе схемы питания возможны два случая:

1) если намеченная подстанция находится в данном цехе, то питание распределительных шкафов и шинопроводов возможно по схеме «блок трансформатор-магистраль» с помощью магистрального шинопровода;

2) если питающая подстанция размещается в соседнем здании, цехе, то питание осуществляется по кабельным линиям. В этом случае в цехе устанавливается вводной шкаф (один или два), и от него осуществляется питание распределительных шкафов и шинопроводов.

Шкафы выбирают с автоматическими выключателями или предохранителями. В качестве аппаратов защиты рекомендуют отдавать предпочтение автоматическим выключателям, так как по сравнению с предохранителями они обладают лучшими эксплуатационными свойствами.

Согласно ПУЭ от перегрузок необходимо защищать силовые и осветительные сети, выполненные внутри помещений открыто проложенными изолированными незащищенными проводниками с горючей изоляцией; силовые сети, когда по условиям технологического процесса или режима их работы могут возникнуть длительные перегрузки; сети взрывоопасных помещений или взрывоопасных наружных установок независимо от условий технологического процесса или режима работы сети.

Защита электрических сетей от токов КЗ должна быть предусмотрена во всех случаях.

Номинальный ток плавкой вставки  $I_{нFU}$  для инерционных предохранителей определяется по величине длительного расчетного тока линии  $I_{p\ max}$ :

$$I_{нFU} \geq I_{p\ max}. \quad (2.58)$$

Номинальный ток плавкой вставки  $I_{нFU}$  для безынерционных предохранителей (типов ПН2, НПН) должен удовлетворять двум условиям:

$$I_{нFU} \geq I_{p\ max}. \quad (2.59)$$

$$I_{нFU} \geq (I_{пуск}/K_{пер}), \quad (2.60)$$

где  $I_{пуск}$  – пусковой ток одного двигателя;

$K_{пер}$  – коэффициент перегрузки, зависящий от условий и длительности пускового периода:  $K_{пер} = 2,5$  – для легких пусков с длительностью пуска до 2,5 сек, а также при редких пусках (насосы, вентиляторы, станки и т.п.);  $K_{пер} = 1,6$  – для тяжелых условий пуска с длительностью пуска более 2,5 сек, а также при частых (более 15 раз в час) пусках, с частыми реверсами (краны, дробилки, центрифуги и т.п.).

Для защиты линии, питающей группу электроприемников ЭП (двигателей), вместо пускового тока принимают пиковый ток:

$$I_{нFU} \geq (I_{пик}/K_{пер}), \quad (2.61)$$

$$I_{пик} = I_{пуск\ max} + (I_p - K_u \cdot I_{н\ max}) \quad (2.62)$$

$$\text{или } I_{пик} = I_p + (K_{пуск} - 1) \cdot I_{н\ max}, \quad (2.63)$$

где  $I_{пуск\ max}$ ,  $I_{н\ max}$  – пусковой и номинальный ток двигателя с наибольшим пусковым моментом;

$K_u$ ,  $K_{пуск}$  – коэффициент использования и пусковой коэффициент двигателя, имеющего наибольший пусковой ток;

$I_p$  – расчетный ток группы приемников (двигателей).

Для одиночных ЭП, не имеющих пусковых токов:

$$I_{нFU} \geq I_{н\ ЭП}. \quad (2.64)$$

Для линии к группам ЭП без пусковых токов:

$$I_{нFU} \geq \Sigma I_{н}, \quad (2.65)$$

где  $\Sigma I_{н}$  – сумма номинальных токов группы ЭП.

Номинальный ток плавкой вставки для защиты ответвления, идущего к сварочному аппарату, выбирается из соотношения:

$$I_{нFU} \geq 1,2 \cdot I_{н} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (2.66)$$

где  $I_{н}$  – номинальный ток сварочного трансформатора, принимаемый по каталогу для повторно-кратковременного режима;

$ПВ$  – продолжительность включения, отн. ед.

Для одиночных электропечей:

$$I_{н FU} \geq I_{н печи}. \quad (2.67)$$

При выборе уставок тока срабатывания автоматических выключателей необходимо учитывать различия в характеристиках и погрешности в работе расцепителей выключателей.

Автоматический выключатель с регулируемым расцепителем не должен отключаться в нормальном режиме работы защищаемого элемента, поэтому:

$$I_{н QF} \geq (1,05 - 1,25) \cdot I_{н}. \quad (2.68)$$

Меньшие значения уставок расцепителей принимают для электроприемников, имеющих меньшую длительность пуска и меньшую кратность пускового тока, большие – при больших.

Номинальный ток нерегулируемого теплового расцепителя должен быть не меньше наибольшего расчетного тока нагрузки, длительно протекающего по защищаемому элементу:

$$I_{н QF} \geq I_{н}. \quad (2.69)$$

При допустимых кратковременных перегрузках и при пусковых токах защищаемого элемента выключатель не должен срабатывать, это достигается выбором уставки мгновенного срабатывания электромагнитного расцепителя по условию

$$I_{н эл QF} \geq (1,25 - 1,35) \cdot I_{пуск \text{ ЭП}} (I_{пуск}). \quad (2.70)$$

В зависимости от вида защиты (от токов КЗ или от перегрузки) ПУЭ устанавливает соотношение между токами защитных аппаратов  $I_3$  и допустимым током провода  $I_{доп}$ .

$$I_{доп} \geq K_{защ} \cdot I_3. \quad (2.71)$$

Для сетей, защищаемых только от токов КЗ, коэффициенты защиты принимаются равными

$$I_{доп} \geq 0,33 \cdot I_{н FU}; \quad (2.72)$$

$$I_{доп} \geq 0,22 \cdot I_{н эл QF}. \quad (2.73)$$

Для сетей, защищаемых от токов КЗ и от перегрузки, коэффициент защиты принимается равным:

$$I_{доп} \geq 1 \cdot I_{н QF}. \quad (2.74)$$

Для сетей, выполненных проводниками с резиновой и аналогичной изоляцией и требующих защиты и от токов КЗ, и от перегрузки, коэффициент защиты принимается равным  $K_{защ} = 1$  для любых аппаратов защиты.

Для питания шкафов, шинопроводов применяют кабели АВВГ, АНРГ, ААШв, прокладываемые открыто по фермам, стенам здания на конструкциях и тросах.

Установка коммутационного аппарата (рубильника) перед распределительными шинопроводами необходима в случае, если аппарат защиты головного участка находится в другом помещении или обслуживается другой организацией и если запитан от магистрального шинопровода.

Питание цеховых подъемно-транспортных устройств (ПТУ) осуществляется от внутрицеховых электрических сетей через открытые троллеи, троллейные шинопроводы или с помощью гибких кабельных токоподводов.

Гибкие кабельные токоподводы рекомендуется применять для единично работающих ПТУ с расчетным током до 100 А и с длиной перемещения до 40 м.

На вводах питания троллеев рекомендуется устанавливать автоматические выключатели, на ремонтных участках – рубильники.

Электропроводку к электроприемникам рекомендуется выполнять проводами марки АПВ, ПВ в стальных тонкостенных трубах. Результаты выбора проводов, кабелей и аппаратов защиты рекомендуется оформлять в виде таблицы 2.3.

Таблица 2.3 – Выбор проводников и аппаратов защиты

Но- мер на плане	Наимено- вание ЭП	Номинальная мощность $P_{ном(p)}$ , кВт $S_{ном}$ , кВ·А	Номиналь- ный ток $I_{ном(p)}$ , А	Тип аппарата защиты	Ток расцепителя, ток плавкой вставки, А		Марка, сечение проводни- ка, способ прокладки	Ток допус- ти- мый $I_{доп}$ , А
					расчет- ный $I_{расч. min}$	НОМИНАЛЬНЫЙ $I_{ном}$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

В этом подразделе курсового проекта на напряжении до 1000 В необходимо выполнить расчет тока трехфазного КЗ на шинах подстанции, питающей расчетный цех (участок), на шинах вводного шкафа (если цех (участок) питается от подстанции соседнего цеха) и ток однофазного КЗ у наиболее мощного из наиболее удаленных электроприемников (ток петли фаза – нуль).

Расчет тока трехфазного КЗ необходим для проверки на динамическую стойкость шин, шкафов, шинопроводов и на динамическую стойкость и отключающую способность автоматических выключателей и предохранителей.

Ток однофазного КЗ необходим для проверки коммутационно-защитной аппаратуры **на надежность срабатывания при однофазных КЗ**. Выбор наиболее мощного из наиболее удаленных электроприемников обусловлен тем, что сети к этому электроприемнику будут наиболее протяженные, следовательно, ток КЗ будет меньшим, а уставка расцепителя автоматического выключателя или предохранителя значительной.

Расчет токов КЗ до 1000 В следует выполнить в именованных единицах.

В расчете учитываются активные и индуктивные сопротивления трансформаторов тока, автоматических выключателей, контактных соединений и электрической дуги. При расчете тока однофазного КЗ методом симметричных составляющих учитывают сопротивления обратной и нулевой последовательности. Рекомендации по расчету токов КЗ до 1000 В изложены в [1].

При расчете трехфазного КЗ определяется максимальный ток с учетом подпитки от двигательной нагрузки, а при расчете однофазного – минимальное значение тока КЗ, при этом подпитка от двигательной нагрузки не учитывается. Завышение уставки расцепителя автоматического выключателя или тока



плавкой вставки предохранителя по отношению к току однофазного КЗ, против нормируемого значения по ПУЭ, приведет к неотключению однофазного КЗ, что вызовет нагрев проводов (пожар) и появлению потенциала на корпусе электроприемника.

### **2.1.13 Выбор защит трансформаторов ГПП и расчет защит отходящей линии**

В данном разделе курсового проекта необходимо для трансформаторов ГПП (ПГВ), выбранных в курсовом проекте, выбрать необходимые виды релейной защиты, дать краткое описание принципа их действия и выполнить расчет защиты одной из отходящих линий (по указанию преподавателя).

Для трансформаторов с обмоткой высшего напряжения 3 – 220 кВ должны быть предусмотрены устройства защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- понижения уровня масла.

Для трансформаторов напряжением свыше 3 кВ применяют следующие основные виды защит: 1) плавкими предохранителями; 2) релейная защита следующих типов: а) токовая отсечка без выдержки времени; б) продольная дифференциальная; в) газовая; г) максимальная токовая с пуском или без пуска по напряжению; д) максимальная токовая от токов перегрузки; е) специальная, токовая нулевой последовательности от однофазных КЗ на землю в сети НН, работающей с глухозаземленной нейтралью.

#### **Защита плавкими предохранителями**

Плавкие предохранители применяют для защиты трансформаторов 6-10 кВ мощностью до 1000 кВ·А. Расчетные формулы и рекомендуемые значения токов плавких вставок предохранителей приведены в разделе 2.1.13.1.

#### **Токовая отсечка**

Токовой отсечкой оборудуются понижающие трансформаторы мощностью до 6,3 МВ·А, если на этих трансформаторах не предусматривается дифференциальная защита. Этот вид защиты устанавливается со стороны питания и охватывает часть обмотки трансформатора. Коэффициент чувствительности этой защиты должен быть не менее 2. Ток срабатывания отсечки выбирают по выражению:

$$I_{сз\ TO} \geq K_n \cdot I_{к. max}^{(3)}, \quad (2.75)$$

где  $K_n$  - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,3-1,4 для защит с реле РСТ-40; 1,5-1,6 для защит с реле РСТ-80 и 1,3 для защит с микропроцессорными реле УЗА-10, Seram и др.;

$I_{к. max}^{(3)}$  - максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором, приведенное к стороне ВН.

**Продольная дифференциальная защита** должна устанавливаться на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более, а также на трансформаторах меньшей мощностью ( $\geq 1$  МВ·А) в тех случаях, когда токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности. Дифференциальные защиты трансформаторов выполняют на реле РНТ, ДЗТ, УЗА-10, Seram и др. Эти защиты предназначены для защиты от повреждений на выводах и от внутренних повреждений трансформатора. Методика расчета и расчетные формулы приводятся в справочной литературе [1].

Коэффициент чувствительности этой защиты должен быть не менее 1,5.

**Газовая защита** защищает трансформатор от повреждений внутри кожуха и от понижений уровня масла в трансформаторе. Защита реагирует на образование газов, сопровождающих повреждение внутри кожуха трансформатора, в отсеке РПН, а также действует при чрезмерном понижении уровня масла. Газовая защита должна предусматриваться для трансформаторов мощностью 6,3 МВ·А и более, а также для внутрицеховых понижающих трансформаторов ( $S_{нтр} \geq 0,63$  МВ·А).

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и незначительном понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Наиболее распространенные типы газовых реле РГЧЗ-66, ВФ50/10, ВФ80/Q и новые реле, их заменяющие РГТ80, РГТ50, струйное реле РСТ25.

**Максимальную токовую защиту** устанавливают на всех понижающих трансформаторах напряжением 3 кВ и выше за исключением трансформаторов, защищенных плавкими предохранителями. Максимальную токовую защиту устанавливают со стороны основного питания, и она защищает трансформатор от токов, обусловленных внешними (за трансформатором) многофазными КЗ.

Ток срабатывания защиты, выполненной без пуска по напряжению, определяют по выражению:

$$I_{сз МТЗ} \geq \frac{K_n \cdot K_{сз} \cdot I_{раб. max}}{K_\epsilon}, \quad (2.76)$$

где  $K_n=1,1-1,4$  в зависимости от типа реле;

$K_{сз}=2-3$ ; - коэффициент самозапуска нагрузки после отключения КЗ.

Наименьший коэффициент чувствительности защиты должен быть не менее 1,5 в основной зоне и около 1,2 в зоне резервирования.

Защита от перегрузок устанавливается на трансформаторах 400 кВ·А и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки с действием на сигнал или на автоматическую разгрузку (отключение части нагрузки).

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяют по выражению:

$$I_{сз n} \geq \frac{K_n \cdot I_{н mp}}{K_6}, \quad (2.77)$$

где  $K_n = 1,05$  – коэффициент надежности;

$K_6 = 0,85$  – коэффициент возврата.

**Специальную токовую защиту нулевой последовательности** от однофазных КЗ на землю (СТЗНП) устанавливают в нулевом проводе трансформатора 6(10)/0,4 кВ с соединением обмотки низкого напряжения в звезду с заземленной нейтралью.

Ток срабатывания СТЗНП выбирают по условию отстройки от максимальной асимметрии фазных токов, определяемых наибольшим допустимым в нормальном режиме током в заземленной нейтрали обмотки НН. Для трансформаторов со схемой соединения обмоток  $Y/Y_H$  этот ток равен  $0,25 I_{н mp}$ , а для трансформаторов со схемой  $\Delta/Y_H - 0,75 I_{н mp}$ . Ток срабатывания реле защиты этих трансформаторов можно найти по выражениям:

$$I_{ср сн} = \frac{0,25 K_n \cdot I_{н mp}}{n_{mn}} \text{ и } I_{ср сн} = \frac{0,75 K_n \cdot I_{н mp}}{n_{mn}}, \quad (2.78)$$

где  $K_n = 1,5 \div 2$ .

### 2.1.13.1 Защита кабельных или воздушных линий, питающих один или несколько трансформаторов

Защита кабельной линии напряжением 6-10 кВ, питающей силовой трансформатор, выполняется двухступенчатой. Первая ступень - токовая отсечка (ТО). Вторая ступень - максимальная токовая защита (МТЗ) с зависимой или независимой от тока характеристикой выдержки времени. Дополнительно к токовым защитам устанавливается защита от замыкания на землю с действием на сигнал.

**Токовая отсечка** защищает от многофазных коротких замыканий в линии и на выводах трансформатора (при схеме блок линия - трансформатор). Ток срабатывания отсечки определяется по большему из условий:

а) отстройки от бросков тока намагничивания трансформаторов:

$$I_{сз(ТО)} \geq K_{отс} \cdot I_{\Sigma mp} \quad (2.79)$$

где  $K_{отс} = 4 - 5$  - коэффициент отстройки;

$I_{\Sigma mp}$  - суммарный номинальный ток трансформаторов, присоединенных к линии,

$$I_{\Sigma mp} = \frac{\sum S_{н mp}}{\sqrt{3} U_n};$$

б) отстройки от токов короткого замыкания на стороне низкого напряжения за трансформатором:

$$I_{сз(ТО)} \geq K_n \cdot I_{кз}^{(3)},$$

где  $K_n = 1,3 - 1,4$  - для защиты с реле РСТ – 40;

$K_n = 1,5 - 1,6$  - для защиты с реле РСТ - 80;

$K_n = 1,3$  - для защиты с микропроцессорным реле УЗА-10, Seram и др.;

$I_{кз}^{(3)'}$  - ток трехфазного КЗ за трансформатором, приведенный к стороне высшего напряжения (где установлена защита).

$$I_{кз}^{(3)'} = \frac{I_{кз\text{ нн}}^{(3)}}{n_{тр}}, \quad (2.80)$$

где  $n_{тр}$  - коэффициент трансформации силового трансформатора (6000/400 или 10000/400).

Ток срабатывания реле определяется по выражению:

$$I_{ср\ (ТО)} \geq \frac{I_{сз\ (ТО)} \cdot K_{сх}}{n_{мм}}, \quad (2.81)$$

где  $K_{сх}$  - коэффициент схемы (зависящий от схемы соединения трансформаторов тока  $K_{сх} = 1$  при соединении в полную и неполную звезду и  $K_{сх} = \sqrt{3}$  при соединении в треугольник и на разность токов фаз);

$n_{мм}$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока.

**Примечание.** При определении тока срабатывания реле токовой отсечки коэффициент возврата  $K_e$  не вводится, так как эта защита действует мгновенно.

**Максимальная токовая защита** защищает линию и трансформатор от токов внешних КЗ, то есть за трансформатором, и от длительной перегрузки, ток срабатывания защиты определяется из условий:

а) отстройки от максимального рабочего тока по выражению

$$I_{сз\ (МТЗ)} \geq K_n \cdot K_{сз} \cdot I_{раб.\text{max}} \quad (2.82)$$

где  $K_n = 1,1 - 1,2$  для реле РСТ - 40, РСТ - 80 и  $K_n = 1,2$  для реле УЗА-10, Seram;

$K_{сз}$  - коэффициент самозапуска нагрузки после отключения внешнего КЗ или при отключении одного из трансформаторов двухтрансформаторных подстанций и перевода нагрузки с помощью АВР на оставшийся в работе  $K_{сз} \approx 2-3$ , рекомендуется  $K_{сз} = 2$ ;

$$I_{раб.\text{max}} \approx I_{н.тр} (I_{\Sigma тр});$$

б) отстройки от бросков тока намагничивания трансформаторов

$$I_{сз\ (МТЗ)} \geq K_{отс} \cdot I_{\Sigma тр},$$

$$K_{отс} = 2,5 - 3,5 \text{ при } t_{ср.з} = 0,5 \text{ с.}$$

Ток срабатывания реле определяется по выражению:

$$I_{ср\ (МТЗ)} \geq \frac{I_{сз\ (МТЗ)} \cdot K_{сх}}{K_e \cdot n_{мм}}, \quad (2.83)$$

где  $K_e = 0,8 - 0,85$  - коэффициент возврата, для реле РСТ - 40, РСТ - 80 и  $K_e = 0,9$  - для реле УЗА-10, Seram.

Коэффициенты чувствительности определяются:

1) токовая отсечка

$$K_{ч\ (ТО)} = \frac{\sqrt{3} I_{но}^{(3)}}{2 I_{сз\ (ТО)\text{факт}}},$$

2) максимальная токовая защита

$$K_{ч(МТЗ)} = \frac{\sqrt{3} I_{кз}^{(3)'}}{2 I_{сз(МТЗ)факт}},$$

где  $I_{но}^{(3)}$  - периодическая составляющая тока короткого замыкания на шинах ГПП (ЛГВ) или РП;

$I_{кз}^{(3)'}$  - ток трехфазного КЗ за трансформатором, приведенный к стороне высшего напряжения (где установлена защита);

$I_{сз(ТО)факт}$ ,  $I_{сз(МТЗ)факт}$  - фактические значения токов срабатывания защиты ТО и МТЗ согласно выбранным уставкам.

$$I_{сз(ТО)факт} \geq \frac{I_{ср(ТО)факт} \cdot n_{тт}}{K_{сх}};$$

$$I_{сз(МТЗ)факт} \geq \frac{I_{ср(МТЗ)факт} \cdot n_{тт} \cdot K_{в}}{K_{сх}}.$$

Коэффициенты чувствительности согласно ПУЭ  $K_{ч(ТО)} \geq 2$  и  $K_{ч(МТЗ)} \geq 1,5$ .

При магистральной схеме питания нескольких трансформаторов максимальная токовая защита может иметь уставки, не обеспечивающие защиту трансформаторов меньшей мощности и резервирование защит, установленных на низшем напряжении. Для устранения этого пробела применяют защиту трансформаторов плавкими предохранителями. Ток плавкой вставки находят по формуле:

$$I_{вс} \geq (1,5 \div 2) \cdot I_{н.тр}.$$

Рекомендуемые токи плавких вставок для защиты трансформаторов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Рекомендуемые токи плавких вставок для защиты трансформаторов

Мощность трансформатора кВ·А	Номинальный ток при напряжении, А			
	6 кВ		10 кВ	
	трансформатора	плавкой вставки	трансформатора	плавкой вставки
100	9,6	20	5,8	16
160	15,4	32	9,25	20
250	24	50	14,4	40
400	38,3	80	23,1	50
630	60,5	150 (160)	36,4	80
1000	96	200	58	150 (160)
1600	154	-	92,5	200

**Защита от однофазных замыканий на землю** выполняется с действием на сигнал. Она действует при замыкании на землю в защищаемой линии и не должна действовать при замыкании на других линиях (внешних замыканиях).

Защита выполняется на реле РТЗ – 50, РТЗ-51 или микропроцессорных реле УЗА-10, Seram и определяется двумя условиями:

1. Защита не должна срабатывать под воздействием собственного емкостного тока защищаемой линии  $I_c$ :

$$I_{c(33)} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_c, \quad (2.84)$$

$$I_c = \frac{U \cdot \ell}{10},$$

где  $K_{отс} = 1,1 - 1,2$  - коэффициент отстройки;

$K_{бр} = 4 - 5$ , если защита действует без выдержки времени, и

$K_{бр} = 2 - 3$  при  $t_{ср.з} = 2 - 3$  с;

$U$  – напряжение сети, в которой установлена защита, кВ;

$\ell$  - длина кабельной линии от шин ГПП или РП до конечного электроприемника этой линии напряжением 6(10) кВ.

2. Ток срабатывания защиты должен быть не меньше минимального первичного тока  $I_{c(33)} \geq I_{c \text{ мин}}$  который можно выставить на реле защиты. Этот ток составляет: 3 - 3,5 А, для реле РТЗ – 50, 0,8-1,2 А для реле РТЗ-51, для реле УЗА-10 – 0,02-2,5 А. Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч(33)} = \frac{I_{c \Sigma}}{I_{c(33) \text{ факт}}} \geq 1,25, \quad (2.85)$$

где  $I_{c \Sigma}$  - емкостный ток всех кабелей, присоединенных к данному источнику питания предприятия на данном напряжении.

### 2.1.13.2 Защита конденсаторных установок

Конденсаторные установки (КУ) защищают от многофазных КЗ и от повышения напряжения, а также от однофазных замыканий на землю в линии. Защита от перегрузки выполняется в тех случаях, когда возможна перегрузка конденсаторных батарей токами высших гармоник, т.е. КУ присоединены к электрически связанной сети, в которой имеются преобразовательные или электропечные установки.

**Защита от многофазных КЗ в сетях выше 1кВ (ТО)** может выполняться с помощью плавких предохранителей или релейной защиты, установленной в двух фазах:

а) при защите предохранителями:

$$I_{ном.вст} = K_{отс} \cdot I_{н.КУ}, \quad (2.86)$$

где  $K_{отс} = 2,5$ ;

$$I_{н.КУ} = \frac{Q_n}{\sqrt{3}U_n};$$

б) при защите реле:

$$I_{c.з(ТО)} = K_{отс} \cdot I_{н.КУ}, \quad (2.87)$$

где  $K_{отс} = 2$  - коэффициент отстройки, учитывает броски тока при включении КУ.

Коэффициент чувствительности  $K_{ч} \geq 2$ .

Защита от перегрузки выполняется только в вышеприведенных случаях. Ток срабатывания защиты определяют по формуле:

$$I_{с.з(МТЗ)} \geq 1,3 \cdot I_{н.КУ}.$$

Защита от повышения напряжения выполняется с выдержкой времени:

$$t_{с.з} = 3 - 5 \text{ мин}, U_{с.з} = 1,1 \cdot U_{н}.$$

После отключения защитой от повышения напряжения должно предусматриваться автоматическое повторное подключение КУ после понижения напряжения до номинального, но не ранее чем через 5 минут после отключения.

Защита от однофазных замыканий на землю выполняется аналогично защите, описанной в разделе 2.1.13.1.

В сетях до 1 кВ защиту КУ выполняют с помощью автоматических выключателей

$$I_{QF} \geq 1,2 \div 1,3 \cdot I_{н.КУ}.$$

### 2.1.13.3 Защита синхронных и асинхронных двигателей напряжением выше 1000 В

На синхронных и асинхронных двигателях устанавливают защиту от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотке статора и на ее выводах, (ТО);
- 2) токов перегрузки;
- 3) замыканий на землю в обмотке статора;
- 4) снижения напряжения или потери напряжения (защита минимального напряжения);
- 5) замыкания между витками одной фазы обмотки статора;
- 6) для синхронных двигателей предусматривается защита от асинхронного режима и замыканий в цепи возбуждения.

**Токсовая отсечка для двигателей мощностью до 2000 кВт** выполняется в однорелейном исполнении с включением реле на разность токов двух фаз или двухрелейном с включением реле в неполную звезду.

Если чувствительность отсечки оказывается недостаточной, то применяют двухрелейную схему с включением реле в неполную звезду.

$$I_{с.з(ТО)} \geq K_{отс} \cdot I_{пуск},$$

$$I_{с.р(ТО)} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{сх} \cdot I_{пуск}}{n_{тт}}, \quad (2.88)$$

где  $K_{отс}$  - коэффициент отстройки от апериодической составляющей пусковых токов с учетом типа реле;  $K_{отс} = 1,4$  - для микропроцессорного реле типа УЗА-10, Seram,  $K_{отс} = 1,4 - 1,5(1,8-2)$  - для реле типа РСТ - 40 (РСТ - 80);

$K_{сх} = \sqrt{3}$  - для схемы включения реле на разность токов, и  $K_{сх} = 1$  - для схемы «неполная звезда»;

$$I_{пуск} = K_{пуск} \cdot I_{ном} - \text{пусковой ток двигателя};$$

$$n_{тт} - \text{коэффициент трансформации трансформатора тока.}$$

Коэффициент чувствительности  $K_\alpha \geq 2$  для двигателей мощностью  $P_\delta > 5000 \text{ кВт}$  и около 1,5 для двигателей меньшей мощности. Если токовая отсечка оказывается недостаточно чувствительной, применяют **продольную дифференциальную защиту** в двух- или трехфазном исполнении. Защиту выполняют на реле РСТ - 40, РНТ – 565, УЗА-10, Seram или ДЗТ - 11.

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} \geq \frac{K_{omc} \cdot I_n}{n_{mm}},$$

где  $K_{omc} = 1,4 - 2$  - для реле типа РСТ – 40, УЗА-10, Seram,  $K_{omc} = 1,1 - 1,4$  - для реле типа РНТ и ДЗТ - 11.

**Защита от перегрузки** выполняется на реле РСТ - 40 с применением реле времени или РСТ – 80, УЗА-10 или Seram.

$$I_{c.p(MTЗ)} \geq \frac{K_{omc} \cdot K_{cx} \cdot I_n}{K_\beta \cdot n_{mm}}, \quad (2.89)$$

где  $K_{omc} = 1,1 - 1,2$ ;

$K_\beta$  – коэффициент возврата,  $K_\beta = 0,8$  - для реле типа РСТ - 80,  $K_\beta = 0,85$  - для реле типа РСТ – 40 и  $K_\beta = 0,9$  – для реле типа УЗА-10 или Seram.

Выдержку времени принимают несколько больше длительности пуска, т.е.  $t_{nep} = 10 - 15 \text{ сек.}$

Если релейную защиту выполняют на реле типа РСТ-80 в двухрелейном исполнении с включением этих реле в неполную звезду, то защиту от перегрузки выполняют на индукционном элементе, а токовую отсечку - на электромагнитном, выставив уставку тока срабатывания реле кратностью от уставки тока срабатывания реле по перегрузке.

$$K = \frac{I_{c.p(TO)}}{I_{c.p(MTЗ)}}.$$

**Защита от замыканий на землю** устанавливается на двигателях при токе замыкания на землю в электрически связанной сети более 5 А. Защита выполняется с применением трансформаторов тока нулевой последовательности типа ТЗ, ТЗЛ, ТЗЛМ, ТЗЛР и реле типа РТЗ – 50, РТЗ-51, УЗА-10, Seram или устройства ЗЗП - 1.

$$I_{c.z} \geq K_n \cdot K_\beta \cdot I_c, \quad (2.90)$$

где  $K_n = 1,2 - 1,3$  - коэффициент надежности;

$K_\beta = 3 - 4$  - коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока при внешних замыканиях;

$I_c$  - сумма емкостных токов двигателя и питающих его кабельных линий.

$$I_c = I_{c.дв} + I_{c.кл},$$

где  $I_{c.кл} = \frac{U \cdot \ell}{10}$  – емкостной ток питающих кабельных линий (от ячейки до двигателя);

$$I_{c.дв} = \omega \cdot C_{дв} \cdot U_{ном.ф} - \text{емкостной ток двигателя.}$$

Для мощности двигателя до 2,5 МВт значением емкостного тока двигателя можно пренебречь.



Полученный ток срабатывания защиты надо согласовать с возможностью выставить минимальную уставку на реле РТЗ - 50, РТЗ - 51, которые составляют для реле РТЗ - 50 -  $3 \div 3,2 A$  и  $0,8 \div 1,2 A$  для РТЗ - 51,  $0,02 \div 2,5 A$  для реле УЗА-10.

Ток срабатывания защиты не должен быть более  $10 A$  для электродвигателей  $P_{\partial} \leq 2000 \text{ кВт}$  и  $5 A$  при  $P_{\partial} > 2000 \text{ кВт}$ . Если же защита получается нечувствительной, то устанавливают направленную токовую защиту ЗЗП - 1.

**Защита от потери питания и понижения напряжения** предусматривается для предотвращения повторного пуска электродвигателей после исчезновения напряжения и появления его вновь. Для предотвращения отключений при кратковременном снижении напряжения (отключение близких КЗ) защита выполняется с выдержкой времени  $t_{c.з} = 0,5 - 1,5 \text{ с}$ . Напряжение срабатывания защиты для отключения несамозапускающихся электродвигателей принимается равным  $0,7 U_{ном}$ . Эта же защита обеспечивает самозапуск ответственных электродвигателей при восстановлении напряжения. В этом случае

$$U_{c.з} \cong 0,5 U_{ном} \text{ и } t_{c.з} = 5 - 10 \text{ с.}$$

**Пример расчета релейной защиты кабельной линии напряжением 10 кВ**

**Исходные данные:**  $S_{н\text{тр}} = 1000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ ;  $I_{кз\text{нн}}^{(3)} = 11670,4 \text{ А}$ ;  $n_{тт} = 100 / 5$ ;  
 $I_{кз}^{(3)} = 4596 \text{ А}$ ;  $I_{c\text{Σ}} = 2,9 \text{ А}$ ;  $\ell = 1 \text{ км}$ .

Защита линии выполняется двухступенчатой. Первая ступень – токовая отсечка (ТО). Вторая ступень – максимальная токовая защита (МТЗ) с зависимой от тока характеристикой выдержки времени. Дополнительно к токовым защитам устанавливается защита от замыкания на землю с действием на сигнал. Релейная защита линии выполнена с использованием микропроцессорного устройства типа УЗА-10А2.

Токовая отсечка защищает от многофазных коротких замыканий в линии. Ток срабатывания отсечки определяется по большему из условий:

а) отстройки от бросков тока намагничивания трансформаторов

$$I_{cз(то)} \geq K_{отс} \cdot I_{\Sigma\text{тр}},$$

где  $K_{отс} = 4 - 5$  – коэффициент отстройки;

$I_{\Sigma\text{тр}}$  – суммарный номинальный ток трансформаторов, присоединенных к линии;

$$I_{\Sigma\text{тр}} = \frac{\Sigma S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

$$I_{\Sigma\text{тр}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,7 \text{ А},$$

$$I_{cз(то)} \geq 5 \cdot 57,7 = 288,5 \text{ А};$$

б) отстройки от токов КЗ за трансформатором:

$$I_{сз(то)} \geq K_H \cdot I_{кз}^{(3)},$$

где  $K_H = 1,1 - 1,2$ ;

$I_{кз}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ за трансформатором, приведенный к стороне высшего напряжения (где установлена защита);

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{кз.нн}^{(3)}}{n_{тр}},$$

где  $n_{тр}$  – коэффициент трансформации силового трансформатора (10000/400);

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{11670,4}{10000/400} = 466,8 \text{ A},$$

$$I_{сз(то)} \geq 1,1 \cdot 466,8 = 513,5 \text{ A}.$$

Ток срабатывания реле определяется по выражению:

$$I_{ср} \geq \frac{I_{сз(то)} \cdot K_{сх}}{n_{тт}},$$

где  $K_{сх}$  – коэффициент схемы,  $K_{сх} = 1$  при соединении трансформатора тока в неполную звезду;

$n_{тт}$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока (100/5);

$$I_{ср} \geq \frac{513,5 \cdot 1}{100/5} = 25,7 \text{ A}.$$

Принимаем  $I_{уст} = 25,7 \text{ A}$ .

На микропроцессорном устройстве релейной защиты УЗА-10А2 вводим величину токовой отсечки, равную 25,7 А.

$$I_{сз(то)} = I_{ср} \cdot n_{тт} = 20 \cdot 25,7 = 514 \text{ A}.$$

Определяем коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{кз.\text{min}}^{(2)}}{I_{сз(то)}};$$

$$I_{кз.\text{min}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.к2}^{(3)};$$

$$I_{кз.\text{min}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.к2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4596 = 3980 \text{ A}.$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3980}{514} = 7,7.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет условию  $K_{\text{ч}} \geq 2$ . Уставка выбрана верно.

Максимальная токовая защита защищает линию и трансформатор от внешних КЗ и от длительной перегрузки, ток срабатывания защиты определяется из условий:

а) отстройки от максимального рабочего тока

$$I_{сз(мтз)} \geq K_n \cdot K_{сз} \cdot I_{раб.мах},$$

где  $K_n = 1,1 - 1,2$ ;

$K_{сз} = 2$  – коэффициент самозапуска нагрузки после отключения внешнего КЗ или при отключении одного из трансформаторов двухтрансформаторных подстанций и перевода нагрузки с помощью АВР на оставшийся в работе;

$$I_{раб.мах} \approx I_{\Sigma mp},$$

$$I_{раб.мах} \approx 57,7 \text{ А},$$

$$I_{сз(мтз)} \geq 1,2 \cdot 2 \cdot 57,7 = 138,5 \text{ А}.$$

б) отстройки от бросков тока намагничивания трансформаторов:

$$I_{сз(мтз)} \geq K_{отс} \cdot I_{\Sigma mp},$$

где  $K_{отс} = 2,5 - 3,5$  при  $t_{ср.з} = 0,5$  с;

$$I_{сз(мтз)} \geq 2,5 \cdot 57,7 = 144,3 \text{ А}.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{K_{\epsilon} \cdot n_{mm}},$$

где  $K_{\epsilon} = 0,9$  – коэффициент возврата, для УЗА-10А2;

$$I_{ср} = \frac{144,3 \cdot 1}{0,9 \cdot 100/5} = 8,02 \text{ А}.$$

Принимаем  $I_{уст} = 8,1 \text{ А}$ .

На микропроцессорном устройстве релейной защиты УЗА-10А2 вводим величину максимальной токовой защиты, равную  $8,1 \text{ А}$ , с выдержкой времени  $0,5 \text{ с}$ .

$$I_{сз} = \frac{I_{ср} \cdot K_{\epsilon} \cdot n_{mm}}{K_{сх}} = 8,1 \cdot 0,9 \cdot 20 = 145,8 \text{ А}.$$

Определяем коэффициент чувствительности:

$$K_{\eta} = \frac{I_{кз.}^{(2)'} }{I_{сз}};$$

$$I_{кз.}^{(2)'} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.}^{(3)}}{n_{mp}};$$

$$I_{кз.}^{(3)'} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{11670,4}{25} = 404,3 \text{ А};$$

$$K_{\eta} = \frac{404,3}{145,8} = 2,8.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет условию  $K_{\eta} > 1,5$ .

Защита от однофазных замыканий на землю должна действовать при замыкании на землю в защищаемой линии и не должна при замыкании на

других линиях (внешних замыканиях). Защита выполняется с действием на сигнал.

1) Защита не должна срабатывать под воздействием собственного емкостного тока линии;

$$I_{cз(зз)} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_c;$$

$$I_c = \frac{U \cdot \ell}{10};$$

$$I_c = \frac{10 \cdot 1}{10} = 1A,$$

где  $K_{отс} = 1,1 - 1,2$  – коэффициент отстройки;

$K_{бр} = 2 - 3$  – действие защиты с выдержкой времени, равной 2 с.

$$I_{cз(зз)} \geq 1,1 \cdot 2 \cdot 1 = 2,2 A.$$

На микропроцессорном устройстве релейной защиты УЗА-10А2 вводим величину защиты от замыканий на землю, равную 2,2 А. Выдержка времени 2 с.

Определяем коэффициент чувствительности:

$$K_{\eta} = \frac{I_{c\Sigma}}{I_{cз}};$$

$$I_{c\Sigma} = \frac{U \cdot \ell_{\Sigma}}{10};$$

$$I_{c\Sigma} = \frac{10 \cdot 2,9}{10} = 2,9 A;$$

$$K_{\eta} = \frac{2,9}{2,2} = 1,32 .$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет условию  $K_{\eta} \geq 1,25$ . Уставка выбрана верно.

#### 2.1.13.4 Защита электропечных установок

Защита выполняется от многофазных КЗ, от перегрузки, а линия, питающая трансформатор, и от однофазных замыканий на землю. Кроме того, на трансформаторах устанавливают газовую защиту. Если в схеме электроснабжения применен только один оперативно - защитный выключатель (ОЗВ), то все виды защит устанавливаются с воздействием на него, причем защита выполняется в трехфазном исполнении. Если в схеме имеются защитный выключатель (ЗВ) и оперативный (ОВ), то защиту от многофазных замыканий выполняют в двухфазном исполнении с воздействием на ЗВ. Защиту от перегрузки и газовую защиту выполняют с воздействием на ОВ. Защиту от перегрузки выполняют в трехфазном исполнении, так как перегрузки возможны в электропечном трансформаторе со стороны низшего напряжения в любой из фаз.

Расчетные уставки защит

$$I_{c.з(ТО)} = K_{отс} \cdot I_{н.тр},$$

где  $K_{отс} = 3 - 4,5$ .

$$I_{c.з(МТЗ)} = 1,4 - 1,5 \cdot I_{н.тр}.$$

Время срабатывания защиты выбирают  $t_{c.з} = 8 - 10$  сек. Защиту выполняют на реле, установленных в каждой из фаз со стороны низшего напряжения, а при невозможности такой установки - на стороне высшего напряжения.

Защита от однофазных замыканий на землю выполняется аналогично защите, описанной в разделе 2.1.13.1.

### 2.1.13.5 Защита преобразовательных установок

К преобразовательным относятся установки, в которых происходят преобразования переменного тока частотой 50 Гц в постоянный или переменный другой частоты. Преобразовательные установки к сети электроснабжения подключаются через трансформатор, образуя преобразовательный агрегат. К повреждениям преобразовательного агрегата относятся повреждения трансформатора, а также КЗ в системе переменного и постоянного тока. Кроме того, преобразовательные агрегаты оборудуются системами воздушного или водяного охлаждения, при нарушениях которых преобразовательный агрегат должен быть также отключен (технологические защиты). Преобразовательные агрегаты должны иметь защиты от многофазных КЗ, от перегрузки, газовую защиту при  $S_{тр} \geq 1000$  кВ·А (400 кВ·А - для внутрицеховых) и технологическую.

Расчетные уставки защит:

Ток срабатывания токовой отсечки определяется:

$$I_{c.(ТО)з} = K_{отс} \cdot I_{н.тр},$$

где  $K_{отс} = 3 - 4$  для реле РСТ-40, РСТ-80,  $K_{отс} = 1,3$  - для реле РНТ - 565,  $K_{отс} = 1,4$  - для реле УЗА-10, Серам.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты определяется из условия отстройки от номинального тока преобразователя:

$$I_{сз(МТЗ)} = \frac{K_{отс} \cdot I'_{ном}}{K_6},$$

где  $K_{отс} = 1,1 - 1,2$ ;

$$K_6 = 0,8;$$

$I'_{i\bar{i}i}$  - приведенный к первичному напряжению номинальный ток преобразователя со стороны низшего напряжения.

$$I'_{i\bar{i}i} = (0,8 - 0,4) \cdot I_{ном} \cdot U_2 / U_1.$$

Приближенно можно принять  $I'_{i\bar{i}i} = (0,75 - 0,85) \cdot I_{н.тр}$ .

Коэффициенты чувствительности для обеих защит должны превосходить значение 1,5 ( $K_v \geq 1,5$ ).

Уставки реле УЗА-10 приведены в приложении К.

## **РАЗДЕЛ 3 УКАЗАНИЯ ПО ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА**

### **Общие требования к пояснительной записке**

3.1 Оформление ПЗ в общем случае должно вестись в соответствии с требованиями государственных стандартов ГОСТ 2.105 и ГОСТ Р 21.101.

3.2 Текст пояснительной записки должен быть написан аккуратно литературным и технически грамотным языком на одной стороне листа бумаги А4 одним из следующих способов:

- машинописным через 1,5 межстрочных интервала. Шрифт пишущей машинки должен быть четким, высотой не менее 2,5 мм, лента только черного цвета;

- с применением печатающих и графических устройств вывода ЭВМ (ГОСТ 2.004);

- рукописным чертежным шрифтом по ГОСТ 2.304 с высотой букв и цифр не менее 2,5 мм и расстоянием между основаниями строк текста - 10 мм. Цифры и буквы необходимо писать четко чернилами, пастой или тушью черного цвета.

3.3 Вписывать в текст записки, изготовленной машинописным способом, отдельные слова, формулы, условные знаки (рукописным способом), а также выполнить иллюстрации следует черными чернилами, пастой или тушью.

3.4 Опечатки, опiski и графические неточности, обнаруженные в процессе выполнения записки, допускается исправлять подчисткой или закрашиванием белой краской с нанесением на том же месте исправленного текста машинописным способом или же черными чернилами, пастой или тушью рукописным способом.

3.5 Текст пояснительной записки оформляют на листах, в рамке: поле слева – 20 мм, справа, сверху и снизу - 5 мм.

Расстояние от рамки формы до границ текста в начале и в конце строк - не менее 3 мм.

Расстояние от верхней или нижней строки текста до верхней или нижней рамки должно быть не менее 10 мм.

Абзацы в тексте начинают отступом, равным 5 ударам пишущей машинки (15-17 мм).

3.6 На листе пояснительной записки, следующей за титульным листом, выполняется основная надпись формы 1 по ГОСТ 21.101.

На последующих листах пояснительной записки оформляются основные надписи формы 2 из указанного стандарта.

Допускается на последующих листах записки упрощение надписи формы 3 (приложение А к данному разделу).

3.7 Разделы должны иметь порядковые номера в пределах всей ПЗ, обозначенные арабскими цифрами без точки и записанные с абзацного отступа. Подразделы должны иметь нумерацию в пределах каждого раздела. Номер подраздела состоит из номеров раздела и подраздела, разделенных точкой. В конце номера подраздела точка не ставится. «Содержание», «Заключение»,

«Список использованных источников» не нумеруются. «Введение» не нумеруется, если не содержит подразделов.

3.8 Внутри пунктов или подпунктов могут быть приведены перечисления.

Перед каждой позицией перечисления следует ставить дефис или строчную букву, после которой ставится скобка. Для дальнейшей детализации перечислений необходимо использовать арабские цифры, после которых ставится скобка, а запись производится с абзацного отступа.

Пример:

а) -----

б) -----

1) ---

2) ---

в) -----

3.9 Разделы, подразделы должны иметь заголовки. Пункты, как правило, заголовков не имеют.

Заголовки следует печатать с прописной буквы без точки в конце, не подчеркивая. Переносы слов в заголовках не допускаются. Если заголовок состоит из двух предложений, их разделяют точкой.

Расстояние между заголовком и текстом при выполнении документа машинописным способом должно быть равно 3 - 4 интервалам, при выполнении рукописным способом - 15 мм. Расстояние между заголовками раздела и подраздела - 2 интервала, при выполнении рукописным способом - 8 мм.

3.10 Каждый раздел записки рекомендуется начинать с нового листа (страницы), на котором выполняется основная надпись формы 1. На последующих листах раздела ПЗ оформляются основные надписи формы 2 или 3. Не следует помещать заголовки разделов на отдельных листах.

3.11 Нумерация листов пояснительной записки должна быть сквозной в пределах всей записки. Первой страницей является титульный лист. На титульном листе номер страницы не проставляется.

Номера страниц проставляются в основной надписи «Лист». В графе основной надписи «Листов» указывается количество страниц в пояснительной записке.

На листах без рамки и основной надписи номер страницы, в соответствии с ГОСТ 7.32, проставляется в правом верхнем углу.

### **Изложение текста**

3.12 Текст записки должен быть кратким, четким и не допускать различных толкований.

3.13 В тексте документа не допускается:

- применять обороты разговорной речи, техницизмы, профессионализмы;
- применять для одного и того же понятия различные научно-технические термины, а также иностранные слова и термины при наличии равнозначных слов и терминов в русском языке;

- сокращать наименования единиц физических величин, если они употребляются без цифр;

- применять сокращения слов, кроме установленных правилами русской орфографии, а также ГОСТ 7.12;

В тексте пояснительной записки, за исключением формул, таблиц и рисунков, не допускается:

- применять математический знак (-) вместо слова отрицательное значение величины. Вместо математического знака (-) следует писать «минус»;

- применять знак «Ø» для обозначения диаметра (следует писать слово «диаметр»). При указании размера диаметра на чертежах, помещенных в тексте документа, перед размером следует писать знак «Ø».

- употреблять математические знаки без числовых значений, например,  $\leq$  - (меньше или равно),  $\geq$  - (больше или равно), а также знаки № - (номер), % - (процент);

- применять индексы стандартов (ГОСТ, ОСТ, СТ и т.д.) без регистрационного номера.

3.14 В ПЗ следует применять стандартизованные единицы физических величин, их наименования и обозначения в соответствии с ГОСТ 8. 417.

3.15 Дробные числа необходимо приводить в виде десятичных дробей. При невозможности выразить числовое значение в виде десятичной дроби, допускается записывать в виде простой дроби в одну строку через косую черту, например  $5/32$ ;  $(50A-4C)/(40B+20)$ .

3.16 В формулах в качестве символов следует применять обозначения, установленные соответствующими государственными стандартами. Пояснения символов и числовых коэффициентов, входящих в формулу, если они не пояснены ранее в тексте, должны быть приведены непосредственно под формулой. Пояснения каждого символа следует давать с новой строки в той последовательности, в которой символы приведены в формуле. Первая строка пояснения должна начинаться со слова «где» без двоеточия после него.

3.17 Переносить формулы на следующую строку допускается только на знаках выполняемых операций, причем знак в начале следующей строки повторяют. При переносе формулы на знаке умножения применяют знак (x).

3.18 Применение машинописных и рукописных символов в одной формуле не допускается.

3.19 Формулы, за исключением формул, помещаемых в приложении, должны нумероваться сквозной нумерацией арабскими цифрами, которые записывают на уровне нижней строки формулы в круглых скобках. Одну формулу обозначают знаком (1).

Ссылки в тексте на порядковые номера формул дают в скобках, например, ... в формуле (1).

Допускается нумерация формул в пределах раздела. Полный номер формулы, состоящей из номеров раздела и формулы, разделенных точкой, например (3.1).



## **Оформление иллюстраций и приложений**

Иллюстрации, при необходимости, могут иметь наименование и пояснительные данные (подрисуночный текст). Слово «Рисунок» и наименование помещают после пояснительных данных и располагают следующим образом: Рисунок 2 – Расчетная схема КЗ

3.20 Приложения должны располагаться в порядке появления ссылок в тексте основных разделов.

3.21 Приложения оформляются как продолжения пояснительной записки на последующих ее страницах по правилам и формам, установленным действующими стандартами.

3.22 Каждое приложение должно начинаться с нового листа с указанием наверху посередине страницы слова «Приложение» и его обозначения.

Приложение должно иметь заголовок, который записывают симметрично относительно текста с прописной буквы отдельной строкой, под его обозначением.

3.23 Приложения обозначают заглавными буквами русского алфавита начиная с «А», за исключением букв Ё, З, Й, О, Ч, Ъ, Ы. После слова «Приложение» следует буква, обозначающая его последовательность.

Если в документе одно приложение, оно обозначается «Приложение А».

3.24 Приложения выполняют на листах формата А4; допускается оформлять приложения на листах формата А3, А4х3, А4х4, А2 и А1 по ГОСТ 2.301.

3.25 Приложения должны иметь общую с остальной частью документа сквозную нумерацию страниц.

Все приложения должны быть перечислены в содержании документа с указанием их номеров и заголовков.

## **Построение таблиц**

3.26 В тексте пояснительной записки следует помещать итоговые и наиболее важные таблицы. Название таблицы, при его наличии, должно отражать ее содержание, быть точным, кратким. Название следует помещать над таблицей, через тире после номера таблицы (Таблица 1 – Расчет нагрузок цеха).

При переносе части таблицы на ту же или другие страницы название помещают только над первой частью таблицы.

3.27 Таблицы следует нумеровать арабскими цифрами в пределах раздела. Допускается нумерация таблиц в пределах всего документа. Например, «Таблица 1» или «Таблица В.1», когда она приведена в приложении В. Допускается нумеровать таблицы в пределах раздела.

3.28 Заголовки граф и строк следует писать с прописной буквы, а подзаголовки граф - со строчной буквы, если они составляют одно предложение с заголовком, или с прописной буквы, если они имеют самостоятельное значение. В конце заголовков и подзаголовков таблиц точки не ставят. Заголовки и подзаголовки граф указывают в единственном числе.

3.29 Таблицы слева, справа и снизу, как правило, ограничивают линиями. Диагональное деление таблицы не допускается. Головка таблицы должна быть отделена линией от остальной части таблицы. Высота строк таблицы должна быть не менее 8 мм.

3.30 Таблицу, в зависимости от ее размера, помещают под текстом, в котором впервые дана ссылка на нее, или на следующей странице, а при необходимости, в приложении к документу.

Допускается помещать таблицу вдоль длинной стороны листа документа.

3.31 Если строки или графы таблицы выходят за формат страницы, таблицу делят на части, которые в зависимости от особенностей таблицы помещают одну часть под другой или рядом, при этом в каждой части таблицы повторяют ее головку и боковик. При делении таблицы на части допускается ее головку или боковик заменять соответственно номером граф и строк.

Слово «Таблица», заголовок (при его наличии) и порядковый номер таблицы указывают один раз над первой частью таблицы, а над последующими частями таблицы пишут слово «Продолжение таблицы» с указанием номера.

3.32 Графу «Номер по порядку» в таблицу включать не допускается. Нумерация граф таблицы арабскими цифрами допускается в тех случаях, когда в тексте имеются ссылки на них, при делении таблицы на части, а также при переносе части таблицы на следующую страницу.

3.33 Если цифровые данные в графах таблицы выражены в различных единицах физических величин, то их указывают в заголовке каждой графы. Если все параметры, размещенные в таблице, выражены в одной и той же единице физической величины, то ее обозначение необходимо помещать над таблицей справа, а при делении таблицы на части - над каждой ее частью.

### **Ссылки**

3.34 На материалы, взятые из литературы и других источников, должны быть даны ссылки с указанием номера источника по списку использованной литературы. Номер ссылки проставляется арабскими цифрами в квадратных или косых скобках.

Ссылаться следует на документ в целом или его разделы и приложения. Ссылки на подпункты, пункты, таблицы и иллюстрации не допускается, за исключением подразделов, пунктов, таблиц и иллюстраций данного документа.

При ссылке на стандарты и технические условия указывают только их обозначение, при этом допускается не указывать год их утверждения.

При ссылке в тексте на формулу необходимо указать ее полный номер в скобках, например, «в формуле (2)» или «в формуле (2.3)».

При ссылке на таблицу указывают в скобках ее полный номер и слово «таблица» с указанием ее номера. По такому же принципу делают ссылки на рисунки, например, «смотри рисунок 2».

При ссылке на приложения в скобках без сокращения пишется слово «(приложение А)», если приложений несколько, например, «(приложение В1, В2)».

### **Титульный лист**

3.35 Титульный лист выполняется на бланке формата А4, изготовленном типографским способом. Заполнение полей титульного листа производится чертежным шрифтом по ГОСТ 2.104:

- 10 мм применяется при написании темы проекта и обозначения документа;

- 7 мм применяется при написании подзаголовка темы проекта, года защиты;

- 5 мм - для всех остальных надписей.

3.36 Перенос слов на титульном листе и в заголовках текста не разрешается. Точка в конце заголовка не ставится.

3.37 Если при групповом и комплексном проектировании выполняется одна пояснительная записка, то на титульном листе указываются все исполнители проекта. При необходимости указываются те части пояснительной записки, в которых они принимали участие.

Титульный лист и лист задания пояснительной записки оформляется, как показано в приложении Б раздела 3.

### **Содержание**

3.38 В содержании последовательно перечисляются все заголовки разделов, подразделов и приложений, с указанием номера страницы, на которой они помещены. Содержание включают в общую нумерацию пояснительной записки.

Слово "Содержание" записывают в виде заголовка (симметрично тексту) с прописной буквы. Наименования, включенные в содержание, записывают строчными буквами (кроме первой прописной) с абзаца.

### **Основная часть**

3.39 Наименования основных разделов пояснительной записки определяются заданием на курсовой проект. Содержание и объем устанавливаются требованиями методических указаний профилирующей кафедры и руководителем проекта.

### **Заключение**

3.40 Заключение должно содержать окончательные выводы, характеризующие итоги работы студента в решении поставленных перед ним задач. Выводы должны быть сделаны на основе сравнения технико-экономических показателей действующего и проектируемого объектов.

### **Список использованных источников**

3.41 В список использованных источников включаются все источники, расположенные в порядке появления ссылок в тексте записки или по алфавиту. Дается библиографическое описание каждого из источников в соответствии с ГОСТ 7.1.

## Оформление графической части проекта

### Классификация схем

3.42 Электрические схемы объектов всех видов выполняют в соответствии с требованиями ГОСТ 2.702-75 *Правила выполнения электрических схем*; ГОСТ 2.710-81 *Обозначения буквенно-цифровые в электрических схемах*, а также стандартов, регламентирующих условные графические обозначения в схемах. Классификация электрических схем, термины и определения устанавливают ГОСТ 2.702-84 *Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению*.

### Термины и определения

3.43 *Электрическая схема* - графический конструкторский документ, на котором при помощи графических обозначений изображены электрические составные части объекта и связи между ними.

*Элемент* - составная часть объекта, которая имеет самостоятельное графическое обозначение, а также определенное функциональное назначение и не может быть разделена на части, имеющие самостоятельное функциональное назначение.

*Устройство* - совокупность элементов, представляющих единую конструкцию (блок, платы). Может не иметь в объекте строго определенного функционального назначения.

*Функциональная группа* - совокупность элементов, выполняющих в объекте определенную функцию и не объединенных в единую конструкцию.

*Функциональная часть* - элемент, устройство или функциональная группа, имеющие в объекте строго определенное функциональное назначение.

*Функциональная цепь* - линия, канал, тракт определенного назначения.

*Линия взаимосвязи* - линия на схеме, указывающая на наличие связи между функциональными частями объекта.

*Линия электрической связи* - линия на схеме, указывающая путь протекания тока, сигнала и т.д.

*Объект* - условное наименование изделия, устройства, установки, сети, применяемое в качестве общего понятия.

3.44 Схемы, в зависимости от назначения, подразделяются на типы. Каждому типу присваивается шифр, состоящий из буквы Э и цифры.

3.45 Схемы группы 1 предназначены для общего ознакомления с электрическими составными частями объекта и изучения общих принципов их работы и взаимосвязей:

- *структурная* (Э1), определяющая основные части объекта, их назначение и взаимосвязи;

- *функциональная* (Э2), разъясняющая определенные процессы, протекающие в отдельных функциональных частях или в объекте в целом.

Эти схемы разрабатывают при проектировании на стадиях, предшествующих разработке схем других групп.

3.46 Схемы группы 2 предназначены для определения полного состава и подробного изучения принципов работы объекта, а также для его расчета:

- *принципиальная* (ЭЗ), определяющая полный состав элементов и связей между ними и дающая детальное представление о принципах работы объекта;
- *эквивалентная* - предназначена для анализа и расчета параметров (характеристик) объекта или его функциональных частей.

Эти схемы служат основанием для разработки других конструкторских документов, в частности чертежей, а также схем групп 3 и 4. Ими пользуются при наладке, регулировке, контроле, эксплуатации и ремонте изделий.

3.47 Схемы группы 3 предназначены для представления сведений об электрических соединениях составных частей объекта или объекта в целом:

- *схема соединений* (Э4) показывает электрические соединения отдельных составных частей объекта и определяющая провода, жгуты и кабели для осуществления этих соединений, а также места их присоединения и ввода (зажимы, разъемы, проходные изоляторы и т.д.);
- *схема подключения* (Э5) показывает внешние подключения объекта;
- *общая схема* (Э6) определяет составные части комплекса и электрические соединения их между собой на месте эксплуатации.

Эти схемы используют при разработке других конструкторских документов, прежде всего чертежей, определяющих прокладку и способы крепления проводов, жгутов и кабелей в объекте, а также для осуществления присоединений и при наладке, контроле, эксплуатации объектов.

3.48 Схемы группы 4 предназначены для определения относительного расположения объектов или составных частей объекта:

- *схема электрооборудования* проводки на планах определяет относительное расположение составных частей объекта в зданиях и сооружениях,
- *схема электроснабжения и связи* определяет относительное расположение *составных* частей объекта на местности.

Схемами этой группы пользуются при разработке других конструкторских документов, а также при изготовлении и эксплуатации объектов.

### **Комбинирование схем**

3.49 На схемах одного типа допускается изображать фрагменты схем других типов с использованием соответствующих правил выполнения. Тип такой схемы классифицируется по основному ее назначению в соответствии с ГОСТ 2. 701-76. В технически обоснованных случаях допускается совмещать схемы различных типов. Выполнение схем должно удовлетворять правилам ГОСТ 2. 702-75 для соответствующих типов схем. Совмещенной схеме присваивают все цифры типов схем, совмещенных в данной схеме, начиная с наименьшего.

### **Обозначение схем**

Схемы обозначают в соответствии со стандартами серий ГОСТ 2. 700 – 00 и ГОСТ 21. 000 - 00, устанавливающим единую объединенную классификационную систему обозначения моделей и их конструкторских документов.

Обозначение присваивают каждому изделию. Обозначение изделия является одновременно обозначением его основного конструкторского документа (чертежа, схемы и т.д.) Обозначение изделия и его конструкторского документа не должно повторно использоваться для обозначения другого изделия и конструкторского документа.

### **Шифр для пояснительных записок и чертежей**

3.51 КП 140211.12.000 ПЗ - пояснительная записка (электроснабжение ремонтно-механического завода).

КП 140211.12.001 ЭС - чертеж (Генплан завода с сетями и подстанциями).

Цифры перед ПЗ обозначают: первые шесть – шифр специальности (140211), следующие две – номер варианта по заданию (12) и последние три – пояснительная записка (000). На чертежах будут те же цифры, только последние три будут указывать порядковый номер листа графической части (чертежа), а вместо ПЗ будет ЭС или ЭМ (ЭС – схема электроснабжения; ЭМ – силовое электрооборудование).

### **Графические обозначения**

3.52 Электрические элементы и устройства на схеме изображают в виде условных графических обозначений, установленных стандартами СПДС или построенных на их основе. При необходимости применяют нестандартизованные условные графические обозначения. Стандартизованные или строящиеся на основе стандартизованных графические обозначения на схемах не поясняют, нестандартизованные обозначения должны быть пояснены на свободном поле схемы.

3.53 Кроме условных графических обозначений, на схемах соответствующих типов можно применять другие категории графических обозначений: прямоугольники произвольных размеров, содержащие пояснительный текст; внешние очертания, представляющие собой упрощенные конструкторские изображения изделий; прямоугольники, выполненные линией выделения устройств и функциональных групп. При этом детальные схемы соответствующих объектов выполняют на свободном поле схемы в виде самостоятельных документов. Применение на схемах тех или иных категорий графических обозначений определяется правилами выполнения схем.

3.54 Если на условные обозначения установлено несколько допустимых вариантов выполнения, различающихся геометрической формой и степенью детализации, то их применяют в зависимости от назначения и типа разрабатываемой схемы, а также количества информации, которую необходимо передать графическими средствами. При этом во всех схемах одного типа, входящих в комплект документации на изделие, применяют один выбранный вариант обозначения.

### **Размеры условных графических обозначений**

3.55 Стандартные условные графические обозначения элементов выполняют по размерам, указанным в соответствующих стандартах. Если размеры стандартами не установлены, то графические обозначения на схеме должны иметь такие же размеры, как их изображения в стандартах.

Допускается на схеме увеличивать размеры обозначений отдельных элементов, если необходимо графически выделить особое или важное значение элемента (устройства), а также поместить внутри обозначения предусмотренные стандартами квалифицирующие символы или дополнительную информацию.

3.56 Условные графические обозначения элементов, используемых как составные части более сложных элементов, изображают уменьшенными по сравнению с остальными элементами схемы для сокращения общих размеров графических обозначений. В случаях, оговоренных соответствующими стандартами, допускается непропорциональное изменение графических обозначений (например, многоотводные резисторы).

3.57 Выбранные размеры и толщины линий графических обозначений должны быть выдержаны постоянными во всех схемах одного типа на данное изделие.

### **Ориентация условных графических обозначений**

3.58 Размещение условных графических обозначений на схеме должно обеспечивать наиболее строгий рисунок схемы с минимальным количеством изломов и пересечений линий электрической связи.

Рекомендуется изображать условные графические обозначения в положении, указанном в стандартах, или перевернутыми относительно друг друга на углы, кратные  $90^\circ$ , а также зеркально повернутыми.

### **Линии**



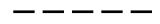

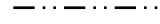
3.59 Линии на схемах всех типов выполняют в соответствии с правилами, установленными ГОСТ 2. 751-73. *Электрические связи, провода, кабели, шины.* Толщины линий выбирают в зависимости от формата схемы и размеров условных графических обозначений. На одной схеме рекомендуется применять не более трех типов размеров линий по толщине: тонкую  $S/3$ , утолщенную  $S/2$  и толстую  $S$ , где  $S$  - толщина линии, которая выбирается в зависимости от размеров схемы. Выбранные толщины линий должны быть постоянными во всем комплекте схем на изделие.

3.60 Условные графические обозначения и линии связи выполняют одной и той же толщины. Оптимальная толщина - 0,3-0,4 мм, что соответствует по ГОСТ 2.305-68\*(СТ СЭВ 1178-78) сплошной тонкой линии.

Наименование, начертание, толщина линий по отношению к толщине и основное назначение линий приведены в таблице 3.1.

Длину штрихов в штриховых и штрихпунктирных линиях выбирают в указанных пределах в зависимости от размера схемы.

Таблица 3.1 – Начертание линий на чертежах

Наименование по ГОСТ2 303-68)	Начертание	Толщина линий по отношению к толщине S	Основное назначение
Сплошная тонкая линия		$S/2 \div S/3$	Линии электрической связи кабель, провод, шина, линия, линия групповой связи, линия условных графических обозначений.
Сплошная толстая основная		S	<i>Примечание</i> Допускается для линий групповой связи применять утолщенные и толстые линии
Штриховые		$S/2 \div S/3$	Линия экранирования, механической связи
Штрихпунктирная		$S/2 \div S/3$	Линия для выделения на схеме групп элементов, составляющих устройство или функциональную группу
Штрихпунктирная с двумя точками		$S/2 \div S/3$	Линия разъединительная (для графического разделения частей схемы)

### Текстовая информация

3.61 При необходимости на схеме помещают следующие данные: наименование или характеристики электрических сигналов; обозначения электрических цепей, технические характеристики объекта, приведенные в виде текста, таблиц, диаграмм и т.д. Расположение и форма записи текстовых данных на схемах устанавливает СТ СЭВ 158-75, а содержание и назначение определяются типом схемы и устанавливаются в правилах выполнения схем соответствующих типов.

Текстовые данные могут располагаться рядом с графическим обозначением или внутри их; рядом с линиями, в разрыве линий или в конце линий; на свободном поле схемы.

3.62 В зависимости от назначения текстовые данные на схеме имеют следующие формы записи: условные буквенно-цифровые обозначения (номера цепей, обозначения электрических контактов, элементов и т.п.); наименование сигналов, функциональных групп; сплошной текст (технические требования, пояснения и т.д.); текст, разбитый на графы (таблица коммутации многопозиционных переключателей); таблицы, в которых сочетается текст и графические обозначения (таблица использования контактов реле).

Текстовые данные, относящиеся к линиям, ориентируют параллельно их горизонтальным участкам; при большой плотности схемы допускается вертикальная ориентация данных (рисунок 3.1).



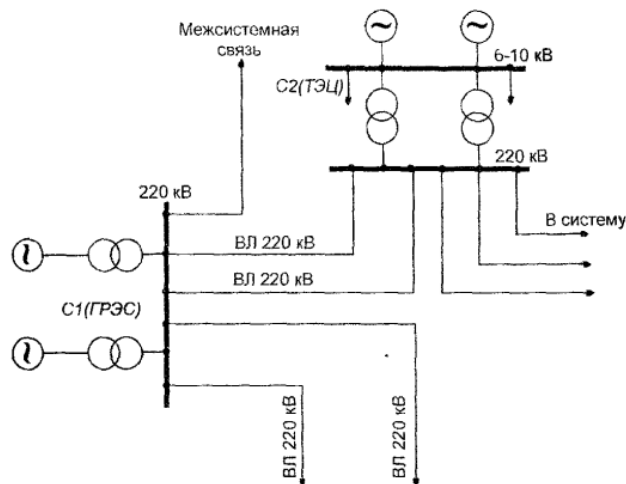


Рисунок 3.1 – Схема электрической сети

3.63 Таблицы, помещаемые на свободном поле схемы, должны иметь наименования, раскрывающие их содержание, например, таблица коммутации переключателей.

3.64 Все надписи на схемах выполняют чертежным шрифтом по ГОСТ 2.304-81. Допускается на одной схеме для выделения различных категорий данных применять шрифты разных размеров, например, условные буквенно-цифровые обозначения, квалифицирующие символы графических обозначений; заголовки таблиц можно выполнить шрифтом большего размера, в отличие от других текстовых данных.

### Буквенно-цифровые обозначения в схемах

3.65 Типы условных буквенно-цифровых обозначений элементов, устройств и функциональных групп, а также правила их построения устанавливает ГОСТ 2.710-81.

3.66 Позиционное обозначение элемента в общем случае состоит из двух частей, указывающих вид и номер элемента и записываемых без разделительных знаков и пробелов. Она является обязательной частью условного буквенно-цифрового обозначения и присваивается всем элементам и устройствам объекта. В первой части позиционного обозначения указывают буквенный код вида элемента (одна или несколько букв латинского алфавита), во второй части - номер элемента данного вида (арабские цифры). Например: C4 - конденсатор с порядковым номером 4 на схеме.

Буквенные коды видов элементов приведены в таблице 3.2. Элементы разбиты по видам на группы, имеющие обозначения из одной буквы. Для уточнения вида элементов применяют двухбуквенные и многобуквенные коды.

### Позиционные обозначения элементов

3.67 Всем изображенным на схеме элементам и устройствам в пределах объекта присваиваются условные буквенно-цифровые позиционные обозначения.

Таблица 3.2 - Буквенные коды видов элементов (отдельные)

Первая буква кода	Группа видов элементов	Пример вида элементов	Двухбуквенный код
1	2	3	4
А	Устройства (общее обозначение)	Усилители, приборы телеуправления, лазеры, мазеры	
В	Преобразователи неэлектрических величин и электрические (кроме генераторов и источников питания) или, наоборот, аналоговые или многоуровневые преобразователи или датчики для указания измерения	Громкоговоритель Магнитоотрицательный элемент Сельсин-приемник Сельсин-датчик Тепловой датчик Фотоэлемент Датчик давления Тахогенератор Датчик скорости	ВА ВВ ВБ ВС ВК ВЛ ВР ВР ВВ ВВ
С	Конденсаторы		
Д	Схемы интегральные, микросборки	Схема интегральная аналоговая Схема интегральная цифровая, логический элемент Устройства хранения информации Устройства задержки	ДА ДД ДС ДТ
Е	Элементы разные (осветительные устройства, нагревательные элементы)	Нагревательный элемент Лампа осветительная Пиропатрон	ЕК ЕЛ ЕТ
Ф	Разрядники, предохранители, устройства защитные	Дискретный элемент защиты по току мгновенного действия Дискретный элемент защиты по току инерционного действия Предохранитель плавкий Дискретный элемент защиты по напряжению, разрядник, ОПН	ФА ФР ФУ ФВ
Г	Генераторы, источники питания, кварцевые осцилляторы	Батарея	ГВ
Н	Устройства индикационные и сигнальные	Прибор звуковой сигнализации Индикатор символьный Прибор световой сигнализации	НА НГ НЛ
К	Реле, контакторы, пускатели	Реле токовое Реле указательное Реле электротепловое Контактор, магнитный пускатель Реле времени Реле напряжения	КА КН КК КМ КТ КВ

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4
L	Катушки индуктивности, дроссели	Дроссель люминесцентного освещения	LL
M	Двигатели постоянного и переменного тока	Двигатель синхронный	MG
P	Приборы, измерительное оборудование <i>Примечание.</i> Сочетание PE применять не допускается	Амперметр Счетчик импульсов Частотомер Счетчик активной энергии Счетчик реактивной энергии Омметр Регистрирующий прибор Часы, измеритель времени действия Вольтметр Ваттметр	PA PC PF PI PK PR PS PT PV PW
Q	Выключатели и разъединители в силовых цепях (энергоснабжение, питание оборудования и т. д.)	Выключатель автоматический Короткозамыкатель Разъединитель Выключатель нагрузки	QF QK QS QW
R	Резисторы	Терморезистор Потенциометр Шунт измерительный Варистор	RK RP RS RU
S	Устройства коммутационные в цепях управления, сигнализации и измерительных приборов	Выключатель или переключатель Выключатель кнопочный Выключатель автоматический Выключатели, срабатывающие от различных воздействий: от уровня от давления от положения (путевой) от частоты вращения от температуры	SA SB SF  SL SP SQ SR SK
T	Трансформаторы, автотрансформаторы	Трансформатор тока Электромагнитный стабилизатор Трансформатор напряжения	TA TS TV
U	Устройства связи Преобразователи электрических величин в электрические	Модулятор Демодулятор Дискриминатор Преобразователь частотный, инвертор, генератор частоты выпрямитель	UB UR UI UZ
V	Приборы электровакуумные и полупроводниковые	Диод, стабилитрон Прибор электровакуумный Транзистор Тиристор	VD VL VT VS

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4
У	Устройства механические с электромагнитным приводом	Электромагнит Тормоз с электромагнитным приводом Муфта с электромагнитным приводом Электромагнитный патрон или плита	УА УВ УС УН

Порядковые номера элементам и устройствам присваивают, начиная с единицы для элементов или устройства одного вида в соответствии с последовательностью их расположения на схеме сверху вниз в направлении слева направо. Буквы и цифры позиционного обозначения выполняют чертежным шрифтом одного размера. Последовательность присвоения порядковых номеров может быть нарушена в зависимости от размещения элементов в объекте, направления прохождения сигналов или функциональной последовательности процесса, а также при внесении в схему изменений. Позиционные обозначения наносят на схеме рядом с условными графическими обозначениями элементов и устройств с правой стороны или над ними.

3.68 На схемах с устройствами функционального назначения, каждое из которых выделяют штрихпунктирными линиями и надписывают, позиционные обозначения элементов присваивают в пределах каждого устройства по правилам, изложенным выше. Элементам, не входящим в устройство, позиционные обозначения присваивают после элементов, входящих в устройство. При наличии в объекте нескольких одинаковых функциональных групп позиционные обозначения элементов, присвоенные в одной из групп, повторяют во всех последующих группах. При разнесенном способе изображения позиционные обозначения наносят около каждой составной части элемента или устройств.

### Перечень элементов

3.69 Данные об элементах и устройствах, изображенных на схеме объекта, записывают в перечень или помещают рядом с элементами на свободном поле схемы. Связь между условными графическими обозначениями и перечнем элементов осуществляется через позиционные обозначения. Перечень помещают на первом листе схемы или выполняют в виде самостоятельного документа на листе формата А4 с основной надписью для текстовых документов (рисунок 3.2). В основной надписи перечня под наименованием изделия, для которого составлен перечень, делают запись «Перечень элементов» шрифтом, на один-два размера меньшим того, каким записано наименование изделия. В соответствующей графе основной надписи указывают шифр "П" перечня и шифр схемы, например ПЭЗ - перечень принципиальной схемы.

3.70 Перечень элементов оформляют в виде таблицы, заполняемой сверху вниз. При размещении перечня на первом листе схемы его располагают над основной надписью на расстоянии не менее 12 мм от нее.

Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примеч.

Рисунок 3.2 – Ведомость узлов установки электрического оборудования на схемах

Продолжение перечня помещают слева от основной надписи, повторяя головку таблицы. В графах перечня указывают следующие данные:

- в графе "Поз. обознач." - позиционное обозначение элемента, устройства или функциональной группы;
- в графе "Наименование" - наименование элемента (устройства) в соответствии с документом, на основании которого он применен, и обозначение этого документа (основной конструкторский документ, ГОСТ, ГУ);
- в графе "Кол." - количество одинаковых элементов;
- в графе "Примечание" - технические данные элемента, не содержащиеся в его наименовании.

Допускается вводить в перечень дополнительные графы, если они не дублируют сведений в основных графах.

### Порядок записи элементов в перечень

3.71 Элементы записывают по группам (видам) в алфавитном порядке буквенных позиционных обозначений. Если на схеме применяют позиционные обозначения из букв латинского и русского алфавитов, то в перечень вначале записывают элементы с позиционными обозначениями, составленными из букв латинского алфавита, а затем - из букв русского алфавита. В пределах каждой группы элементы располагают в порядке возрастания номеров. Для внесения изменений рекомендуется оставлять несколько незаполненных строк между отдельными группами элементов или между элементами в большой группе. Для сокращения перечня допускается однотипные элементы с одинаковыми параметрами, имеющие на схеме последовательные порядковые номера, записывать в перечень одной строкой, вписывая в соответствующую графу только позиционные обозначения с наименьшими и наибольшими порядковыми номерами (например, R3 – R8). В графе "Кол. " указывают общее количество таких элементов.

При записи однотипных элементов допускается не повторять в каждой строке наименование элемента, а записывать его в виде заголовка к соответствующему разделу или записывать в заголовке обозначение документов, на основании которых применены эти элементы. Заголовки подчеркивают тонкой сплошной линией.

3.72 Если в схеме сложного устройства позиционные обозначения присвоены элементам в пределах устройств или одинаковых функциональных групп, то элементы, относящиеся к устройствам и к функциональным группам, записывают в перечень отдельно. Запись элементов, входящих в каждое устройство (функциональную группу), начинают с заголовка, который записывают в графе «Наименование» и подчеркивают. На одной строке с заголовком указывают общее количество одинаковых устройств или функциональных групп, а в соответствующей строке - количество элементов, входящих в одно устройство (функциональную группу). Такой способ записи допускается и для неодинаковых функциональных групп, входящих в изделие.

При наличии на схеме элементов, не входящих в устройство (функциональную группу), заполнение перечня следует начинать с записи этих элементов (без заголовка). Для элементов, не являющихся самостоятельными, графу перечня "Наименование" не заполняют, а в графе «Примечание» записывают поясняющую надпись или ссылку на надпись, помещенную на поле схемы. Если параметры элементов выбирают при регулировке изделия, то на схеме и в перечне их обозначают звездочкой ( $R^*$ ,  $C5^*$ ), а на поле схемы помещают сноску /« \* Подбирается при регулировании»/. Допускаемые при подборе предельные значения параметров элементов указывают в графе «Примечание».



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б К РАЗДЕЛУ 3

Образец оформления титульного листа курсового проекта

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ



РУБЦОВСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ (филиал)  
Государственного образовательного учреждения высшего  
профессионального образования  
«Алтайский государственный технический университет  
им. И.И. Ползунова»  
Кафедра «Электроэнергетика»

УДК 621.31

Тема «Электроснабжение завода узловых агрегатов»

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**  
**К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ**  
**ПО ПРЕДМЕТУ: «СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ»**  
КП 140211.27.000 ПЗ  
обозначение документа

Выполнил студент группы ЭПП-41д \_\_\_\_\_ И.А. Петров

подпись

И.О.Фамилия

Руководитель проекта к.т.н., доцент \_\_\_\_\_ О.П. Балашов

подпись

И.О.Фамилия

Проект защищен с оценкой \_\_\_\_\_

Члены комиссии \_\_\_\_\_

подпись

И.О.Фамилия

Рубцовск 2009 г.



# Образец оформления задания на курсовой проект

Рубцовский индустриальный институт АлтГТУ

Кафедра электроэнергетики

## Задание

на курсовой проект № 27

по дисциплине Системы электроснабжения (комплексный курсовой проект)

Студенту Петрову И.А. группа ЭПП-41д курс 5  
фамилия    инициалы

**Тема:** Электроснабжение завода узловых агрегатов

## СОДЕРЖАНИЕ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

### ВВЕДЕНИЕ

#### 1. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

- 1.1 Характеристика предприятия и его электроприемников
- 1.2 Расчет электрических нагрузок. Картограмма
- 1.3 Выбор напряжения электроснабжения
- 1.4 Выбор количества и мощности трансформаторов цеховых подстанций
- 1.5 Компенсация реактивной мощности на предприятии
- 1.6 Выбор мощности трансформаторов ГПП
- 1.7 Выбор схемы электроснабжения предприятия
- 1.8 Расчет токов короткого замыкания
- 1.9 Выбор и проверка оборудования на ГПП (ЦРП)
- 1.10 Выбор сечения проводников питающих и распределительных сетей
- 1.11 Выбор элементов силовой сети участка (отделения)
- 1.12 Выбор защит трансформаторов ГПП и расчет защит отходящей линии

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

## ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Лист 1 Генплан завода с сетями и подстанциями

Лист 2 Однолинейная схема электроснабжения предприятия

Лист 3 План силовой сети участка (отделения) и схема силовой сети

## ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

№ раздела	1.1-1.4	1.5-1.8	1.9-1.11	1.12-1.13	Лист1-3
% выполнения	20	40	60	80	100
Срок по плану	11.10	07.11	28.11	10.12	19.12

Срок предоставления проекта к защите

20 декабря 2008г.

Дата выдачи задания

1 сентября 2008г.

Руководитель проекта доцент

О.П. Балашов

*подпись*

*инициалы фамилия*

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Справочник по проектированию электроснабжения / Под редакцией Ю.Г. Барыбина. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 576 с.
2. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учебное пособие. - М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. - 480 с.
3. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. - М.: Энергия, 1987.
4. Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок ВНИИПКИ «ТЯЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ», 1992 г. №7-8.
5. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Промышленные электрические сети / Под редакцией А.А. Федорова. - М.: Энергия, 1980.
6. Гужов Н.П., Ольховский В.Я., Павлюченко Д.А. Системы электроснабжения. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008. – 258 с.
7. Бурдочкин Ю.С. Системы электроснабжения: Учебное пособие для студентов специальности 140211 всех форм обучения / Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск, 2007. – 92 с.
8. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. И.А. Баумштейна., С.А. Бажанова. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
9. Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7, с изм. и доп., по состоянию на 1 января 2006 г. - Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2006. - 854 с., ил.
10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – Москва-Ростов на Дону: МАРТ, 2003.
11. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования. НТП ЭПП-94. АООТ ВНИПКИ ТЯЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ, 1994.
12. Проектирование силовых электроустановок промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования. ОАО ВНИПКИ ТЯЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ, 1997.
13. Мельников М.А. Внутривзаводское электроснабжение: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 180 с.
14. Мельников М.А. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2001. – 140 с.
15. Бурдочкин Ю.С., Балашов О.П. Системы электроснабжения: Учебное пособие по курсовому и дипломному проектированию для студентов специальности «Электроснабжение» всех форм обучения / Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск, 2003. – 62 с.
16. Бурдочкин Ю.С. Системы электроснабжения: Учебное пособие по курсовому проектированию для студентов специальности 140211 всех форм обучения / Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск, 2006. – 83 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. РТМ 36.18.32.4-92

#### 1 Общие положения и обозначение основных величин

1.1 В Указаниях приведена методика определения электрических нагрузок, являющихся исходными данными для проектирования систем электроснабжения потребителей электроэнергии всех отраслей народного хозяйства.

1.2 Указания не распространяются на определение электрических нагрузок электроприемников с резкопеременным графиком нагрузки, промышленного электротранспорта, жилых и общественных зданий.

1.3 В Указаниях принята следующая система обозначений: показатели электропотребления индивидуальных электроприемников (ЭП) обозначаются строчными буквами, а групп ЭП – прописными буквами латинского или греческого алфавита.

1.4 **Номинальная (установленная) мощность** одного ЭП – мощность, обозначенная на заводской табличке или в его паспорте. У агрегата с многодвигательным приводом под номинальной мощностью подразумевают сумму номинальных мощностей одновременно работающих двигателей.

1.5 Коэффициент использования отдельного электроприемника  $k_u$  или группы ЭП  $K_u$  – отношение средней активной мощности отдельного ЭП  $p_c$  или группы ЭП  $P_c$  за наиболее загруженную смену к ее номинальному значению:

$$k_u = \frac{p_c}{P_n}, \quad K_u = \frac{P_c}{P_n}.$$

1.6 Для группы, состоящей из ЭП различных категорий (т.е. с разными  $K_u$ ), средневзвешенный (групповой) коэффициент использования определяется по формуле:

$$K_u = \frac{\sum_1^n k_u \cdot P_n}{\sum_1^n P_n}.$$

1.7 **Эффективное число электроприемников  $n_\varepsilon$**  – это такое число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое обуславливает те же значения расчетной нагрузки, что и группа различных по мощности разнородных электроприемников. Величину  $n_\varepsilon$  рекомендуется определять по выражению:

$$n_\varepsilon = \frac{(\sum_1^n P_n)^2}{\sum_1^n P_n^2}.$$

Величина  $n_\varepsilon$  может определяться также по упрощенному выражению:

$$n_э = \frac{2\sum P_n}{P_{н макс}}.$$

Если найденное по упрощенному выражению число  $n_э$  окажется больше  $n$ , то следует принимать  $n_э = n$ . Если  $p_{н макс} / p_{н мин} \leq 3$ , то также принимается  $n_э = n$ .

1.8 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 на интервале осреднения. Длительность интервала осреднения принята равной трем постоянным времени нагрева элемента системы ( $\Theta = 3T_0$ ), через который передается ток нагрузки (провода, кабеля, шинпровода, трансформатора и т.п.)

Для одиночных ЭП расчетная мощность принимается равной номинальной, для одиночных ЭП повторно-кратковременного режима - равной номинальной, приведенной к длительному режиму.

1.9 Коэффициент расчетной мощности  $K_p$  – отношение расчетной активной мощности  $P_p$  к значению  $K_u \cdot P_n$  группы

$$K_p = \frac{P_p}{K_u \cdot P_c}.$$

**Коэффициент расчетной мощности зависит от эффективного числа электроприемников, средневзвешенного коэффициента использования, а также от постоянной времени нагрева сети.**

1.10 Указаниями приняты следующие постоянные времени нагрева:

$T_0 = 10$  мин – для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинпровода, пункты, шкафы, щиты. Значения  $K_p$  для этих сетей принимаются по таблице А1.

$T_0 = 2,5$  ч – для магистральных шинпроводов и цеховых трансформаторов. Значения  $K_p$  для этих сетей принимаются по таблице А2.

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

## 2 Последовательность расчета электрических нагрузок

2.1 Расчет выполняется по форме Ф636-92 (таблица А4).

2.2 Расчет электрических нагрузок ЭП напряжением до 1 кВ производится для каждого узла питания (распределительного пункта, шкафа, сборки, распределительного шинпровода, щита станций управления, троллея, магистрального шинпровода, цеховой трансформаторной подстанции), а также по цеху, корпусу в целом.

2.2.1 Исходные данные для расчета (графы 1-6) заполняются на основании полученных от технологов исходных данных (графы 1-4) и согласно справочным материалам (графы 5,6), в которых приведены значения

коэффициентов использования и реактивной мощности для индивидуальных электроприемников. При этом:

2.2.1.1 Все ЭП группируются по характерным категориям с одинаковыми  $K_u$  и  $tg\varphi$ . В каждой строке указываются ЭП характерной группы.

2.2.1.2 Резервные электроприемники, а также электроприемники, работающие кратковременно (пожарные насосы, задвижки, вентили и т.п.), при подсчете расчетной мощности не учитываются (за исключением случаев, когда мощности пожарных насосов и других противоаварийных ЭП определяют выбор элементов сети электроснабжения). В графах 2 и 4 указываются данные только рабочих ЭП.

2.2.1.3 В случаях, когда  $n_z$  определяется по упрощенному выражению (см. п. 1.7 приложения А), все ЭП группируются построено по характерным категориям независимо от мощности ЭП, а в графе 3 указываются максимальная и минимальная мощности ЭП данной характерной группы.

2.2.1.4 Для многодвигательных приводов учитываются все одновременно работающие электродвигатели данного привода. Если в числе этих двигателей имеются одновременно включаемые (с идентичным режимом работы), то они учитываются в расчете как один ЭП номинальной мощностью, равной сумме номинальных мощностей одновременно работающих двигателей.

2.2.1.5 Для электродвигателей с повторно-кратковременным режимом работы их номинальная мощность не приводится к длительному режиму (ПВ=100%).

2.2.1.6. При включении однофазного ЭП на фазное напряжение он учитывается в графе 2 как эквивалентный трехфазный ЭП номинальной мощностью

$$p_n = 3p_{н.о.}, \quad q_n = 3q_{н.о.},$$

где  $p_{н.о.}$ ,  $q_{н.о.}$  - активная и реактивная мощности однофазного ЭП.

При включении однофазного ЭП на линейное напряжение он учитывается как эквивалентный ЭП номинальной мощностью

$$p_n = \sqrt{3}p_{н.о.}; \quad q_n = \sqrt{3}q_{н.о.}.$$

2.2.1.7 При наличии группы однофазных ЭП, которые распределены по фазам с неравномерностью не выше 15% по отношению к общей мощности трехфазных и однофазных ЭП в группе, они могут быть представлены в расчете как эквивалентная группа трехфазных ЭП с той же суммарной номинальной мощностью.

В случае превышения указанной неравномерности номинальная мощность эквивалентной группы трехфазных ЭП принимается равной тройному значению мощности наиболее загруженной фазы.

2.2.1.8 При наличии в справочных материалах интервальных значений  $k_u$  следует для расчета принимать наибольшее значение. Значения  $k_u$  должны быть определены из условия, что вероятность превышения фактической средней мощности над расчетной для характерной категории ЭП должна быть не более 0,05.

2.2.2 В графах 7 и 8 соответственно записываются построчно величины  $K_u \cdot P_n$  и  $K_u \cdot P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi$ . В итоговой строке определяются суммы этих величин:  $\Sigma K_u \cdot P_n$ ,  $\Sigma K_u \cdot P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi$ .

2.2.3 Определяется групповой коэффициент использования для данного узла питания:

$$K_u = \frac{\sum K_u P_n}{\sum P_n}.$$

Значение  $K_u$  заносится в графу 5 итоговой строки.

2.2.4 Для последующего определения  $n_3$  в графе 9 построчно определяются для каждой характерной группы ЭП величины  $p_n^2$  (квадраты мощностей каждого ЭП в группе) и в итоговой строке суммарное значение  $\Sigma p_n^2$ . При определении  $n_3$  по упрощенной формуле графа 9 не заполняется.

2.2.5 Определяется эффективное число электроприемников следующим образом.

2.2.5.1 Как правило,  $n_3$  для итоговой строки определяется по выражению:

$$n_3 = \frac{(\sum P_n)^2}{\sum p_n^2}.$$

2.2.5.2 При значительном числе ЭП (магистральные шинопроводы, шины цеховых трансформаторных подстанций, в целом по цеху, корпусу, предприятию)  $n_3$  может определяться по упрощенной формуле:

$$n_3 = \frac{2 \sum P_n}{P_{n \max}}.$$

2.2.5.3 Найденное по указанным выражениям значение  $n_3$  - округляется до ближайшего меньшего целого числа.

2.2.6 В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприёмников определяется по таблицам А1 или А2 приложения А и заносится в графу 11 коэффициент расчетной нагрузки  $K_p$ .

2.2.7 Расчетная активная мощность подключенных к узлу питания ЭП напряжением до 1кВ (графа 12) определяется по выражению:

$$P_p = K_p \Sigma K_u P_n.$$

**В случаях, когда расчетная мощность  $P_p$  окажется меньше номинальной наиболее мощного электроприемника, следует принимать  $P_p = p_{n \max}$ .**

2.2.8 Расчетная реактивная мощность (графа 13) определяется следующим образом.

2.2.8.1 Для сетей, питающих распределительные шкафы, шинопроводы, силовые пункты и т.п., напряжением до 1 кВ в зависимости от  $n_3$ :

$$\begin{aligned} \text{при } n_3 \leq 10, & \quad Q_p = 1,1 \Sigma K_u P_n \operatorname{tg} \varphi; \\ \text{при } n_3 > 10, & \quad Q_p = \Sigma K_u P_n \operatorname{tg} \varphi. \end{aligned}$$

2.2.8.2 Для магистральных шинопроводов и шин цеховых трансформаторных подстанций, а также при определении реактивной мощности в целом по цеху, корпусу, предприятию:

$$Q_p = K_p \sum K_u P_n \operatorname{tg} \varphi = P_p \operatorname{tg} \varphi.$$

2.2.9 К расчетной активной и реактивной мощности силовых ЭП напряжением до 1 кВ должны быть при необходимости добавлены осветительные нагрузки  $P_{p.o}$  и  $Q_{p.o}$ .

2.2.10 Значение токовой расчетной нагрузки, по которой выбирается сечение линии по допустимому нагреву, определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_n} \text{ (графа 15),}$$

где  $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$  - полная расчетная мощность, кВ·А (графа 14).

2.3 Расчет электрических нагрузок ЭП напряжением выше 1 кВ производится в целом аналогично расчету, приведенному в п.2.2 приложения, с учетом следующих особенностей:

2.3.1 При получении от технологов коэффициентов, характеризующих реальную загрузку электродвигателей, в графу 5 заносится вместо  $K_u$  значение  $K_z$ , в графу 7 - значение  $K_z P_n$  (таблица А5).

2.3.2 Расчетная нагрузка цеховых трансформаторных подстанций (с учетом осветительной нагрузки и потерь в трансформаторах, см.п.2.4.) заносится в графы 3 и 4 (таблицы А6).

2.3.3 Определяется число присоединений 6-10кВ на сборных шинах РП, ГПП и групповой коэффициент использования  $K_u$  электроприемников предприятия, при этом резервные ЭП не учитываются.

2.3.4 Эффективное число ЭП  $n_p$  не определяется, и графа 9 не заполняется.

2.3.5 В зависимости от числа присоединений и группового коэффициента использования  $\sum K_u$ , занесенного в графу 5 итоговой строки, по таблице А3 определяется значение коэффициента одновременности  $K_o$ . Значение  $K_o$  заносится в графу 10 таблицы А5 (при этом  $K_p=1$  при определении нагрузок на высоковольтные кабели, см. п.1.10).

2.3.6 Расчетная мощность (графы 11-13) определяется по выражениям:

$$P_p = K_o \sum K_u P_n; \quad Q_p = K_o \sum K_u P_n \operatorname{tg} \varphi = P_p \operatorname{tg} \varphi; \quad S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

2.4 Результирующий расчет нагрузок для каждой трансформаторной подстанции и выбор мощности трансформаторов рекомендуется выполнять по форме Ф202-90 (таблица А6).

**Результирующая нагрузка на стороне высокого напряжения определяется с учетом средств КРМ и потерь мощности в трансформаторах.**



Таблица А1 - Значения коэффициентов расчетной нагрузки  $K_p$  для питающих сетей напряжением до 1000 В (сети к ШР, ШС, ПР и т.п.)

Эффективное число ЭП $n_э$	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	1,3	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
40	1,4	1,13	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
70	1,2	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 А2 - Значения коэффициентов расчетной нагрузки  $K_p$  на шинах НН цеховых трансформаторов и для магистральных шинопроводов напряжением до 1 кВ

Эффективное число ЭП, $n_3$	Коэффициент использования $K_u$							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	$\geq 0,7$
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 А3 - 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 $F_n$ , 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 А4 – Расчет электрических нагрузок участка (форма 636-92)

Наименование электроприемников	Количество ЭП, $n$	Установленная мощность, $кВт$		Коэффициент использования $K_u$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	Расчетные величины			Эффективное число ЭП $n_3$	Расчетный коэффициент $K_p$	Расчетная мощность			Расчетный ток $I_p, A$
		одного ЭП, $P_n, кВт$	Общая $P_n, кВт$				$P_{cp} = K_u \cdot P_n, кВт$	$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi_{см}, квар$	$\Sigma P_n^2 \cdot n$			$P_p = K_p \cdot P_{cp}, кВт$	$Q_p = Q_{cp}$ при $n_3 > 10$ , $Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp}$ при $n_3 \leq 10$ , квар	$S_p, кВА$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
<b>ШС1</b>															
Электроэрозионный станок поз.1-8	8	25	200	0,3	0,7	1,02	60,00	61,21	5000						
Токарный станок поз.9-18	10	10	100	0,14	0,5	1,73	14,00	24,25	1000						
Горизонтально-фрезерный станок	3	15	45	0,14	0,5	1,73	6,30	10,91	675						
Итого по ШС1:	21	15-25	345	0,23	0,64	1,20	80,3	96,4	6675	17	1,17	94	96,4	134	205
<b>ШС2</b>															
Гидравлический пресс поз.21-25	5	52	260	0,24	0,65	1,17	62,40	72,95	13520						
Внутришлифовальный станок поз.26-30	5	7,2	36	0,12	0,5	1,73	4,32	7,48	259						
Плоскошлифовальный станок поз.31-36	6	15	90	0,14	0,5	1,73	12,60	21,82	1350						
Вентилятор поз.37	1	22	22	0,8	0,8	0,62	17,0	10,91	484						
Итого по ШС2:	17	7,2-52	408	0,24	0,65	1,17	96,3	113,2	15613	10	1,27	123	124,5	175	266,4
Итого по участку:	38	7,2-52	753	0,23	0,65	1,18	176,6	209,6	22288	25	1,07	189	223	292	444

Таблица А5 – Расчет электрических нагрузок по цехам (форма 636-92)

Исходные данные							Расчетные величины		$n_{эф}$	$K_p$	Расчетные величины		
Наименование цеха	Количество ЭП	Мощность, кВт		$K_u$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_{ср}$ , кВт	$Q_{ср}$ , квар			$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА
		$P_n$	$P_n$										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
<b>Транспортный цех</b>													
а) силовая 0,4 кВ	35	1-59	500	0,4	0,75	0,88	200	176	16	1	200	176	
б) освещение			35,63	0,95	0,5	1,73	33,85	58,56			33,85	58,56	
<b>Итого</b>			535,63				233,8	234,6			233,8	234,6	331,21
<b>Насосная</b>													
а) силовая 0,4 кВ	25	1-25	320	0,65	0,85	0,62	208	129	25	1	208	129	
б) освещение			45	0,95	0,5	1,73	42,75	73,96			42,75	73,96	
<b>Итого</b>			365				250,8	202,9			250,8	202,9	322,57
С.Д. 10 кВ	2	750	1500	1	0,9	0,48	1500	-720	2	1	1500	-720	
<b>Механический цех</b>													
а) силовая 0,4 кВ	68	2-50	1080	0,3	0,75	0,88	324	285,1	43	0,75	243	213,8	
б) освещение			76	0,95	0,5	1,73	72,2	124,9			72,2	124,9	
<b>Итого</b>			1156				396,2	410			315,2	338,7	462,71
<b>Трубопрокатный цех</b>													
а) силовая 0,4 кВ	45	5-80	800	0,5	0,8	0,75	400	300	20	0,85	340	255	
б) освещение			80,75	0,95	0,5	1,73	76,71	132,7			76,71	132,7	
<b>Итого</b>			880,75				476,7	432,7			416,7	387,7	569,18
Наружное освещение			230,1	1	0,5	1,73	230,1	398,1			230,1	398,1	459,79
<b>Итого по заводу</b>			4667,5	0,66	0,96	0,31	3088	958,3		0,9	2779	862,5	2909,6
Потери в тр-рах							29,92	149,6			29,92	149,6	
<b>Итого с потерями</b>							3118	1108			2809	1012	2985,5

Таблица А6 – Форма Ф202-90

Наименование объекта	$\frac{\cos \varphi}{\operatorname{tg} \varphi}$	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, шт., $N \cdot S_{н\text{тр}}, \text{кВ}\cdot\text{А}$
		$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВ·А	
1	2	3	4	5	6

## Дополнительные рекомендации при расчете нагрузок

При проведении расчета нагрузок от группы ЭП необходимо обратить внимание на то, в чем выражена номинальная мощность электроприемника - в  $kВт$  или  $kВ\cdot А$ , трехфазный он или однофазный. Если мощность приведена в  $kВ\cdot А$ , то ее необходимо пересчитать в  $kВт$  по формуле  $D_i = S_i \cdot \cos \varphi_i$ .

Мощность однофазных электроприемников необходимо привести к эквивалентной трехфазной мощности. Это необходимо выполнить для того, чтобы при выборе сечения проводов, кабелей или мощности трансформаторов расчетная мощность не оказалась заниженной, в результате чего может произойти перегрев жил кабелей или фазы трансформатора, на которые подключены однофазные ЭП, и преждевременный выход из строя элементов сети.

Обращаем внимание на некоторые особенности и ошибки, наиболее распространенные при расчете нагрузок:

1. При расчете нагрузок объектов с малым количеством электроприемников или небольшой мощности довольно часто расчетный коэффициент  $K_p$  принимают по таблице А2 (приложение А), в результате чего расчетная мощность оказывается меньше мощности наиболее крупного электроприемника. Эту ошибку допускают потому, что не обращают внимание на величину средней расчетной нагрузки данного объекта, принимая его за цех или корпус, для которого обычно выбирают одну или несколько трансформаторных подстанций. При дальнейшей разработке схемы электроснабжения предприятия выясняется, что для таких маломощных объектов достаточно установка распределительного шкафа. Согласно Указаниям для сетей, питающих ШР, ШС, расчетный коэффициент  $K_p$  принимают по таблице А1 (приложение А).

Учитывая накопленный опыт проектирования, считаем целесообразным для всех объектов независимо от  $n_s$  со среднесменной нагрузкой менее  $250 kВт$  расчетный коэффициент  $K_p$  принимать по таблице А1 (приложение А).

2. При расчете и выборе сечения высоковольтных кабелей, питающих трансформаторные подстанции (ТП), расчетная нагрузка на них определяется согласно п. 1.10 Указаний (приложение А) суммированием среднесменных нагрузок подключенных к ТП объектов при  $K_p=1$ . В проектной практике сечение кабелей к ТП выбирают исходя из номинальной мощности цеховых трансформаторов с учетом допустимой в аварийном режиме перегрузки кабелей и трансформаторов.

3. При определении расчетных нагрузок на высоковольтные РП, к которым подключены высоковольтные ЭП (двигатели, преобразователи и т.п.) и близлежащие трансформаторные подстанции, расчетная нагрузка для выбора сечения кабелей, питающих РП, определяется суммированием их активной и реактивных среднесменных нагрузок при  $K_p=1$ . Следует помнить, что эта нагрузка распределяется, как правило, равномерно на два ввода, если РП двухсекционный.

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**  
**Коэффициенты использования и мощности потребителей**  
**электроэнергии**

Приложение Б1 - Коэффициенты использования и мощности некоторых приемников и потребителей электроэнергии промышленных предприятий

Потребитель электроэнергии	Коэффициент	
	исполь- зования $K_u$	мощности $\cos\varphi$
1	2	3
Металлорежущие станки с нормальным режимом работы	0,14	0,6
То же при крупносерийном производстве	0,16	0,65
То же при тяжелом режиме работы	0,2-0,25	0,65
Поточные линии, станки с ЧПУ	0,6	0,7
Переносной электроинструмент	0,06	0,65
Вентиляторы, санитарно-техническая вентиляция, эксгаустеры	0,6-0,7	0,8-0,85
Насосы, компрессоры, двигатель-генераторы	0,7-0,8	0,8-0,85
Краны, тельферы, кран-балки при ПВ=25%	0,06	0,5
То же при ПВ=40%	0,1	0,5
Транспортеры, конвейеры	0,5-0,6	0,7-0,8
Сварочные трансформаторы дуговой сварки	0,25-0,3	0,35-0,4
Приводы молотов, ковочных машин, прессов, волочильных станков, очистных барабанов, бегунов и др.	0,25-0,3	0,65
Элеваторы, шнеки, несблокированные конвейеры мощностью до 10 кВт	0,4-0,5	0,6-0,7
То же мощностью выше 10 кВт	0,55-0,75	0,7-0,8
Однопостовые сварочные двигатель-генераторы	0,3	0,6
То же многопостовые	0,5	0,7
Сварочные машины шовные	0,25	0,7
То же стыковые и точечные	0,3-0,35	0,6
Сварочные дуговые автоматы	0,35	0,5
Печи сопротивления с автоматической загрузкой изделий	0,75-0,8	0,95
Печи сопротивления с неавтоматической загрузкой изделий	0,5	0,95
Вакуум-насосы	0,95	0,85
Вентиляторы высокого давления	0,75	0,85
Вентиляторы к дробилкам	0,4-0,5	0,75

## Продолжение приложения Б1

1	2	3
Газодувки (аглоэкстаустеры) при синхронных двигателях	0,6	0,8-0,9
То же при асинхронных двигателях	0,8	0,8
Молотковые дробилки	0,8	0,85
Шаровые мельницы	0,8	0,8
Грохоты	0,5-0,6	0,6-0,7
Смесительные барабаны	0,6-0,7	0,8
Чашевые охладители	0,7	0,85
Сушительные барабаны и сепараторы	0,6	0,7
Электрофильтры	0,4	0,85
Сушильные шкафы	0,75-0,8	1,0
Вагоноопрокидыватели	0,6	0,5
Грейферные краны	0,2	0,6
Лампы накаливания. Освещение лампами накаливания	0,85-0,9	1,0
Люминесцентные лампы	0,85-0,9	0,8-0,9
Выпрямители для гальванических ванн	0,8	0,8
Установки ВЧ нагрева (ТВЧ)	0,65	0,7
Пресс с электрообогревателем	0,25	0,95
Станок для обработки пластмасс	0,2	0,65
Термопластавтомат	0,5	0,95
Сталеплавильные печи	0,7	0,85
Лабораторное оборудование	0,25	0,75
Прокатные станы	0,4	0,85
Сварочная машина 1ф. ПВ=20%	0,35	0,6
Сварочная машина 1ф. ПВ=50%	0,25	0,7
Сварочные трансформаторы. ПВ=65%	0,3	0,35
Муфельная печь 1ф	0,7	1,0
Соляная печь	0,7	0,95
Термобарокамера	0,7	0,8
Вибрационная машина	0,3	0,8
Литейная машина	0,3	0,8
Молот	0,4	0,7
Заточный, расточный станок	0,17	0,65
Ножницы роликовые	0,45	0,65
Индукционные установки	0,7	0,8
Электродвигатели высокого напряжения		
а) асинхронные	0,7-0,8	0,8-0,9
б) синхронные	0,7-0,8	0,85-0,9



## Продолжение приложения Б1

1	2	3
Дуговые сталеплавильные печи	0,6-0,75	0,9
Литейные установки		
а) черных металлов	0,5-0,7	0,7-0,8
б) цветных металлов	0,6-0,7	0,8-0,9
Рудно-термические печи	0,8-0,9	0,9
Индукционные установки высокого напряжения	0,6-0,7	0,9

## Приложение Б2 - Коэффициенты использования и коэффициенты мощности для различных отраслей промышленности

Наименование	$K_u$	$\cos\varphi$
1	2	3
<b>1) Корпуса, цехи, установки общепромышленного назначения</b>		
Ремонтно-механические	0,2-0,3	0,65-0,75
Электроремонтные	0,3-0,4	0,7-0,8
Насосные, кислородные и компрессорные станции с электродвигателями низкого напряжения	0,6-0,65	0,7-0,85
То же, но с электродвигателями высокого напряжения:		
а) асинхронными	0,7-0,8	0,8-0,85
б) синхронными	0,7-0,8	0,85-0,9
Вентиляционные установки и отопление	0,6-0,7	0,8
Газогенераторные станции	0,4-0,5	0,7-0,8
Литейные цехи черных металлов	0,5-0,7	0,7-0,8
Литейные цехи цветных металлов	0,6-0,7	0,8-0,9
Блоки основных механосборочных цехов	0,4	0,7
Блоки вспомогательных цехов	0,3	0,7
Штампомеханические и токарные	0,2-0,25	0,65-0,8
Инструментальные	0,2-0,25	0,65-0,8
Механические и заготовительные	0,2-0,3	0,65-0,75
Металлоконструкций	0,4-0,6	0,6
Закалочные с индукционными установками	0,6	0,75
Кузнечно-прессовые	0,4-0,5	0,65-0,7
Ремонтно-литейные	0,55-0,6	0,8
Кузнечно-сварочные	0,5	0,65
Металлопрокатный	0,5	0,8

1	2	3
Транспортный	0,4	0,75
Заготовительно-сварочный	0,5	0,6
Модельный	0,25	0,65
Энергоцехи	0,3	0,7
Термические и термообрубные	0,7-0,8	0,85-0,9
Крановая нагрузка, подъемники	0,2-0,3	0,5-0,7
Электросварка	0,6	0,35
Деревообделочные, столярные	0,28-0,3	0,6-0,8
Малярные, модельные	0,4-0,5	0,5-0,6
Гальванические	0,6-0,7	0,75-0,8
Лаборатории	0,5-0,6	0,7-0,9
Заводоуправление, КБ, проходные, конторы	0,7-0,8	0,8-0,9
Депо (железнодорожные, паровозные, пожарные)	0,3-0,5	0,6-0,8
Депо электрокар	0,5-0,7	0,75-0,9
Гаражи	0,3-0,5	0,65-0,8
Котельные	0,5-0,7	0,7-0,8
Склады открытые	0,2-0,3	0,6-0,7
Склады закрытые, готовой продукции и магазины	0,5-0,7	0,8-0,9
Столовые	0,5-0,7	0,9
Лесозаводы	0,3-0,5	0,7
Лесосушки	0,7	0,75-0,8
<b>2) Заводы цветной металлургии</b>		
Цех электролиза	0,7	0,85
Отдел регенерации	0,5	0,8
Разливочная	0,4	0,7
Лаборатория	0,25	0,7
<b>3) Химические заводы и комбинаты</b>		
Цех полимеризации	0,5	0,9
Цех грануляции	0,65	0,8
Цех катализации	0,8	0,65
Цех химпрепаратов	0,7	0,75
Газовый цех	0,6	0,8
Цех защитных покрытий	0,5	0,8

## Продолжение приложения Б2

1	2	3
Сушильное отделение	0,7	0,8
Химлаборатория	0,3	0,8
<b>4) Текстильные, меланжевые фабрики и комбинаты</b>		
Прядильное отделение	0,6-0,7	0,75
Ткацкое отделение	0,7-0,8	0,8
Красильное отделение	0,7-0,75	0,8
Отбеливательное отделение	0,7	0,7
Швейное производство	0,5-0,6	0,65-0,7
Отделочные цеха	0,7	0,75
Сушильные отделы	0,85	0,8
Котельная	0,6	0,8
Насосная	0,65	0,85
<b>5) Авиационный завод</b>		
Цех обработки блоков двигателей	0,3	0,65
Цех обработки поршней, шатунов и прочих деталей двигателей	0,2	0,6
Цех сборки и испытания двигателей	0,5	0,8
Штамповочный цех деталей корпуса самолета	0,4	0,6
Штамповочный цех деталей покрытия самолета	0,3	0,8
Цех производства мелких деталей	0,3	0,7
<b>6) Цементные заводы</b>		
Цех дробления	0,5	0,75
Сырьевой цех	0,6	0,75
Отделение сырьевых мельниц	0,7	0,8
Отделение цементных мельниц	0,8	0,85
Угольные мельницы	0,7	0,8
Отделение обжига (печное)	0,7	0,8
Сушильное отделение	0,6	0,75
Упаковочная	0,4	0,7
Электрофильтры	0,6	0,85

## Продолжение приложения Б2

1	2	3
<b>7) Деревообрабатывающая промышленность</b>		
Лесопильное отделение	0,5-0,55	0,75
Обработка древесины	0,4-0,5	0,7
Блок сушильных камер	0,6	0,7
Проклейное отделение	0,6	0,7
Производство мебели	0,22-0,3	0,6
Малярный цех	0,5	0,6
<b>8) Пищевая и мясомолочная промышленность</b>		
Склады сырья и продукции	0,4-0,45	0,8
Первичная обработка продукции	0,5	0,7
Сушильно-очистительные отделения	0,65- 0,75	0,75
Производства сахара	0,5	0,75
Холодильные станции	0,75	0,8
Мельницы	0,8	0,75-0,8
Консервные комбинаты	0,35	0,7
Переработка вторичного сырья	0,45	0,75
Маслосырзаводы	0,4	0,75
Колбасное производство	0,35	0,8

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**  
**Удельные мощности и коэффициенты спроса осветительных установок**

Приложение В1 - Удельные мощности нагрузок освещения производственных зданий

Наименование цеха, корпуса	Плотность нагрузки, Вт/м <sup>2</sup>	Рекомендуемый источник света
1) Литейные и плавильные	15-17	ДРЛ, ДРИ
2) Механические и сборочные	14-16	ДРЛ, ДРИ
3) Сварочные, термические и металлопрокатные	15-17	ДРЛ, ДРИ
4) Инструментальные	19-21	ДРИ, ДРЛ
5) Деревообрабатывающие и модельные	17-19	ДРЛ, ДРИ
6) Блоки вспомогательных цехов	13-15	ДРЛ, ДРИ
7) Заводоуправление, инженерные корпуса, лаборатории	17-19	ЛЛ
8) Насосные, компрессорные, котельные	12-15	ДРЛ, ЛН, ЛЛ
9) Склады	8-10	ДРЛ, ЛЛ
10) Наружное освещение	0,5-1,0	ДРЛ

Приложение В2 - Коэффициенты спроса осветительных нагрузок

Наименование объекта	$K_c$
1) Мелкие производственные здания $F \leq 500 \text{ м}^2$	1,0
2) Производственные здания, состоящие из отдельных больших пролетов $F \geq 1000 \text{ м}^2$	0,95
3) Административные здания, библиотеки и предприятия общественного питания	0,9
4) Производственные здания, состоящие из нескольких отдельных помещений $F > 500 \text{ м}^2$ , но $< 1000 \text{ м}^2$	0,85
5) Лабораторные и конторско-бытовые здания, детские и учебные учреждения	0,8
6) Складские здания, распределительные устройства и подстанции	0,6
7) Наружное и аварийное освещение	1,0

**ПРИЛОЖЕНИЕ Г**  
**Технические данные оборудования и проводников**

Приложение Г1 - Данные КРУ и КСО

Наименование параметра	КРУ			КСО-2000
	КМ1-10-20УЗ	КМ1-10-31, 5УЗ	D-12P «Классика»	
Номинальное напряжение, кВ	6, 10	6, 10	6, 10	6, 10
Номинальный ток главных цепей, кА	630, 1000, 1600, 2000. 2500. 3150	630, 1000, 1600, 2000, 2500, 3150	630, 1000, 1600, 2000, 2500, 3150, 4000	630, 1000
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ и КСО, кА	20	31,5	12,5, 20, 31,5, 40, 50	20
Ток термической стойкости, кА	20	31,5	20, 31,5, 40, 50	20
Ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	51	81	51, 81, 125	52
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В постоянного тока переменного тока	110, 220 220	110, 220 220	220 220	110, 220 220
Тип выключателей на ток до 1600 А  на ток до 3200 А	вакуумный ВВ/TEL-10 ВБКЭ-10 масляный ВКЭ-10 элегазовый VF-12  масляный ВМПЭ-1 элегазовый VF-12	вакуумный ВВ/TEL-10 ВБКЭ-10 масляный ВКЭ-10 элегазовый VF-12  масляный ВМПЭ-1 элегазовый VF-12	вакуумный ВВ/TEL-10 VD4 EVOLIS  элегазовый VF-12  элегазовый VF-12	вакуумный ВВ/TEL-10
Тип трансформатора тока	ТОЛ-10; ТЛШ-10	ТОЛ-10; ТЛШ- 10	ТОЛ-10; ТЛШ-10	ТОЛ-10; ТЛШ-10
Тип трансформатора напряжения	НОЛ.08; НОЛ.06	НОЛ.08; НОЛ.06	НОЛ.08; НОЛ.06	НОЛ.08; НОЛ.06
	НАМИ-10	НАМИ-10	НАМИ-10	НАМИ-10

Приложение Г2 - Технические данные конденсаторных установок

Тип КУ	$U_{ном}$ , кВ	$Q_{ном}$ , квар	Число ступеней регулирования мощности
УКМ-0,4-100	0,4	100	3 по 33,33 квар
УКМ-0,4-200	0,4	200	6 по 33,33 квар
УКМ-0,4-268	0,4	268	4 по 67 квар
УКМ-0,4-402	0,4	402	6 по 67 квар
УКМ-0,4-536	0,4	536	8 по 67 квар
УК2-0,38-50 У3	0,38	50	нерегулируемая
УКТБ-0,38-150 У3	0,38	150	нерегулируемая
УКЛН-0,38-300 У3	0,38	300	2 по 150 квар
УКМ-6,3-450	6,3	450	нерегулируемая
УКМ-6,3-900	6,3	900	нерегулируемая
УКМ-10,5-450	10,5	450	нерегулируемая
УКМ-10,5-900	10,5	900	нерегулируемая
УКМ-10,5-1350	10,5	1350	нерегулируемая
УКМ-10,5-1800	10,5	1800	нерегулируемая

Приложение Г3 - Удельные сопротивления кабельных линий с алюминиевыми жилами, Ом/км

Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	Активное сопротивление	Индуктивные сопротивления		
		Кабель с бумажной изоляцией		Кабель с резиновой или полихлоридной изоляцией
		6 кВ	10 кВ	
10	2,94	0,11	0,122	0,0999
16	1,85	0,102	0,113	0,095
25	1,17	0,091	0,099	0,091
35	0,859	0,087	0,095	0,088
50	0,592	0,083	0,090	0,085
70	0,429	0,080	0,086	0,082
95	0,312	0,078	0,083	0,081
120	0,245	0,076	0,081	0,080
150	0,194	0,074	0,079	0,079
185	0,162	0,073	0,077	0,078
240	0,126	0,071	0,075	0,077

Приложение Г4 – Технические данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов 6-10 - 35-110 кВ

Тип трансформатора	Мощность, кВ·А	Напряжение обмоток, кВ		$U_{\kappa}$ , %	$P_x$ , кВт	$P_{\kappa}$ , кВт	$I_x$ , %
		В	Н				
1	2	3	4	5	6	7	8
ТМ-400/10	400	6,3-10,5	0,4	5,5	1,1	5,9	2,5
ТМ-630/10	630	6,3-10,5	0,4	5,5	1,7	8,5	2
ТМ-1000/10	1000	6,3-10,5	0,4	5,5	2,45	11	1,4
ТМ-1600/10	1600	6,3-10,5	0,4	5,5	3,3	16,5	1,3
ТМ-2500/10	2500	6,3-10,5	0,4	5,5	3,85	23,5	1,0
ТМН-6300/110	6300	115	6,3-11	10,5	13	50	1,0
ТДН-10000/110	10000	115	6,3-11	10,5	18	60	0,9
ТДН-16000/110	16000	115	6,3-11	10,5	26	85	0,85
ТРДН-25000/110	25000	115	6,3-11	10,5	36	120	0,8
ТРДН-32000/110	32000	115	6,3-11	10,5	44	145	0,75
ТРДН-40000/110	40000	115	6,3-11	10,5	52	175	0,7
ТРДЦН-63000/110	63000	115	6,3-11	10,5	73	260	0,65
ТРДЦН-80000/110	80000	115	6,3-11	10,5	89	315	0,6
ТМН-1000/35	1000	35	0,4	6,5	2,1	12,2	1,4
ТМН-1600/35	1600	35	0,4	6,5	2,9	18	1,3
ТМН-1600/35	1600	35	6,3-11	6,5	2,9	16,5	13
ТМН-2500/35	2500	35	6,3-11	6,5	4,1	23,5	1,0
ТМН-4000/35	4000	35	6,3-11	7,5	5,3	33,5	0,9
ТМН-6300/35	6300	35	6,3-11	7,5	8,0	46,5	0,8

Приложение Г5 – Технические данные ограничителей перенапряжения (ОПН)

Тип ограничителей	Класс напряжения, кВ	Наиболее длительно допустимое напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА
ОПН 35/40,5-10 УХЛ1	35	40,5	10
ОПН/TEL 35/40,5 УХЛ1	35	40,5	10
ОПН/TEL 110/78 УХЛ1	110	78	10
ОПН/TEL 110/73 УХЛ1	110	73	10
ОПН 110/80-10 УХЛ1	110	80	10
ОПННп-110/56-10 УХЛ1	110	56	10
ОПННф-110/56-10 УХЛ1	110	56	10



Приложение Г6 - Активное и реактивное сопротивление сталеалюминиевых проводов

Марка провода	Сопротивление единицы длины, Ом/км	
	активное	индуктивное
АС 35	0,9	0,43
АС 50	0,65	0,42
АС 70	0,46	0,41
АС 95	0,33	0,40
АС 120	0,27	0,39
АС 150	0,21	0,38
АС 185	0,17	0,37
АС 240	0,13	0,36
АС 300	0,11	0,35

**ПРИЛОЖЕНИЕ Д**

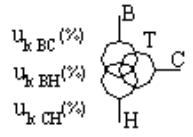
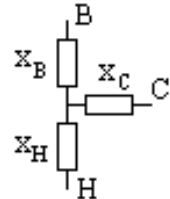
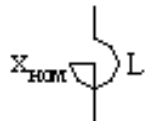
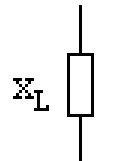
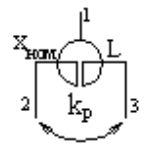
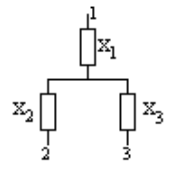
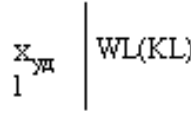
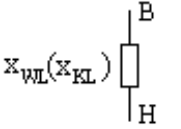
**Расчетные формулы и коэффициенты для расчета токов короткого замыкания**

Приложение Д1 - Средние значения отношения  $x_{\Sigma}/r_{\Sigma}$  постоянной времени  $T_a$  и ударного коэффициента  $k_{y\delta}$  для характерных радиальных ветвей системы электроснабжения напряжением выше 1 кВ

Схема	Точка КЗ	Ветвь	$x_{\Sigma}/r_{\Sigma}$	$T_a, c$	$k_{y\delta}$
	K1	Энергосистема	10	0,03	1,72
	K2	Энергосистема и ВЛ 110-220 кВ	15	0,05	1,8
	K3	Энергосистема и трансформатор ГПП 25-80 МВА	35-50	0,12-0,16	1,92-1,94
	K4	Линейный реактор $I_{ном} \geq 1 \text{ кА}$ $I_{ном} \leq 0,63 \text{ кА}$	72 35	0,23 0,11	1,96 1,91
	K5	Трансформатор 10(6)/0,4-0,69 кВ	6-10	0,02-0,03	1,6-1,7
	K6	Кабельная линия 10(6) кВ длиной 200-300 м	3	0,61	1,4
		Асинхронный электродвигатель	13	0,04	1,6
		Синхронный электродвигатель мощностью, МВт:			
		до 1,6	16	0,05	1,8
	2-4	22	0,07	1,9	
выше 4	32	0,10	1,9		

Приложение Д2 – Расчетные формулы для определения сопротивления элементов сети

Элемент сети	Схема		Формула для определения сопротивлений в схеме замещения при $U_{\bar{o}}=U_{cp,ном}$	
	расчетная	замещения	отн.ед.	Ом
Индуктивное сопротивление				
1	2	3	4	5
Трансформатор двухобмоточный			$x_{*m} = \frac{u_k \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{ном,т}}$	$x_m = \frac{u_k \cdot U_{cp,ном}^2}{100 \cdot S_{ном,т}}$
Трансформатор двухобмоточный с напряжением НН до 1 кВ			—	$z_m = \frac{u_k \cdot U_{cp,ном}^2}{100 \cdot S_{ном,т}};$ $x_m = \sqrt{z_m^2 - r_m^2}$
Трансформатор двухобмоточный с расщепленной обмоткой низшего напряжения			$x_{*B} = \frac{u_{кВН} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{ном,т}} \left(1 - \frac{K_P}{4}\right);$ $x_{*H1} = x_{*H2} = \frac{u_{кВН} \cdot S_{\bar{o}} \cdot K_P}{100 \cdot S_{ном,т} \cdot 2}$	$x_B = \frac{u_{кВН} \cdot U_{cp,ном}^2}{100 \cdot S_{ном,т}} \left(1 - \frac{K_P}{4}\right);$ $x_{H1} = x_{H2} = \frac{u_{кВН} \cdot U_{cp,ном}^2 \cdot K_P}{100 \cdot S_{ном,т} \cdot 2},$
			где $K_P = 4 \left( \frac{u_{кВН1}}{u_{кВН}} - 1 \right)$	

1	2	3	4	5
<p>Трансформатор трехобмоточный</p>			$x_{*B} = \frac{u_{кВ} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{ном,т}};$ $x_{*C} = \frac{u_{кC} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{ном,т}};$ $x_{*H} = \frac{u_{кH} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{ном,т}};$ $u_{кВ} = u_{кBC} + u_{кBH} - u_{кCH} \quad , \quad \%;$ <p>где <math>u_{кC} = u_{кBC} + u_{кCH} - u_{кBH} \quad , \quad \%;</math></p> $u_{кH} = u_{кBH} + u_{кCH} - u_{кBC} \quad , \quad \%$	$x_B = \frac{u_{кВ} \cdot U_{ср,ном}^2}{100 \cdot S_{ном,т}};$ $x_C = \frac{u_{кC} \cdot U_{ср,ном}^2}{100 \cdot S_{ном,т}};$ $x_H = \frac{u_{кH} \cdot U_{ср,ном}^2}{100 \cdot S_{ном,т}};$
<p>Реактор токоограничивающий одинарный</p>			$x_{*L} = x_{ном} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{ср,ном}^2}$	$x_{*L} = x_{ном}$
<p>Реактор токоограничивающий сдвоенный</p>			$x_{*1} = -K_p \cdot x_{ном} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{ср,ном}^2};$ $x_{*2} = x_{*3} = 1 + K_p \cdot x_{ном} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{ср,ном}^2}$	$x_1 = -K_p \cdot x_{ном};$ $x_2 = x_3 = 1 + K_p \cdot x_{ном}$
<p>Линия электропередачи</p>			$x_{*WL} = x_{y\bar{o}} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{ср,ном}^2}$	$x_{WL} = x_{y\bar{o}} \cdot l$

1	2	3	4	5
Асинхронный электродвигатель			$x_{*M} = x_k'' \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$ <p style="text-align: center;">где <math>x_k'' = 1 / K_n</math></p>	$x_M = x_k'' \frac{U_{ср,ном}^2}{S_{ном}}$
Синхронный электродвигатель			$x_{*MG} = x_d'' \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$	$x_{MG} = x_d'' \frac{U_{ср,ном}^2}{S_{ном}}$
Энергосистема			$x_{*GS} = \frac{S_{\delta}}{S_k}$	$x_{GS} = \frac{U_{ср,ном}^2}{S_k}$
<b>Активное сопротивление</b>				
Трансформатор двухобмоточный			$r_{*m} = \frac{\Delta P_k \cdot S_{\delta}}{S_{ном,т}^2}$	$r = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ср,ном}^2}{S_{ном,т}^2}$
Трансформатор двухобмоточный с расщепленной обмоткой низшего напряжения			$r_{*B} = \frac{\Delta P_{кВН} \cdot S_{\delta}}{2 \cdot S_{ном,т}^2};$ $r_{*H1} = r_{*H2} = 2 \cdot r_{*B}$	$r_B = \frac{\Delta P_{кВН} \cdot U_{ср,ном}^2}{2 \cdot S_{ном,т}^2};$ $r_{H1} = r_{H2} = 2 \cdot r_B$
Трансформатор трехобмоточный (см. примеч. 2)			$r_{*B} = r_{*C} = r_{*H} = 0,5 \cdot r_*$ <p style="text-align: center;">где <math>r_* = \frac{\Delta P_k \cdot S_{\delta}}{S_{ном,т}^2}</math></p>	$r_B = r_C = r_H = 0,5 \cdot r,$ <p style="text-align: center;">где</p> $r_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ср,ном}^2}{S_{ном,т}^2}$
Реактор токоограничивающий одинарный			$r_{*L} = \frac{\Delta P_{ном} \cdot S_{\delta}}{I_{ном}^2 \cdot U_{ср,ном}^2}$	$r_L = \frac{\Delta P_{ном}}{I_{ном}^2}$

1	2	3	4	5
Реактор токоограничивающий сдвоенный			$r_{*2} = r_{*3} = \frac{\Delta P_{ном} \cdot S_{\sigma}}{I_{ном}^2 \cdot U_{ср.ном}^2}$	$r_2 = r_3 = \frac{\Delta P_{ном}}{I_{ном}^2}$
Линия электропередачи			$r_{WL} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ср.ном}^2}$	$r_{WL} = r_{уд} \cdot l$
Асинхронный электродвигатель			$r_{*M} = \frac{x_{*M}}{\omega \cdot T_a}$	$r_M = \frac{x_M}{\omega \cdot T_a}$
Синхронный электродвигатель			$r_{*MG} = \frac{x_{*MG}}{\omega \cdot T_a}$	$r_{MG} = \frac{x_{MG}}{\omega \cdot T_a}$

**Примечания:**

1. В таблице приняты следующие обозначения:  $\Delta P_k$  - потери в трансформаторе, МВт;  $\Delta P_{ном}$  - номинальные потери на фазу реактора, МВт;  $r_{уд}$  - удельное сопротивление (активное) ЛЭП, Ом/км;  $l$  - длина ЛЭП, км;  $K_p$  - номинальный коэффициент связи сдвоенного токоограничивающего реактора;  $\omega$  - круговая частота сети;  $T_a$  - постоянная времени апериодической составляющей тока статора электродвигателя.

2. Активные сопротивления схемы замещения трехобмоточного трансформатора даны для случая, когда номинальные мощности обмоток высшего ( $S_{Bm}$ ), среднего ( $S_{Cm}$ ) и низшего ( $S_{Hm}$ ) напряжения трансформатора равны между собой.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Годовое число часов использования максимума нагрузки и экономическая плотность тока

Приложение Е1 - Годовое число часов использования максимума нагрузки по отраслям

Предприятие	$T_m, ч$	$T_{mp}, ч$
Анилокрасочные заводы	7100	-
Нефтеперегонные заводы	7100	-
Заводы тяжелого машиностроения	3370	4840
Заводы станкостроения	4345	4750
Инструментальные заводы	4140	4960
Заводы шарикоподшипников	5300	6130
Заводы подъемно-транспортного оборудования	3330	3880
Автотракторные заводы	4960	5240
Сельскохозяйственное машиностроение	5330	4220
Приборостроение	3080	3180
Авторемонтные заводы	4370	3200
Вагоноремонтные заводы	3560	3660
Электротехнические заводы	4280	6420
Азотно-туковые заводы	7000	-
Разные металлообрабатывающие заводы	4355	5880

### Приложение Е2 - Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, $A/mm^2$ , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
1	2	3	4
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0

## Продолжение приложения Е2

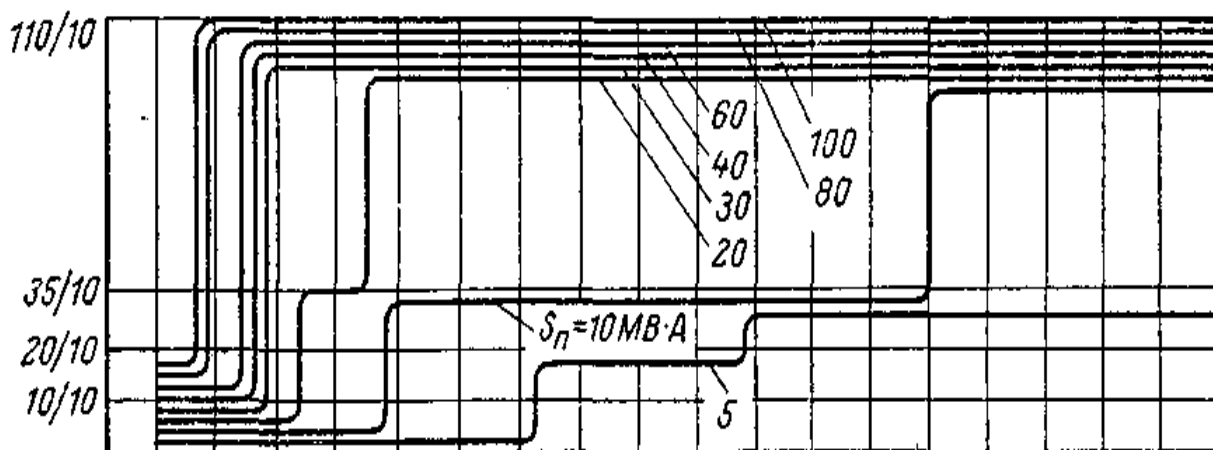
1	2	3	4
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией и жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

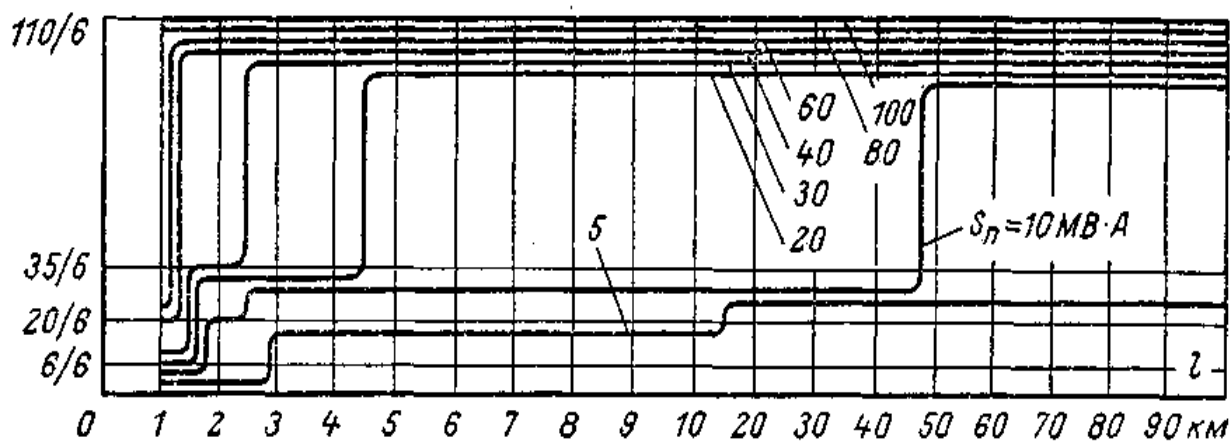
### Номограммы и диаграммы для приблизительного определения рационального напряжения электроснабжения

Приложение Ж1 - Номограммы для приблизительного определения рационального напряжения электроснабжения в зависимости от передаваемой мощности  $S_p$  и длины питающей линии  $l$ :

а) с трансформацией на 10 кВ; б) с трансформацией на 6 кВ



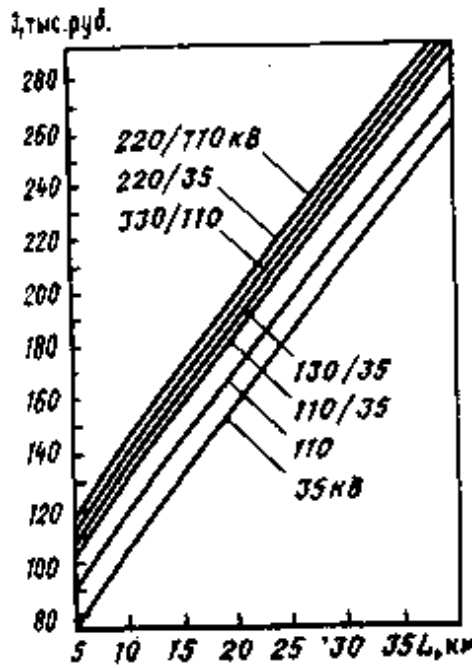
а)



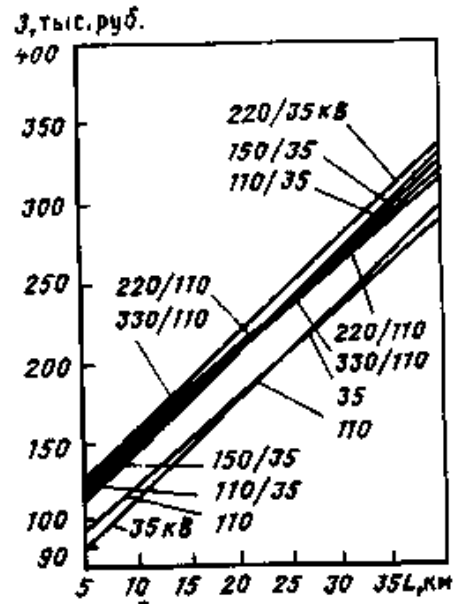
б)



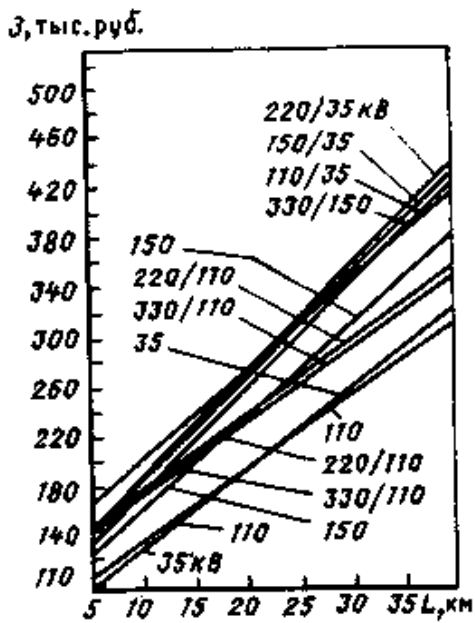
Приложение Ж2 - Сравнительные диаграммы приведенных затрат на электроснабжение предприятий заданной мощности в зависимости от напряжения и удаленности от ИП: а) 9 МВт; б) 14 МВт; в) 22,5 МВт; г) 35 МВт



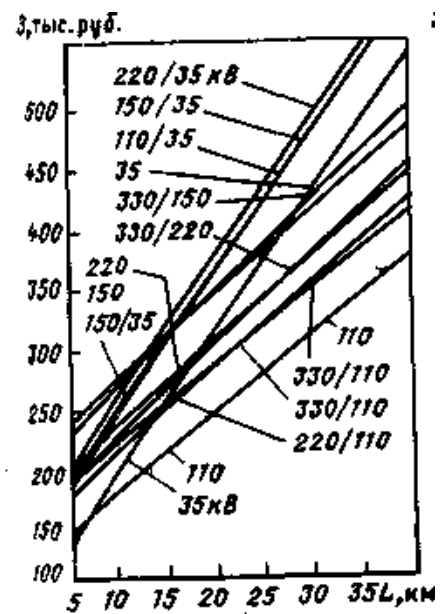
а)



б)



в)



г)

**ПРИЛОЖЕНИЕ К**  
**Уставки срабатывания релейной защиты**

Приложение К1 – Уставки срабатывания реле РСТ-40, РСТ-82

Тип реле	Уставка тока срабатывания $I_{cp}, A$	Кратность токов, $K_p$	Уставка времени срабатывания реле $t_{cp}, c$
РСТ - 40 - 02	0,5-2,0		
РСТ - 40 - 6	1,5-6,0		
РСТ - 40 - 10	2,5-10,0		
РСТ - 40 - 20	5-20,0		
РСТ - 40 - 60	15-60,0		
РСТ - 40 - 100	25-100		
РСТ - 80АВ - 02	0,5-2,0	1-10	0,5 - 15
РСТ - 80АВ - 06	1,5-6,0	1-10	0,5 - 15
РСТ - 80АВ - 10	2,5-10	1-10	0,5 - 15
РСТ - 80АВ - 20	5,0-20	1-10	0,5 - 15

Приложение К2 – Уставки срабатывания микропроцессорного реле УЗА-10

Вид защиты реле УЗА-10	Уставка срабатывания	Уставка времени срабатывания реле $t_{cp}, c$	Шаг уставки
Токовая отсечка 1	$I_{cp} = 0,5-60 A$	-	0,1 A
Токовая отсечка 2	$I_{cp} = 5-120 A$	-	0,5 A
Максимальная токовая защита	$I_{cp} = 0,5-25 A$	0,1-100	0,1 A 0,1 c
Защита от замыканий на землю (с выдержкой времени)	$I_{cp} = 0,02-2,5 A$	0,1-100	0,1 A 0,1 c
Защита от замыканий на землю (без выдержки времени)	$I_{cp} = 0,5-25 A$	-	0,1 A
Защита срабатывания по минимальному напряжению	$U_{cp} = 50-100 B$	0,1-100	1 B 0,1 c
Защита срабатывания по максимальному напряжению	$U_{cp} = 50-150 B$	0,1-100	1 B 0,1 c

Балашов Олег Петрович  
Бурдочкин Юрий Степанович

## СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Учебное пособие по курсовому проектированию  
для студентов специальности 140211 всех форм обучения

Редактор Е.Ф. Изотова  
Подготовка оригинала-макета О.В. Щекотихина

Подписано к печати 23.12.09. Формат 60x84 /16.  
Усл. печ. л. 7,12. Тираж 150 экз. Заказ 09-777. Рег. № 89.

Отпечатано в РИО Рубцовского индустриального института  
658207, Рубцовск, ул. Тракторная, 2/6.