

# ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Учебная программа дисциплины

Учебное пособие по курсовому проектированию

Учебное пособие по дипломному проектированию

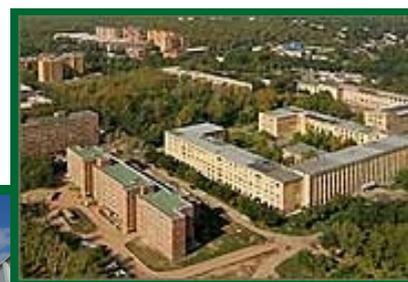
➤ **Учебное пособие к практическим занятиям**

Конспект лекций

Методические указания по лабораторным работам

Методические указания по самостоятельной работе

**Банк тестовых заданий в системе UniTest**



УДК 621.311  
ББК 32.29-5  
С38

Электронный учебно-методический комплекс по дисциплине «Электроснабжение» подготовлен в рамках инновационной образовательной программы «Создание группового проектного обучения студентов СФУ, как одного из основных элементов инновационной образовательной программы в рамках приоритетного образовательного проекта «Образование» на базе учебно-научно-производственного комплекса», реализованной в ФГОУ ВПО СФУ в 2007 г.

Рецензенты:

Красноярский краевой фонд науки;  
Экспертная комиссия СФУ по подготовке учебно-методических комплексов дисциплин

**Синенко, Л. С.**

С38 Электроснабжение. Версия 1.0 [Электронный ресурс]: учеб. пособие к практ. занятиям / Л. С. Синенко, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. – Электрон. дан. (2 Мб). – Красноярск : ИПК СФУ, 2008. – (Электроснабжение : УМКД № 176-2007 / рук. творч. коллектива Ю. П. Попов). – 1 электрон. опт. диск (DVD). – Систем. требования : *Intel Pentium* (или аналогичный процессор других производителей) 1 ГГц ; 512 Мб оперативной памяти ; 2 Мб свободного дискового пространства ; привод *DVD* ; операционная система *Microsoft Windows 2000 SP 4 / XP SP 2 / Vista* (32 бит) ; *Adobe Reader 7.0* (или аналогичный продукт для чтения файлов формата *pdf*).

ISBN 978-5-7638-1387-6 (комплекса)

ISBN 978-5-7638-1391-3 (пособия)

Номер гос. регистрации в ФГУП НТЦ «Информрегистр» 0320802719 от 19.12.2008 г. (комплекса)

Настоящее издание является частью электронного учебно-методического комплекса по дисциплине «Электроснабжение», включающего учебную программу, конспект лекций, учебное пособие по курсовому проектированию, учебное пособие по дипломному проектированию, методические указания по лабораторным работам, методические указания по самостоятельной работе, контрольно-измерительные материалы «Электроснабжение. Банк тестовых заданий», наглядное пособие «Электроснабжение. Презентационные материалы».

Приведены основные сведения, необходимые для расчета электрических нагрузок предприятия, токов короткого замыкания, компенсирующих устройств, а также выбора центра электрических нагрузок, цеховых трансформаторов, основного электрооборудования. Даны примеры решения задач, индивидуальные задания по темам (30 вариантов).

Предназначено для студентов направления подготовки бакалавров 140200.62 «Электроэнергетика» укрупненной группы 140000 «Энергетика».

© Сибирский федеральный университет, 2008

Рекомендовано к изданию  
Инновационно-методическим управлением СФУ

Редактор Т. И. Тайгина

Разработка и оформление электронного образовательного ресурса: Центр технологий электронного обучения информационно-аналитического департамента СФУ; лаборатория по разработке мультимедийных электронных образовательных ресурсов при КрЦНИТ

Содержимое ресурса охраняется законом об авторском праве. Несанкционированное копирование и использование данного продукта запрещается. Встречающиеся названия программного обеспечения, изделий, устройств или систем могут являться зарегистрированными товарными знаками тех или иных фирм.

Подп. к использованию 10.12.2008

Объем 2 Мб

Красноярск: СФУ, 660041, Красноярск, пр. Свободный, 79

## Оглавление

<b>ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ</b> .....	5
<b>1. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК</b> .....	9
1.1. Основные методы .....	9
1.2. Определение расчетных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса .....	10
1.3. Определение расчетной нагрузки по средней мощности и коэффициенту максимума (метод упорядоченных диаграмм) .....	13
<b>2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И МЕСТОРАСПОЛОЖЕНИЯ ГПП (ГРП) И ТП. ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ НАГРУЗОК</b> ..	34
<b>3. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ</b> .....	43
3.1. Условия сопоставимости вариантов инвестирования .....	43
3.2. Оценка эффективности инвестиций .....	43
<b>4. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ</b> .....	55
<b>5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ</b> ....	66
5.1. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках напряжением выше 1000 В .....	71
5.2. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках напряжением ниже 1000 В .....	91
<b>6. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ</b> .....	96
6.1. Выбор выключателей .....	96
6.2. Выбор разъединителей .....	98
6.3. Выбор выключателей нагрузки .....	98
6.4. Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения ..	98
6.5. Выбор плавких предохранителей на напряжение выше 1000 в .....	105
<b>7. ЦЕХОВОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ</b> .....	116
7.1. Выбор схемы цеховой электрической сети .....	116
7.2. Конструктивное выполнение цеховых сетей .....	116



7.3. Выбор электрооборудования на напряжение до 1000 В.....	119
7.3.1. Выбор комплектных шинопроводов .....	119
7.3.2. Выбор аппаратуры защиты в установках ниже 1000 В .....	120
7.3.2.1. Выбор плавких вставок предохранителей .....	121
7.3.2.2. Выбор автоматов .....	125
7.3.3. Выбор сечений проводов и жил кабелей.....	126
7.3.4. Выбор распределительных шкафов и пунктов.....	127
<b>8. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ..</b>	<b>130</b>
8.1. Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением до 1000 В.....	130
8.2. Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6–10 кВ .....	134
8.2.1. Определение реактивной мощности, генерируемой СД.....	135
8.2.2. Определение мощности высоковольтных батарей конденсаторов .	140
<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....</b>	<b>145</b>

## ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Система электроснабжения – это часть электроэнергетики промышленности, транспорта, агропромышленного комплекса и всех остальных составляющих жизнедеятельности людей.

В современных условиях работа инженера, опирающегося на современные средства вычислительной техники, приобретает творческий характер, так как необходимо принимать нестандартные решения.

Цель практических занятий – овладение навыками расчетов систем электроснабжения, в том числе с помощью ПЭВМ.

В результате изучения практического курса студент должен:

**знать:**

методику расчета электрических нагрузок цехов и предприятия;  
методику расчета центра электрических нагрузок  
основы технико-экономических расчетов в электроснабжении;  
методику выбора числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсирующих устройств;

методы расчетов токов короткого замыкания в системах электроснабжения на напряжении до 1000 В и выше 1000 В;

методику расчета мощности компенсирующих устройств на предприятии;

**уметь:**

применять перечисленные методики для расчетов систем электроснабжения, определять состав оборудования систем электроснабжения и его параметры, схемы электроснабжения объектов;

применять ПЭВМ для расчета задач электроснабжения.

Объем и темы практических занятий приведены в [табл. 1](#).

Таблица 1

Модуль дисциплины	Темы практических занятий, трудоемкость (объем в часах)
1	1. Методы определения электрических нагрузок (2 часа)
	2. Определение центра электрических нагрузок (2 часа)
	3. Выбор варианта схемы электроснабжения предприятия по технико-экономическим показателям (2 часа)
2	4. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов (2 часа)
	5. Расчеты токов короткого замыкания в системах электроснабжения (2 часа)
	6. Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей (2 часа)
3	7. Выбор оптимальной схемы цеховой электрической сети (2 часа)
	8. Расчет компенсирующих устройств (3 часа)
Общий объем	17 часов

Компетенции, реализуемые в практических занятиях:

***инструментальные (ИК):***

способность самостоятельно работать на компьютере (базовые навыки) (ИК-1);

способность пользоваться интернетом, электронной почтой и другими средствами оперативного обмена информацией, воспринимать и анализировать информацию (ИК-2);

способность понимать и использовать идеи и мысли (когнитивные способности) (ИК-10);

***общенаучные (ОНК):***

способность использовать основные понятия и методы математического анализа, аналитической геометрии, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, векторного анализа и элементов теории поля, гармонического анализа, теории вероятности, физики, информатики, теоретических основ электротехники (ОНК-2);

готовность применять методы дифференциального и интегрального исчисления, теории вероятности, математической статистики, функций комплексных переменных и численные методы решения алгебраических и дифференциальных уравнений (ОНК-3);

готовность к выполнению простых операций по алгоритмизации и программированию компьютерных средств с использованием основных языков программирования (ОНК-8);

***профессиональные (ПК):***

***проектно-конструкторская деятельность:***

готовность разрабатывать проекты электротехнических систем и отдельных их компонентов (ПК-1);

способность разрабатывать простые конструкции электротехнических объектов (ПК-2);

готовность использовать информационные технологии в своей предметной области (ПК-3);

способность рассчитывать режимы работы электроэнергетических установок различного назначения, определять состав оборудования и его параметры, схемы электроэнергетических объектов (ПК-9);

В качестве самостоятельной работы каждому студенту предлагается решить следующие задания:

**Модуль 1.** Решение заданий по темам ПЗ № 1–3; ЗЕ – 0,138 (5 часов).

**Задание № 1.1.** Рассчитать нагрузку цехов предприятия по установленной мощности и коэффициенту спроса. Исходные данные для различных вариантов приведены в [табл. 1.11](#), [табл. 1.12](#), [табл. 1.13](#).

**Задание № 1.2.** Определить расчетную нагрузку цеха методом упорядоченных диаграмм. Исходные данные для различных вариантов приведены в табл. 1.14 учебного пособия по ПЗ.

**Задание № 2.1.** Определить центр электрических нагрузок для активной нагрузки, параметры картограммы электрических нагрузок предприятия.

Электрические силовые и осветительные нагрузки цехов взять из [задания № 1.1](#) в соответствии с номерами цехов. Координаты расположения цехов на генплане для различных вариантов приведены в [табл. 2.4](#).

**Модуль 2.** Решение заданий по темам ПЗ № 4–6; ЗЕ – 0,138 (5 часов).

[Задание 4.1.](#) Выбрать число и мощность силовых трансформаторов для механического цеха с учетом компенсации реактивной мощности. Напряжение питающей сети 10 кВ, завод расположен в Сибири. Варианты исходных данных для расчета приведены в [табл. 4.5](#).

[Задание 5.1.](#) Рассчитать токи КЗ в точках схемы при условии, что питание осуществляется от системы неограниченной мощности. Исходные данные для расчета приведены в [табл. 5.6](#).

[Задание 6.1.](#) Выбрать высоковольтное оборудование на ГПП и цеховой ТП по условиям и результатам расчета [задания 5.1](#).

**Модуль 3.** Решение заданий по темам ПЗ № 7, 8; ЗЕ – 0,138 (5 часов).

[Задание 8.1.](#) Выбрать число и мощность силовых трансформаторов для компрессорной станции с учетом компенсации реактивной мощности, рассчитать суммарную реактивную нагрузку на шинах 10 кВ РП компрессорной станции с учетом мощности генерируемой синхронными двигателями. Компрессорная расположена в Сибири. Технические данные синхронных двигателей, установленных в компрессорной, приведены в [табл. 8.3](#).

В настоящем учебном пособии приведены теоретические сведения, а также методики расчета электрических нагрузок цехов и предприятия, центра электрических нагрузок, выбора числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсирующих устройств и др.

Каждая глава содержит примеры решения задач, в том числе с помощью ПЭВМ.

В пособии приведены справочные данные для решения задач, что облегчает выполнение заданий.

В конце каждой главы приведены варианты индивидуальных заданий для самостоятельного решения. Номер варианта задания выдает преподаватель.

Форма отчета – решенные задачи (варианты задания выдаются преподавателем по окончанию каждого занятия).

Таблица 2

График самостоятельной работы по решению практических заданий

Номер недели	График выдачи заданий и сдачи решенных задач	Трудоемкость решения задач
1	Выдача задания № 1.1	Задание № 1.1 – 2 часа
2	Сдача решенного задания № 1.1	
3	Выдача задания № 1.2	Задание № 1.2 – 2 часа
4	Сдача решенного задания № 1.2	
5	Выдача задания № 2.1	Задание № 2.1 – 1 час
6	Сдача решенного задания № 2.1	
7	Выдача задания № 4.1	Задание № 4.1 – 2 часа
8	Сдача решенного задания № 4.1	

Окончание табл. 2

Номер недели	График выдачи заданий и сдачи решенных задач	Трудоемкость решения задач
9	Выдача задания № 5.1	Задание № 5.1 – 1,5 часа
10	Сдача решенного задания № 5.1	
11	Выдача задания № 6.1	Задание № 6.1 – 1,5 часа
12	Сдача решенного задания № 6.1	
13	Выдача задания № 8.1	Задание № 8.1 – 5 часов
14		
15	Сдача решенного задания № 8.1	
16		
17		

Решенные задания оформляются в виде отчета в соответствии с требованиями СТО СФУ [2] и сдаются на проверку преподавателю по графику самостоятельной работы (табл. 2). Если задание выполнено правильно, оно засчитывается преподавателем автоматически, в противном случае необходимо исправить решение.

# 1. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

## 1.1. Основные методы

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

К основным методам расчета электрических нагрузок относятся следующие:

- 1) по установленной мощности и коэффициенту спроса:

$$P_p = K_c \cdot P_n; \quad (1.1)$$

- 2) по средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузок:

$$P_p = K_\phi \cdot P_c; \quad (1.2)$$

- 3) по средней мощности и коэффициенту максимума (метод упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузок):

$$P_p = K_m \cdot P_c; \quad (1.3)$$

- 4) по средней мощности и отклонению расчетной нагрузки от средней (статистический метод):

$$P_p = P_c \pm \beta \times \sigma, \quad (1.4)$$

где  $\beta$  – принятая кратность меры рассеяния;  $\sigma$  – среднеквадратичное отклонение.

В настоящем учебном пособии рассмотрены первый и третий методы расчета электрических нагрузок.

Первый метод расчета, выполняемый по формуле (1.1), дает приближенные результаты и в основном используется для предварительных расчетов. Однако следует учитывать, что шаг стандартных сечений мощностей силовых трансформаторов и т. д. значительно больше, чем ошибка в расчетах. По этой причине вполне возможно применение метода определения нагрузки и по коэффициенту спроса [5].

Третий метод, выполняемый по формуле (1.3), наиболее точен и применяется для расчета нагрузок на всех ступенях системы электроснабжения, но при условии наличия данных о каждом приемнике узла.

## 1.2. Определение расчетных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) силовых приемников цеха определяется из соотношений:

$$P_p = K_c \cdot P_n; \quad Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (1.5)$$

где  $P_n$  – суммарная установленная мощность всех приемников цеха принимается по исходным данным;  $K_c$  – средний коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным [3, 4], или по [табл. 1.1](#) в зависимости от коэффициента использования  $K_{и}$ ;  $\operatorname{tg}\varphi$  – соответствующий характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности.

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха обычно определяется по установленной мощности и коэффициенту спроса:

$$P_{po} = P_{но} \cdot K_{co}, \quad (1.6)$$

где  $K_{co}$  – коэффициент спроса, для освещения, принимаемый по [табл. 1.2](#), или по справочным данным [3, 4];  $P_{но}$  – установленная мощность приемников электрического освещения.

Величина  $P_{но}$  может находиться по формуле:

$$P_{но} = P_{удо} \cdot F, \quad (1.7)$$

где  $P_{удо}$  – удельная нагрузка, Вт/м<sup>2</sup> площади пола цеха ([табл. 1.3](#));  $F$  – площадь пола цеха, определяемая по генплану.

Для осветительной установки с газоразрядными лампами расчетная реактивная нагрузка определяется по формуле

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (1.8)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi$  – коэффициент мощности источников света ([табл. 1.4](#)).

Полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха ([табл. 1.5](#)) определяется из соотношения

$$S_{p\ po} = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + Q^2 + Q_{po}^2}. \quad (1.9)$$

Приемники напряжением выше 1000 В цеха учитываются отдельно (табл. 1.5). Расчетные активная и реактивная мощности групп приемников выше 1000 В определяются из соотношений:

$$P_p = K_c \cdot P_n;$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

а полная – из выражения

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

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки потребители: 0,38/0,22 кВ и 6–10 кВ в целом по заводу определяются суммированием с соответствующих нагрузок цехов (табл. 1.5).

**Пример 1.1.** Рассчитать нагрузку цехов завода по установленной мощности и коэффициенту спроса. Исходные данные для расчета приведены в табл. 1.6. Для освещения цехов используются лампы накаливания.

**Решение.** Расчет производим на примере инструментального цеха предприятия.

Рассчитываем активную, реактивную и осветительную нагрузки по формулам (1.5), (1.6), (1.7), (1.9):

$$P_p = K_c \cdot P_n = 0,7 \cdot 700 = 490 \text{ кВт}; \quad Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 490 \cdot 0,75 = 367,5 \text{ кВт};$$

$$P_{но} = P_{уд.о} \cdot F = 0,015 \cdot 12000 = 180 \text{ кВт}; \quad P_{ро} = P_{но} \cdot K_{со} = 180 \cdot 0,95 = 171 \text{ кВт};$$

$$S_{p \text{ ро}} = \sqrt{(P_p + P_{ро})^2 + Q_p^2} = \sqrt{(490 + 171)^2 + 367,5^2} = 756,29 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Результаты расчета заносим в табл. 1.5. Нагрузка остальных цехов предприятия рассчитывается аналогично, записывается в табл. 1.5, после чего находится итоговая нагрузка потребителей энергии 0,4 и 6–10 кВ.

Расчет нагрузок этим методом можно производить с помощью ПЭВМ.

**Расчет примера 1.1 с помощью Microsoft Excel.**

*Создание электронного бланка.* Вместо результатов расчетов в соответствующих ячейках высвечиваются введенные формулы. Для этого необходимо воспользоваться возможностями Microsoft Excel и установить режим просмотра формул, отметив флажком окошко *Формулы* в окне диалога *Сервис/Параметры/Вид* (рис. 1.1).

# 1. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

## 1.2. Определение расчетных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса

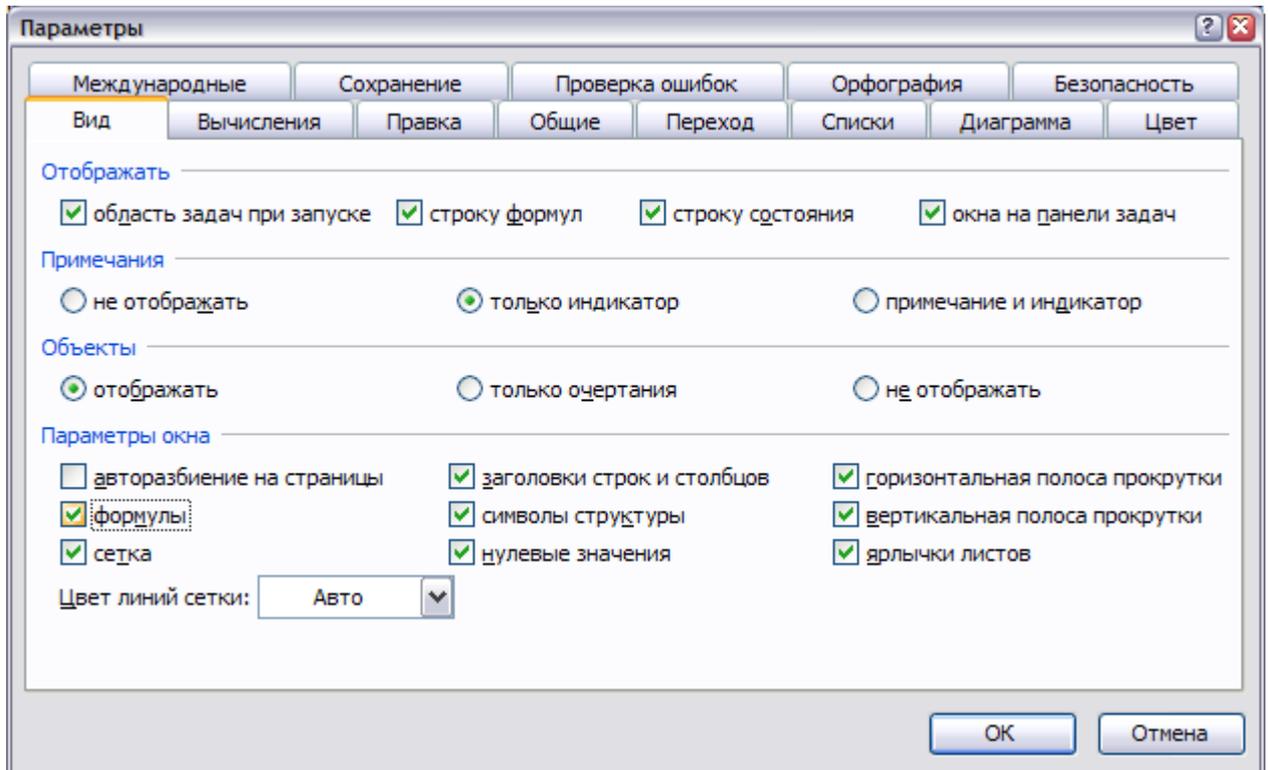


Рис. 1.1. Диалоговое окно параметры (меню *Сервис*)

В результате на экране будет создан электронный бланк расчетов.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1	Наименование	Силовая нагрузка					Осветительная нагрузка					Суммарная нагрузка			
2		$P_{Н, \text{ кВт}}$	$K_C$	$\cos \varphi$	$\text{tg} \varphi$	$P_p, \text{ кВт}$	$Q_p, \text{ квар}$	$F, \text{ м}^2$	$P_{уд.О, \text{ кВт}}$	$P_{НО, \text{ кВт}}$	$K_{СО}$	$P_{РО, \text{ кВт}}$	$P_{р\text{сум}}, \text{ кВт}$	$Q_p, \text{ квар}$	$S_p, \text{ кВА}$
3	Потребители энергии 0,38 кВ														
4	1. Инструментальный цех	700	1	0,8	$=\text{TAN}(\text{ACOS}(E4))$	$=C4*D4$	$=F4*G4$	12000	0,015	$=I4*J4$	0,95	$=L4*K4$	$=G4+M4$	$=N4$	$=\text{КОРЕНЬ}(N4^2+O4^2)$

*Результаты расчетов.* Представлены результаты расчетов в виде чисел (убрать режим просмотра формул). Лист должен выглядеть следующим образом.

Наименование	Силовая нагрузка					Осветительная нагрузка					Суммарная нагрузка			
	$P_{Н, \text{ кВт}}$	$K_C$	$\cos \varphi$	$\text{tg} \varphi$	$P_p, \text{ кВт}$	$Q_p, \text{ квар}$	$F, \text{ м}^2$	$P_{уд.О, \text{ кВт}}$	$P_{НО, \text{ кВт}}$	$K_{СО}$	$P_{РО, \text{ кВт}}$	$P_{р\text{сум}}, \text{ кВт}$	$Q_p, \text{ квар}$	$S_p, \text{ кВА}$
Потребители энергии 0,38 кВ														
1. Инструментальный цех	700	0,7	0,8	0,75	490,00	367,50	12000	0,015	180,00	0,95	171,00	661,00	367,50	756,29

Задание 1.1. Рассчитать нагрузку цехов предприятия по установленной мощности и коэффициенту спроса. Исходные данные для различных вариантов приведены в [табл. 1.10](#), [табл. 1.11](#), [табл. 1.12](#).

### 1.3. Определение расчетной нагрузки по средней мощности и коэффициенту максимума (метод упорядоченных диаграмм)

По этому методу расчетная активная нагрузка группы приемников с переменным графиком нагрузки может быть определена по средней мощности и коэффициенту максимума

$$P_p = K_m \cdot K_{\text{и}} \cdot P_{\text{н}} = K_m \cdot P_{\text{см}}, \quad (1.10)$$

где  $K_{\text{и}}$  – определяется по справочникам [3, 4];  $K_m$  – находятся по табл. 1.6 или по кривым [3, 6] в зависимости от  $K_{\text{и}}$  и эффективного числа электроприемников  $n_{\text{э}}$ ;  $P_{\text{н}}$  – суммарная номинальная мощность однотипных приемников;  $P_{\text{см}}$  – средняя активная мощность за наиболее загруженную смену.

Под эффективным числом группы электроприемников с различной установленной мощностью и разными режимами работы понимают такое число приемников, одинаковых по мощности и однородных по режиму работы, которое обеспечивает ту же величину расчетной нагрузки, что и рассматриваемая группа различных по мощности и режиму работы электроприемников. Это число находят из выражения

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum_{ni}^n P_{ni})^2}{\sum_1^n P_{ni}^2}, \quad (1.11)$$

где в числителе стоит квадрат суммы номинальных мощностей всех приемников группы, а в знаменателе – сумма квадратов этих мощностей.

Эффективное количество электроприемников может быть принято равным фактическому их количеству ( $n_{\text{э}} = n$ ) в следующих случаях:

- а) когда мощность всех приемников одинакова;
- б) при коэффициенте использования  $K_{\text{и}} > 0,8$ ;
- в) когда выполняются соотношения (табл. 1.7) между коэффициентом использования и величиной отношения

$$m = \frac{P_{\text{н max}}}{P_{\text{н min}}}, \quad (1.12)$$

где  $P_{\text{н max}}$ ,  $P_{\text{н min}}$  – соответственно номинальные активные мощности (кВт) наибольшего и наименьшего электроприемников в группе.

При определении  $P_{н \text{ min}}$  должны быть исключены наиболее мелкие электроприемники, суммарная мощность которых не превышает 5 % мощности всей группы приемников.

Если указанные условия не выполняются, что наблюдается при  $m > 3$ , а  $K_{и} < 0,2$ , эффективное количество электроприемников определяют в зависимости от относительных величин  $P_0, n_0$ , вычисляемых по формулам:

$$P_o = \frac{\sum_1^{n_1} P_{н1}}{\sum_1^n P_{н}}; \quad n_o = \frac{n_1}{n}, \quad (1.13)$$

где  $n$  – общее количество электроприемников группы;  $\sum_1^n P_{н}$  – суммарная номинальная мощность всей группы, кВт;  $n_1$  – количество приемников в группе, номинальная мощность каждого из которых больше или равна половине номинальной мощности наиболее мощного приемника в группе;  $\sum_1^{n_1} P_{н1}$  – сумма номинальных мощностей этих приемников, кВт.

При  $m > 3$  и  $K_{и} \geq 0,2$  эффективное количество приемников

$$n_{э} = \frac{2 \sum_1^n P_{ни}}{P_{н \text{ max}}}. \quad (1.14)$$

Если найденное по формуле (1.12)  $n_{э}$  окажется большим, чем фактическое, следует принять  $n_{э} = n$ .

В зависимости от коэффициента использования  $K_{и}$  и эффективного количества приемников по [табл. 1.6](#) определяют коэффициент максимума.

Для электроприемников повторно-кратковременного режима работы (ПКР) паспортную мощность приводят к номинальной длительной мощности с относительной продолжительностью включения, равной 100 % (ПВ = 100 %):

$$P_{н} = P_{н \text{ пасп}} \sqrt{\text{ПВ}}, \quad (1.15)$$

где  $P_{н \text{ пасп}}$  – паспортная номинальная мощность электроприемника; ПВ – паспортные данные об относительной продолжительности включения.

Средняя реактивная нагрузка группы электроприемников

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi_{св}, \quad (1.16)$$

здесь  $\operatorname{tg}\varphi_{\text{св}}$  – средневзвешенное значение тангенса угла сдвига фаз между током и напряжением, определяемое по средневзвешенному значению коэффициента мощности ( $\cos\varphi_{\text{св}}$ ). В свою очередь, средневзвешенное значение

$$\cos\varphi_{\text{св}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_1} P_{\text{н}i} \cdot \cos\varphi_{\text{н}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{н}i}}, \quad (1.17)$$

где  $\cos\varphi_{\text{н}i}$  – номинальное значение коэффициента мощности  $i$ -го электроприемника.

Расчетную реактивную мощность находят из следующих условий:

$$\text{при } n_{\text{Э}} \leq 10 \quad Q_P = 1,1 \sum_{i=1}^n Q_{ci}; \quad (1.18)$$

$$\text{при } n_{\text{Э}} > 10 \quad Q_P = \sum_{i=1}^n Q_{ci}, \quad (1.19)$$

где  $Q_{ci}$  – средние реактивные мощности электроприемников.

**Пример 1.2.** Определить нагрузку методом упорядоченных диаграмм расчетную ремонтно-механического цеха с площадью 1800 м<sup>2</sup>. Ведомость электрических нагрузок цеха приведена в [табл. 1.8](#).

**Решение.** Все рабочие приемники цеха разбиваем по характерным группам с одинаковыми коэффициентами использования  $K_{\text{и}}$  и коэффициентами мощности  $\cos\varphi$  с выделением групп приемников с переменным (группа А –  $K_{\text{и}} < 0,6$ ) и мало меняющимся (группа Б –  $K_{\text{и}} \geq 0,6$ ) графиками нагрузки. ([табл. 1.9](#)).

Расчетные нагрузки (активная и реактивная) приемников группы А в целом по цеху определяем из выражений

$$P_P = K_M \cdot \Sigma P_{\text{см}}; \quad Q_P = K_M \Sigma Q_{\text{см}},$$

где  $\Sigma P_{\text{см}}$  ( $\Sigma Q_{\text{см}}$ ) – суммарная средняя активная (реактивная) мощность приемников группы А за наиболее загруженную смену;  $K_M$  – коэффициент максимума активной мощности.

Величину  $K_M$  находим по кривым  $K_M = f(n_n)$  или по [табл. 1.6](#) при  $K_{\text{и}} = 0,1-0,9$  в зависимости от величины средневзвешенного значения коэффициента использования  $K_{\text{и}}$  и приведенного числа приемников  $n_n$ .

Величину  $K_{\text{и}}$  определяем из выражения

$$K_{\text{и}} = \frac{\Sigma P_{\text{см}}}{\Sigma P_{\text{н}}}, \quad (1.20)$$

где  $\Sigma P_n$  – суммарная установленная мощность приемников группы А с приведением к ПВ = 100 %.

Величину  $n_{\Sigma}$  определяем из выражения

$$n_{\Sigma} = \frac{2\Sigma P_n}{P_{n \max}}, \quad (1.21)$$

где  $P_{n \max}$  – номинальная активная мощность наибольшего приемника группы А, так как отношение  $m = P_{n \max} / P_{n \min} > 3$  и  $K_{и} > 0,2$ .

Расчетные нагрузки (активная и реактивная) приемников группы Б в целом по цеху определяем из выражений:

$$P_p = \Sigma P_{см}; \quad Q_p = \Sigma Q_{см},$$

где  $\Sigma P_{см}$  ( $\Sigma Q_{см}$ ) – суммарная средняя активная (реактивная) мощность приемников группы Б за наиболее загруженную смену.

Величины  $\Sigma P_{см}$  ( $\Sigma Q_{см}$ ) по группам А и Б в целом определяем суммированием средних активных (реактивных) мощностей характерных групп приемников, входящих в группы А и Б, определяемых из выражений:

$$P_{см} = K_{и} \cdot P_n; \quad Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg}\varphi,$$

где  $P_n$  – суммарная установленная мощность характерной группы приемников, приведенная к ПВ = 100 %;  $K_{и}$  – групповой коэффициент использования активной мощности за наиболее загруженную смену;  $\operatorname{tg}\varphi$  – соответствует характерному для данной группы приемников средневзвешенному значению коэффициента мощности ( $\cos \varphi$  принимается по справочным данным для каждой характерной группы приемников).

Для приемников повторно-кратковременного режима работы (кран-балки, сварочные аппараты) паспортную мощность приводим к номинальной длительной мощности при ПВ = 100 % по формуле

$$P_n = P_{пасп} \sqrt{\text{ПВ}_{пасп}},$$

где  $P_{пасп}$ , кВт,  $\text{ПВ}_{пасп}$  – паспортные данные о мощности и относительной продолжительности включения приемника, отн. ед.

Расчетные активные и реактивные нагрузки силовых приемников по цеху в целом определяем суммированием соответствующих нагрузок группы А и Б согласно выражениям:

$$P_p = (K_M \cdot \Sigma P_{cm})A + (\Sigma P_{cm})B;$$

$$Q_p = (K_M \cdot \Sigma Q_{cm}) + \Sigma Q_{cm}.$$

Расчетную нагрузку осветительных приемников цеха определяем аналогично приведенному в [параграфе 1.2](#) расчету.

Приведем пример расчета по группе металлорежущих станков.

Определим величину отношения между номинальной максимальной и номинальной минимальной мощностями:

$$m = \frac{P_{H \max}}{P_{H \min}} = \frac{33,28}{0,6} = 55,47.$$

Зная коэффициент использования и номинальную нагрузку всех потребителей, определим среднюю нагрузку за максимально загруженную смену:

$$P_{cm} = K_{и} \cdot P_H = 0,14 \cdot 416,346 = 58,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{cm} = P_{cm} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 58,3 \cdot 1,73 = 101 \text{ квар}.$$

Определим приведенное число приемников в группе:

$$n_3 = \frac{2\Sigma P_H}{P_{H \max}} = \frac{2 \cdot 685}{45} = 31.$$

По [табл. 1.3 \[3\]](#) по  $n_n$  и  $K_{и}$  определяем  $K_M = 1,34$ .

$$P_p = K_M \cdot \Sigma P_{cm} = 1,34 \cdot 125,7 = 168 \text{ кВт};$$

$$Q_p = \Sigma Q_{cm}, \text{ так как } n_n > 10 \text{ и } m > 4.$$

Аналогично рассчитываем нагрузку по другим группам электроприемников. Результаты расчета заносим в [табл. 1.9](#).

После расчета группы приемников А и Б необходимо определить полную нагрузку цеха. Для этого нужно знать нагрузку от освещения. По [табл. 1.3](#) находим удельную осветительную нагрузку на площадь цеха:

$$P_{удо} = 14,3 \text{ Вт/м}^2; \quad F_{цеха} = 1800 \text{ м}^2; \quad P_{но} = 14,3 \cdot 1800 = 25,7 \text{ кВт}.$$

Для ремонтно-механического цеха ([табл. 1.2](#))  $K_{co} = 0,85$ .

$$P_{po} = 25,7 \cdot 0,85 = 22 \text{ кВт.}$$

Зная расчетные нагрузки по цеху ([табл. 1.9](#)), определим полную расчетную нагрузку

$$S_p = \sqrt{413,2^2 + 288,95^2} = 504,21 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Средневзвешенный коэффициент спроса  $K_c$  силовых приемников цеха определяется из соотношения:

$$K_c = \frac{P_p}{\Sigma P_n} = \frac{391,2}{984,1} = 0,4.$$

Все расчеты сведены в [табл. 1.9](#).

Задание № 1.2. Определить расчетную нагрузку цеха методом упорядоченных диаграмм. Исходные данные для различных вариантов приведены в [табл. 1.13](#).

Таблица 1.1

Значения коэффициента спроса  $K_c$  в зависимости от коэффициента использования  $K_{и}$

$K_{и}$	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$K_c$	0,5	0,6	0,65–0,7	0,75–0,8	0,85–0,9	0,92–0,95

Таблица 1.2

Коэффициент  $K_{co}$  осветительных нагрузок

Мелкие производственные здания и торговые помещения	1
Производственные здания, состоящие из отдельных крупных пролетов	0,95
Производственные здания, состоящие из отдельных помещений	0,85
Библиотеки, административные здания, предприятия общественного питания	0,9
Лечебные, детские и учебные учреждения, конторско-бытовые и лабораторные здания	0,8
Складские здания непромышленного назначения	0,6
Аварийное освещение	1

Таблица 1.3

Ориентировочные удельные плотности нагрузок на 1м<sup>2</sup> полезной площади производственных зданий

Цех, корпус, завод	Плотность нагрузки, Вт/м <sup>2</sup>	
	силовой	осветительной – при лампах накаливания
Цехи:		
литейные и плавильные	230–370	12–19
термообрубные и скрапоразделочные	260–280	12–19
механические и сборочные	300–580	11–16
механосборочные	280–390	12–19
электросварочные и термические	300–600	13–15
металлоконструкций	350–390	11–13
инструментальные	330–560	15–16
деревообрабатывающие и модельные	75–140	14–17
блоки вспомогательных цехов	260–300	17–18
Инженерные корпуса	270–330	16–20
Центральные заводские лаборатории	130–290	20–27
Заводы:		
горно-шахтного оборудования	400–420	10–13
бурового оборудования и гидрооборудования	260–330	14–15
краностроения	330–350	10–11
нефтеаппаратуры	220–270	17–18

Таблица 1.4

Коэффициент мощности осветительной нагрузки и потери в пускорегулирующих аппаратах (ПРА)

Источники света и характеристика ПРА	Коэффициент мощности	Потери в ПРА*, %
Люминесцентные лампы с дросселями без конденсаторов для повышения коэффициента мощности	0,5	20/30**
Лампы типа ДРЛ с ПРА без конденсаторов	0,57	10
Люминесцентные лампы с ПРА по двухламповой схеме с конденсаторами для повышения коэффициента мощности	0,9	20/30**

\* Потери мощности в ПРА (в процентах к установленной мощности ламп). Учитываются при определении расчетной нагрузки.

\*\* В числителе – потери мощности в ПРА для люминесцентных ламп со стартерной схемой, в знаменателе – для ламп, включенных по бесстартерной схеме.

Таблица 1.5

Определение расчетных нагрузок завода по установленной мощности и коэффициенту спроса

№ по ген. плану	Наименование потребителя	Силовая нагрузка					Осветительная нагрузка					Силовая и осветительная нагрузка		
		$P_n$ , кВт	$K_c$	$\frac{\cos \varphi}{\operatorname{tg} \varphi}$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$F$ , м <sup>2</sup>	$P_{уд.}$ , кВт/м <sup>2</sup>	$P_{но.}$ , кВт	$K_{с0}$	$P_{ро.}$ , кВт	$P_p + P_{ро.}$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВт·А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Потребители энергии 0,38 кВ														
1	Инструментальный цех	700	0,7	0,8/ 0,75	490	367,5	12000	0,015	180	0,95	171	661	367,5	756,29
2	Термический цех	900	0,6	0,8/ 0,75	540	404	12000	0,013	156	0,95	148	688	404	795

## 1. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Окончание табл. 1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
3	Литейный цех	2800	0,6	0,8/ 0,75	1680	1260	7000	0,012	84	0,95	80	1760	1260	2140
4	Насосная	400	0,7	0,8/ 0,75	280	210	900	0,012	10,8	0,85	9,2	289,2	210	357
5	Компрессорная	300	0,5	0,7/ 1,02	150	156	2700	0,012	32,4	0,85	27,5	177,5	156	238
6	Электроцех	500	0,5	0,8/ 0,75	250	187	2000	0,012	24	0,85	20,4	270,4	187	328
7	Склад готовой про- дукции	135	0,3	0,61/ 1,3	40,5	58,5	12000	0,005	60	0,6	36	76,5	58,5	96,2
8	Сборочный цех	1700	0,7	0,8/ 0,75	1190	890	32000	0,012	384	0,95	364,8	1554,8	890	1780
9	Заводоуправление	90	0,8	0,8/ 0,75	72	54	4500	0,019	85,5	0,8	68,4	140,4	54	151
	Итого по 0,38 кВ	7525			4692,5	3586,5			1016,7		925,3	5617,8	3586,5	6665
Потребители энергии 10 кВ														
4	Насосная (СД)	1460	0,7	0,8/ 0,75	1020	-	-	-	-	-	-	1020	-	1020
5	Компрессорная (СД)	1480	0,5	0,7/ 1,02	740	-	-	-	-	-	-	740	-	740
	Итого по 10 кВ	1940			1760							1760		1760



Коэффициенты максимума  $K_M$  в зависимости от коэффициента использования  $K_H$   
и эффективного числа электроприемников  $n_{\Sigma}$

$n_{\Sigma}$	Коэффициент использования $K_H$									
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
5	3,23	2,87	2,42	2,0	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12	1,04
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,10	1,04
7	2,88	2,48	2,10	1,80	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09	1,04
8	2,72	1,31	1,99	1,72	1,52	1,40	1,30	1,20	1,08	1,04
9	2,56	2,20	1,90	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08	1,03
10	2,42	2,10	1,84	1,60	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	1,03
14	2,10	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,20	1,13	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	1,03
18	1,91	1,70	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06	1,03
20	1,84	1,65	1,50	1,34	1,24	1,20	1,15	1,11	1,06	1,03
25	1,71	1,55	1,40	1,28	1,21	1,17	1,14	1,10	1,06	1,03
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,10	1,05	1,03
35	1,56	1,41	1,30	1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,05	1,02
40	1,50	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	1,02
45	1,45	1,33	1,25	1,17	1,14	1,12	1,11	1,08	1,04	1,02
50	1,40	1,30	1,23	1,16	1,14	1,11	1,10	1,08	1,04	1,02

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
60	1,32	1,21	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03	1,02
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,10	1,10	1,09	1,06	1,03	1,02
80	1,25	1,20	1,15	1,11	1,10	1,10	1,08	1,06	1,03	1,02
90	1,23	1,18	1,13	1,10	1,09	1,09	1,08	1,05	1,02	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,10	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02	1,02
120	1,19	1,16	1,12	1,09	1,07	1,07	1,07	1,05	1,05	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02	1,02
160	1,16	1,13	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02	1,02
180	1,16	1,12	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
220	1,14	1,12	1,08	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
240	1,14	1,11	1,08	1,07	1,05	1,05	1,05	1,03	1,01	1,01
260	1,13	1,11	1,08	1,06	1,05	1,05	1,05	1,03	1,01	1,01
280	1,13	1,10	1,08	1,06	1,05	1,05	1,05	1,03	1,01	1,01
300	1,12	1,10	1,07	1,06	1,04	1,04	1,04	1,03	1,01	1,01

Таблица 1.7

Соотношения между коэффициентом использования  $K_{и}$  и величиной отношения  $m$ , при которых допускается принимать  $n_{Э} = n$

$K_{и}$	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
$m$	2,5	3,0	3,5	4,0	5,0	6,5	8,0	10,0

Таблица 1.8

Ведомость электрических нагрузок ремонтно-механического цеха (РМЦ)

№ по плану цеха	Наименование отделения цеха и производственного механизма	Кол-во, шт.	Установленная мощность, кВт	$K_{и}$	$\cos \varphi$
1	2	3	4	5	6
<i>Механическое отделение</i>					
1	Токарно-винторезный станок 1К62	5	11,25	0,14	0,5
2	Токарно-винторезный станок 1Б61	4	4,625	0,14	0,5
3	Токарно-винторезный станок 1А61617	1	4,6	0,14	0,5
4	Токарно-револьверный станок 1П326	3	5,475	0,14	0,5
5	Долбежный станок 1А420	3	3,8	0,14	0,5
6	Токарно-строгальный станок 7М37	3	11	0,14	0,5
7	Универсальный фрезерный станок 6В75	3	1,7	0,14	0,5
8	Горизонтально-фрезерный станок 6М80Г	1	3,525	0,14	0,5
9	Вертикально-фрезерный станок 6 М12П	2	12,925	0,14	0,5
10	Зубофрезерный станок 53301	4	0,725	0,14	0,5
11	Круглошлифовальный станок 3А164	1	19,45	0,14	0,5
12	Плоскошлифовальный станок 3740	2	12,65	0,14	0,5

## 1. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Продолжение табл. 1.8

1	2	3	4	5	6
13	Вертикально-сверлильный станок	4	2,925	0,14	0,5
14	Радиально-сверлильный станок 2А55	2	6,925	0,14	0,5
15	Настольно-сверлильный станок 2А106	7	0,6	0,14	0,5
16	Координатно-расточный станок	2	6,52	0,14	0,5
17	Карусельный станок 1531М	1	33,28	0,14	0,5
18	Универсально-заточный станок 3641	4	1,25	0,14	0,5
19	Кран-балка 2 т	2	4,85	0,2	0,6
20	Вентилятор	5	147,0	0,65	0,8
<i>Заготовительно-сварочное отделение</i>					
21	Отрезной станок 872А	1	1,95	0,14	0,5
22	Ножницы Н474	2	7,0	0,14	0,5
23	Пресс правильный ПА415	2	14,0	0,14	0,5
24	Пресс кривошипный К217	1	10	0,14	0,5
25	Пресс листогибочный 4135	1	15,7	0,14	0,5
26	Настольно-сверлильный станок НС-12Н	5	0,6	0,14	0,5
27	Обдирочно-шлифовальный станок 3М634	3	2,8	0,14	0,5
28	Радиально-сверлильный станок 2А55	2	6,925	0,14	0,5
29	Труборезный станок С246А	1	2,8	0,14	0,5
30	Преобразователь сварочный ПСО-500	2	22	0,1	0,6
31	Машина электросварочная МТМ-75 М	1	75 кВ·А	0,3	0,6
32	Машина электросварочная точечная МШМ-25М	1	25 кВ·А	0,3	0,6
33	Трансформатор сварочный СТН-350	4	25 кВ·А	0,3	0,6
34	Кран мостовой 5 т	1	24,2	0,2	0,6
35	Вентилятор	3	10	0,65	0,8



## 1. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Окончание табл. 1.8

1	2	3	4	5	6
<i>Кузнечное отделение</i>					
36	Молот пневматический МБ412	1	10	0.14	0.5
37	Обдирочно-точильный станок 3М614	2	2,8	0.14	0.5
38	Горно двухогневое коксовое	1	0,8	0.8	0.95
39	Электропечь сопротивления И-45	1	45	0,8	0,95
40	Печь нагревательная	1	45	0,8	0,95
41	Кран-балка 2 т	1	4,85	0,2	0,6
42	Вентилятор дутьевой	1	1,2	0,65	0,8
43	Вентилятор	1	4,5	0,65	0,8
<i>Термическое отделение</i>					
44	Электропечь сопротивления ПИ-31	2	24	0,8	0,95
45	Шкаф сушильный Ш-0,5	1	1,1	0,8	0,95
46	Электропечь сопротивления Н-15	1	15	0,8	0,95
47	Электропечь сопротивления ОКБ-194А	2	19	0,8	0,95
48	Электропечь ванна ОП-60/15	1	22	0,8	0,95
49	Муфельная печь П-6	2	2,2	0,8	0,95
50	Вентилятор	2	2,28	0,65	0,8
51	Вентилятор	2	7,0	0,65	0,8
<i>Гальваническое отделение</i>					
52	Сушильный шкаф	2	10	0,8	0,95
53	Селеновый выпрямитель ВСМР	2	22	0,7	0,95
54	Полировочный станок С42-А	1	3,2	0.1	0.5
55	Вентилятор	3	4,5	0,65	0,8



Таблица 1.9

Определение расчетных нагрузок 380/220 В ремонтно-механического цеха

Наименование узлов питания и групп приемников электроэнергии	Кол-во приемников	Установленная мощность, приведенная к ПВ = 100 %, кВт		$m = \frac{P_{н \max}}{P_{н \min}}$	$K_n$	$\frac{\cos \varphi}{\operatorname{tg} \varphi}$	Средняя нагрузка за максимально загруженную смену		$n_{\text{Э}}$	$K_M$	Расчетная нагрузка		
		одного	общая				$P_{\text{см}}$ , кВт	$Q_{\text{см}}$ , квар			$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВт	$S_p$ , кВ·А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	12	13	14
Приемники группы А													
1. Металлообрабатывающие станки	74	0,6–33,28	416,346	85,47	0,14	$\frac{0,5}{1,73}$	58,3	101					
2. Кран-балки, краны	4	4,85–24,2	38,75	5	0,2	$\frac{0,8}{1,33}$	7,75	10,3					
3. Преобразовательные агрегаты	2	22	44	1	0,1	$\frac{0,95}{0,33}$	4,4	1,45					
4. Сварочные аппараты	8	10–45	186	4,5	0,3	$\frac{0,6}{1,33}$	55,8	74,2					
Итого:	88	0,6–45	685,095	75	0,19		126,3	186,95	45	1,34	169,2	186,95	

## 1. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Окончание табл. 1.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	12	13	14
Приемники группы Б													
1. Вентиляторы	17	1,2–10	103,7		0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	67	51					
2. Нагревательные элементы	13	0,8–45	194,3		0,8	$\frac{0,95}{0,33}$	155	51					
Итого:	30	0,8–45	298		0,745		222	102			222	102	
Итого силовой нагрузки групп А и Б	118	0,6–45	984,1				348,3	288,95			391,2	288,95	
Электрическое освещение			25,7		0,85		22				22		
Итого по цеху			1009,8				370,3	288,95			413,2	288,95	504,21



Сведения об электрических нагрузках текстильного комбината

№ п/п	Наименование цеха	Площадь цеха	Установленная мощность, кВт									
			Номер варианта задания									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Прядильный	8000	640	500	710	900	400	550	730	650	490	520
2	Ткацкий	12000	530	400	690	520	450	610	570	520	480	600
3	Красильный	6000	800	700	600	590	750	630	680	820	850	750
4	Швейная фабрика	1000	630	700	1200	1000	1100	800	750	600	1200	700
5	Механический	300	350	720	680	660	420	570	480	650	500	700
6	Инструментальный	350	950	350	850	930	710	600	690	580	830	450
7	Столярный	200	400	300	320	200	500	550	530	430	380	280
8	Заводоуправление	290	100	95	80	150	110	87	93	120	117	85
9	Склад готовых изделий	300	50	20	60	70	55	47	45	30	43	62
10	Насосная 10 кВ (СД)	100	1000	1050	1100	950	920	1000	1020	980	940	1070

Сведения об электрических нагрузках механического завода

№ п/п	Наименование цеха	Площадь цеха	Установленная мощность, кВт									
			Номер варианта задания									
			11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Механический	10000	900	450	490	740	560	600	590	880	700	490
2	Термический	6000	200	800	600	500	820	360	190	280	560	700
3	Заготовочный	4000	250	400	350	280	300	200	210	330	220	280
4	Инструментальный	2500	490	700	600	900	500	580	750	700	900	520
5	Кузнечный	1000	480	620	800	750	630	920	900	850	780	950
6	Электроцех	500	360	400	250	280	200	390	300	200	270	370
7	Экспериментальный	400	370	270	200	300	390	200	280	250	400	360
8	Насосная 10 кВ (АД)	150	600	900	290	800	380	700	590	290	660	900
9	Лаборатория	90	150	200	230	250	180	160	170	210	280	320
10	Ремонтно-механический	120	500	400	840	600	820	790	790	970	590	580

Сведения об электрических нагрузках автозавода

№ п/п	Наименование цеха	Площадь цеха	Установленная мощность, кВт									
			Номер варианта задания									
			21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	Гл. конвейер	12000	900	890	800	390	700	650	690	700	950	850
2	Моторный	8000	400	500	700	590	390	420	720	690	990	350
3	Кузовный	7500	700	900	600	390	490	250	280	680	590	800
4	Инструментальный	1000	700	600	480	500	400	800	300	200	450	520
5	Ремонтно-механический	500	400	300	250	300	500	450	370	430	290	350
6	Литейный	1500	800	850	790	580	620	680	480	900	700	820
7	Кузнечный	2000	950	700	800	1300	1250	1100	1050	870	900	830
8	Заводоуправление	200	120	110	120	140	130	125	137	145	135	115
9	Компрессорная 10 кВ (СД)	250	100	97	112	125	85	118	90	80	80	85
10	Столовая	150	500	530	470	450	510	400	480	510	520	500

Варианты исходных данных для расчета электрических нагрузок цеха  
методом упорядоченных диаграмм (задание 1.2)

Вариант	Площадь цеха F, м <sup>2</sup>	Номера электроприемников по табл. 1.9	Вариант	Площадь цеха F, м <sup>2</sup>	Номера электроприемников по табл. 1.9
1	2	3	4	5	6
1	500	1, 2, 3, 4, 30,31,32,42, 44,49	16	475	10, 11, 12, 13, 41, 42, 43, 44, 45, 53
2	675	5, 6, 7, 8, 21, 42, 43, 44, 54, 55	17	540	9, 17, 18, 20, 30, 31, 34, 42, 43, 44
3	600	8, 9, 10, 11, 19, 20, 40, 41, 51, 54	18	530	10, 20, 22, 25, 27, 32, 33, 34, 41, 53
4	550	12, 13, 14, 15, 30, 31, 34, 35, 49, 50	19	630	13, 14, 16, 19, 32, 36, 39, 42, 44, 53
5	490	13, 14, 15, 16, 17, 32, 33, 39, 40, 41	20	530	1, 2, 6, 8,10, 42, 44,46, 50, 53
6	520	21, 22, 23, 24, 38, 39, 41, 42, 43, 44	21	545	3, 6, 18, 20, 29, 30, 41, 43, 45, 53
7	480	3, 5, 6, 9, 22, 30, 31, 34, 42, 45	22	585	11, 16, 21, 25, 32, 38, 39, 44, 51, 88
8	470	25, 26, 28, 29, 30, 31, 36, 42, 44, 50	23	515	17, 19, 22, 23, 27, 30, 33, 39, 43, 53
9	450	3, 18, 19, 20, 25, 31, 34, 42, 43, 44	24	615	5, 9, 10, 20, 29, 30, 41, 42, 44, 53
10	550	4, 5, 7, 9, 34, 36, 38, 40, 44, 45	25	575	22, 23, 24, 27, 31, 39, 40, 43, 49, 53
11	610	10, 11, 12, 13, 30, 31, 32, 39, 41, 55	26	495	9, 10, 21, 24, 29, 35, 37, 38, 40, 43
12	525	23, 24, 25, 27, 36, 38, 39, 52, 53, 54	27	485	48, 20, 21, 24, 30, 33, 36, 40, 42, 53
13	490	1, 3, 9, 21, 30, 34, 36, 40, 42, 44	28	655	5, 6, 9, 21, 29, 31, 38, 42, 44, 53, 55
14	620	14, 15, 16, 17, 18, 32,33,34,44, 45,	29	455	9, 12, 19, 20, 30, 32, 39, 40, 43, 44
15	510	16, 17, 18, 20, 33, 36, 47, 48, 50, 55	30	555	10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 55, 55

## 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И МЕСТОРАСПОЛОЖЕНИЯ ГПП (ГРП) И ТП. ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ НАГРУЗОК

Трансформаторные подстанции максимально, насколько позволяют производственные условия, приближают к центрам нагрузок. Это дает возможность построить экономичную и надежную систему электроснабжения, так как сокращается протяженность сетей вторичного напряжения, уменьшаются потери энергии и отклонение напряжения; уменьшается зона аварий и удешевляется строительство (подстанции строят очередями по мере расширения производства).

При равномерно распределенной нагрузке рекомендуется применять метод, использующий положение теоретической механики и позволяющий определить центр электрической нагрузки предприятия (цеха) [3]. Для этого нужно провести аналогию между массами и электрическими нагрузками, а координаты их центра определить по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}; \quad y_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (2.1)$$

где  $x_i, y_i$  – координаты центра электрической нагрузки  $i$ -го цеха.

Можно принять, что нагрузка равномерно распределена по площади цеха и, следовательно, центр электрической нагрузки  $i$ -го цеха совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех на генеральном плане промышленного предприятия. Таким образом, место расположения ГПП должно совпадать с центром электрических нагрузок, при необходимости с некоторым смещением в сторону источника питания.

Выбор места расположения ГПП проводят в следующем порядке. На генеральный план промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок, которая представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Для каждого цеха наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха.

Площадь круга в определенном масштабе равна расчетной нагрузке соответствующего цеха  $P_{pi} + P_{poi}$ :

$$P_{pi} + P_{poi} = \pi \cdot r_i^2 \cdot m. \quad (2.2)$$

Из этого выражения радиус окружности:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi} + P_{poi}}{\pi \cdot m}}, \quad (2.3)$$

где  $P_{pi} + P_{poi}$  – расчетная нагрузка  $i$ -го цеха;  $m$  – масштаб для определения площади круга (постоянный для всех цехов предприятия).

Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В. Угол сектора  $\alpha$  определяется из соотношения активных расчетных  $P_p$  и осветительных нагрузок  $P_{po}$  цехов.

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{po}}{P_p + P_{po}}$$

Для определения места ГПП или ГРП находится центр электрических нагрузок отдельно для активной (табл. 2.1) и реактивной нагрузок, так как питание активных и реактивных нагрузок производится от разных установок (генераторы и компенсирующие устройства) [4].

На генплан завода произвольно наносятся оси координат (рис. 2.1) и по формуле (2.1) определяется центр электрических нагрузок. В этом случае, если центр электрических нагрузок попадает в расположение какого-либо цеха, ГПП размещают вблизи данного цеха со смещением в сторону источника питания.

Цеховые ТП следует располагать внутри производственных корпусов или пристраивать к ним для приближения их к электроприемникам, если этому не препятствуют производственные условия или требования архитектурно-строительного оформления зданий.

РП рекомендуется встраивать в производственные здания и совмещать с ближайшими ТП с учетом блокировки зданий и компактности генплана, если при этом обеспечиваются нормальные подходы электрических коммуникаций к нему.

Внутрицеховые ТП (с доступом оборудования непосредственно из цеха) рекомендуется размещать преимущественно у колонны или возле каких-либо постоянных внутрицеховых помещений с таким расчетом, чтобы не занимать подкрановых площадей.

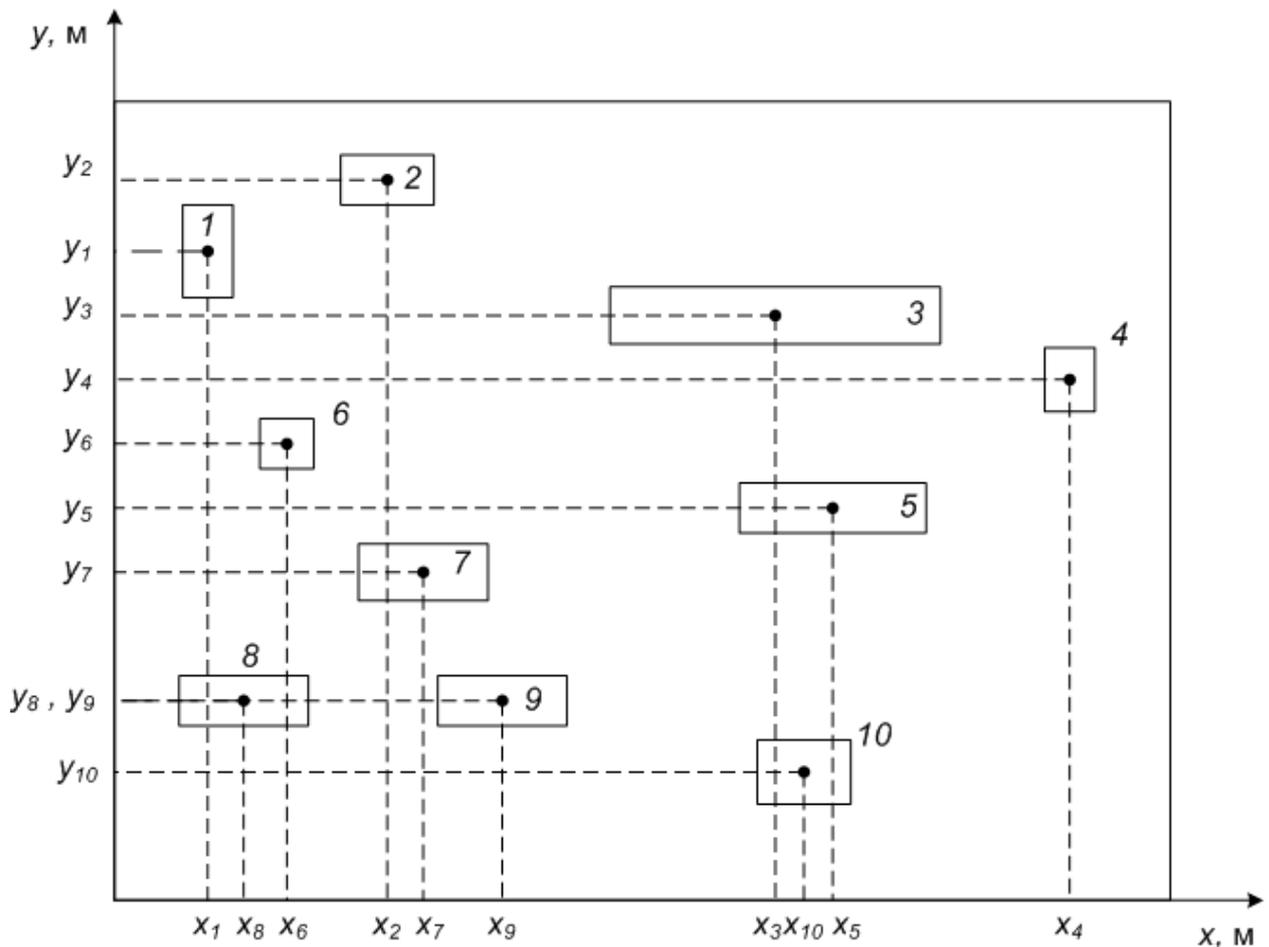
Таблица 2.1

Определение центра электрических нагрузок активной мощности

№ цеха по ген. плану	$P_p + P_{po}$ , кВт	$P_{po}$ , кВт	$r$ , мм	$\alpha$ , град	$x$ , м	$y$ , м	$(P_p + P_{po}) \cdot x$	$(P_p + P_{po}) \cdot y$
Потребители 0,4 кВ								

Продолжение таблицы 2.1

№ цеха по ген. плану	$P_p + P_{po}$ , кВт	$P_{po}$ , кВт	$r$ , мм	$\alpha$ , град	$x$ , м	$y$ , м	$(P_p + P_{po}) \cdot x$	$(P_p + P_{po}) \cdot y$
Потребители 6–10 кВ								
Итого	$\Sigma(P_p + P_{po})$	-	-	-	-	-	$\Sigma(P_p + P_{po}) \cdot x$	$\Sigma(P_p + P_{po}) \cdot y$



2.1. Определение центра электрических нагрузок предприятия

**Пример 2.1.** Определить центр электрических нагрузок для активной нагрузки, параметры картограммы электрических нагрузок предприятия, генеральный план которого приведен на [рис. 2.1](#), нанести данные и результаты расчета на генплан. Электрические силовые и осветительные нагрузки цехов и их координаты приведены в [табл. 2.2](#)

**Решение.** На генплан наносим координаты центров электрических нагрузок каждого цеха ([рис. 2.2](#)). Масштаб генплана  $M=5$  м/мм.

Определяем радиус окружностей активных нагрузок, исходя из масштаба генплана.



Если принять для наименьшей нагрузки, равной 45 кВт (цех № 4), радиус  $r = 5$  мм, то

$$m = \frac{P_p + P_{po}}{\pi r_4} = \frac{45}{3,14 \cdot 5^2} = 0,573 \text{ кВт/мм.}$$

Принимаем масштаб  $m=0,6$  кВт/мм.

Таблица 2.2

Исходные данные к [примеру 2.1](#)

Параметр	Номер цеха									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$P_p + P_{po}$ , кВт	650	320	2100	330 (10кВ)	540	350	1100	730	450	290
$P_{po}$ , кВт	50	40	120	45	62	21	85	110	40	110
$x$ , м	60	175	455	620	460	110	200	80	250	435
$y$ , м	430	470	380	340	250	300	200	125	125	80

Определяем радиус для наибольшей нагрузки при принятом масштабе:

$$r_3 = \sqrt{\frac{P_{p3i} + P_{po3}}{\pi \cdot m_4}} = \sqrt{\frac{2100}{3,14 \cdot 0,6}} = 33,4 \text{ мм.}$$

Выполнение картограммы в таком масштабе возможно, поэтому оставляем этот масштаб.

Угол сектора  $\alpha$  определяем из соотношения активных расчетных  $P_{po}$  и осветительных нагрузок  $P_{po}$  цехов.

Проведем расчет параметров картограммы для цеха № 1.

$$r_1 = \sqrt{\frac{P_{p1} + P_{po1}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{650}{3,14 \cdot 0,6}} = 18,6 \text{ мм.}$$

Результаты расчета для цеха № 1 заносим в [табл. 2.3](#). Расчеты для остальных цехов производим аналогично.

Нагрузки в виде кругов наносим на генплан, в круге выделяем сектор осветительной нагрузки. Нагрузки 0,4 кВт наносятся сплошной линией, 10 кВт – пунктирной ([рис. 2.2](#)).

Рассчитываем  $\Sigma(P_p + P_{po})$ ;  $\Sigma(P_p + P_{po}) \cdot x$ ;  $\Sigma(P_p + P_{po}) \cdot y$  ([табл. 2.3](#)).

Определяем координаты центра активных электрических нагрузок:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})} = \frac{2086950}{6905} = 302,2 \text{ м};$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})} = \frac{1986100}{6905} = 287,6 \text{ м}.$$

**Расчет центра электрических нагрузок с помощью Microsoft Excel**  
 Создание электронного бланка (см. пример 1.1).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	№ цеха по		P <sub>Рсум</sub> , кВт	P <sub>РО</sub> , кВт	r, мм	α, град	x, м	y, м	P <sub>Рсум</sub> *x	P <sub>Рсум</sub> *y
2	генплану									
3	Потребители энергии 0,38 кВ									
4	1.	=Лист1!N4	=Лист1!M4	=КОРЕНЬ(C4/(3,14*м))	=D4*360)/C4				=C4*G4	=C4*H4
	...			Копировать						
18	15.									
19	Освещение территории									
20	Итого по 0,4 кВ	=СУММ(C4:C19)	=СУММ(D4:D19)						=СУММ(I4:I19)	=СУММ(J4:J19)
21	Потребители энергии 6-10 кВ									
22	1.									
23	7.									
24	Итого по 10 кВ	=СУММ(C22:C23)	=СУММ(D22:D23)						=СУММ(I22:I23)	=СУММ(J22:J23)
25	Всего	=C20+C24							=G20+G24	=H20+H24
				X <sub>0</sub> = I25/C25						
				Y <sub>0</sub> = J25/C25						

Результаты расчетов.

№ цеха по генплану	$P_{\text{Рсум}}$ , кВт	$P_{\text{РО}}$ , кВт	$r$ , мм	$\alpha$ , град	$x$ , м	$y$ , м	$P_{\text{Рсум}} * x$	$P_{\text{Рсум}} * y$
Потребители энергии 0,38 кВ								
1	650	50	18,6	27,69	60	430	39000	279500
2	320	40	13,0	45,00	175	470	56000	150400
3	2100	120	33,4	20,57	455	380	955500	798000
4	45	45	4,9	360,00	620	340	27900	15300
5	540	62	16,9	41,33	460	250	248400	135000
6	350	21	13,6	21,60	110	300	38500	105000
7	1100	85	24,2	27,82	200	200	220000	220000
8	730	110	19,7	54,25	80	125	58400	91250
9	450	40	15,5	32,00	250	125	112500	56250
10	290	110	12,4	136,55	435	80	126150	23200
Потребители энергии 0,38 кВ								
4	330	-	13,2	-	620	340	204600	112200
ИТОГО	6905						2086950	1986100
			$X_0 =$	302,24				
			$Y_0 =$	287,63				

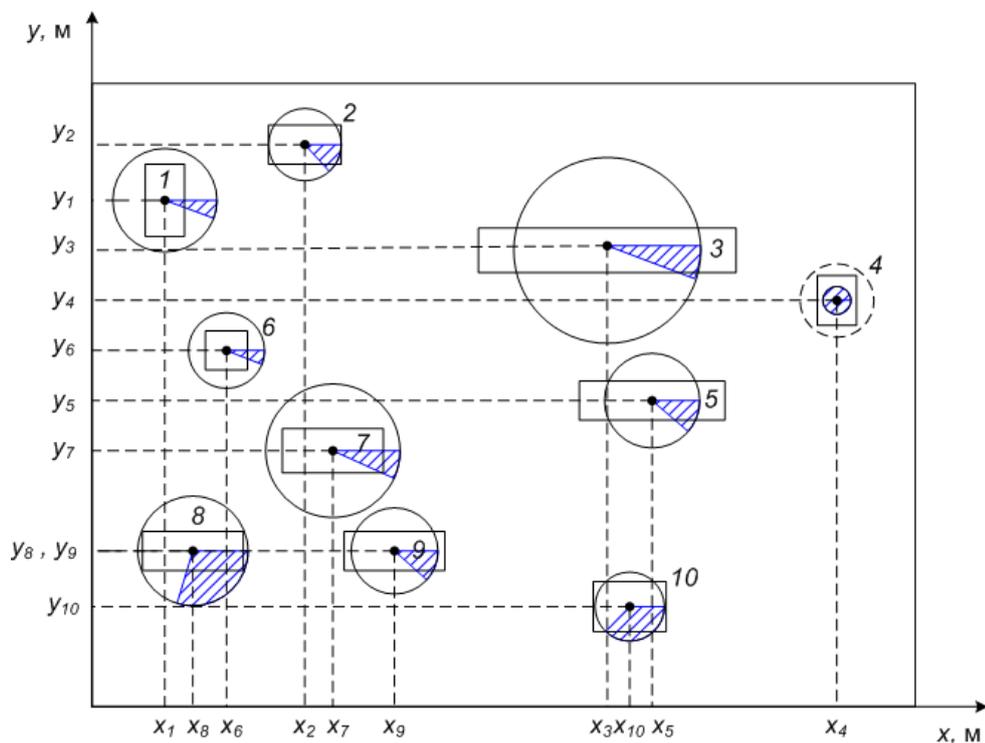


Рис. 2.2. Картограмма нагрузок предприятия

**Задание № 2.1.** Определить центр электрических нагрузок для активной нагрузки, параметры картограммы электрических нагрузок предприятия, генеральный план которого приведен на [рис. 2.1](#). Электрические силовые и осветительные нагрузки цехов взять из [задания № 1.1](#) в соответствии с номерами цехов. Координаты расположения цехов на генплане для различных вариантов приведены в [табл. 2.4](#).

Таблица 2.3

## Определение центра электрических нагрузок активной мощности

№ цеха по ген. плану	$P_p + P_{po}$ , кВт	$P_{po}$ , кВт	$r$ , мм	$\alpha$ , град	$x$ , м	$y$ , м	$(P_p + P_{po}) \cdot x$	$(P_p + P_{po}) \cdot y$
Потребители 0,4 кВ								
1	650	50	18,6	28	60	430	39000	279500
2	320	40	13	45	175	470	56000	150400
3	2100	120	33,4	21	455	380	955500	798000
4	45	45	5	360	620	340	27900	15300
5	540	62	17	41	460	250	248400	135000
6	350	21	13,6	22	110	300	38500	105000
7	1100	85	24	28	200	200	220000	220000
8	730	110	19,7	54	80	125	58400	91250
9	450	40	15,5	32	250	125	112500	56250
10	290	110	12,4	137	435	80	126150	23200
Потребители 10 кВ								
4	330	-	13,2	-	620	340	204600	112200
Итого	6905						2086950	1986100

Таблица 2.4

Варианты исходные данные к заданию 2.1

Вариант	Цех 1		Цех 2		Цех 3		Цех 4		Цех 5		Цех 6		Цех 7		Цех 8		Цех 9		Цех 10	
	x, м	y, м	x, м	y, м																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	435	80	250	125	200	200	110	300	460	250	320	340	455	360	175	470	60	130	80	125
2	175	470	455	380	620	340	460	250	110	300	200	200	80	125	250	125	435	80	60	130
3	455	350	620	340	460	250	110	300	200	210	80	125	250	125	435	80	60	130	175	470
4	620	340	460	250	110	300	200	200	80	125	250	125	435	80	60	130	172	470	455	380
2	460	250	110	300	210	200	80	125	250	125	435	80	60	130	175	470	455	380	620	340
6	110	300	200	200	80	125	250	125	435	80	60	130	175	470	455	380	620	340	460	250
7	200	200	80	125	250	125	435	80	60	130	175	470	455	360	620	340	460	250	110	300
8	60	125	250	125	435	80	60	130	175	470	455	380	620	340	460	250	110	300	200	200
9	250	125	435	80	60	130	175	470	455	380	620	340	460	250	110	300	200	200	80	125
10	435	80	60	130	175	470	455	380	620	340	460	250	110	300	200	200	80	125	250	125
11	250	125	80	125	200	200	110	300	460	250	320	340	455	380	175	470	60	130	435	80
12	80	125	200	200	110	300	460	250	620	340	455	380	175	470	60	130	435	80	250	125
13	200	200	110	300	460	250	620	340	455	380	175	470	60	130	135	80	250	125	80	125
14	110	300	460	250	620	340	455	280	178	470	60	130	435	80	250	125	80	125	200	200
15	460	250	620	340	455	360	175	470	60	130	435	80	250	125	80	125	200	200	110	300
16	620	340	455	360	175	470	60	130	435	80	250	125	80	125	200	200	110	300	460	250
17	455	380	175	470	60	130	435	80	250	125	80	125	200	200	110	300	460	250	620	340

Окончание табл. 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
18	175	470	60	130	435	80	250	125	80	125	200	200	110	300	460	250	620	340	455	380
19	60	130	435	80	250	125	80	125	110	300	460	250	620	340	455	280	175	470	200	200
20	175	470	620	340	110	300	80	125	435	80	60	130	455	380	460	250	200	200	250	125
21	455	380	460	250	200	200	250	125	60	130	175	470	620	340	110	300	80	125	435	80
22	435	80	80	125	110	300	620	340	175	470	250	125	200	200	460	250	455	380	60	130
23	250	125	200	200	460	250	455	380	60	130	435	80	80	125	110	300	620	340	175	470
24	80	125	110	300	620	340	455	380	60	130	435	80	80	125	110	300	200	200	460	250
25	200	200	460	250	455	380	60	130	435	80	80	125	250	125	110	300	620	340	175	470
26	110	300	620	340	175	470	435	80	80	125	200	200	250	125	460	250	455	380	60	130
27	460	250	455	380	60	130	250	125	435	80	200	200	110	300	80	125	620	340	175	470
28	620	340	175	470	435	80	80	125	200	200	250	125	455	380	60	130	460	250	110	300
29	60	130	455	380	460	250	200	200	80	125	110	300	620	340	175	470	435	80	250	125
30	175	470	620	340	110	300	80	125	435	80	60	130	455	380	460	250	250	125	200	200

### 3. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ

#### 3.1. Условия сопоставимости вариантов инвестирования

Целью технико-экономических расчетов в электроснабжении является определение оптимального варианта схемы, параметров электрической сети и ее элементов [8]. Для систем электроснабжения промышленных предприятий характерна многовариантность решения задач, которая обусловлена широкой взаимозаменяемостью технических решений.

В целом, при оценке сравнительной эффективности инвестирования рассматриваемые варианты должны отвечать определенным условиям сопоставимости. Основные условия сопоставимости сравниваемых вариантов [16]:

1. Одинаковый производственный эффект (у потребителя). При любом варианте проектного решения потребитель должен получить одно и то же количество продукции.
2. Оптимальность сравниваемых вариантов. Сравнимые проектные варианты должны иметь примерно одинаковый современный технический уровень.
3. Учет сопряженных затрат.
4. Одинаковый экологический эффект.
5. Стоимостная сопоставимость сравниваемых вариантов.
6. Одинаковое качество продукции (работ, услуг) в сравниваемых вариантах инвестирования.
7. Учет внеэкономических факторов.

#### 3.2. Оценка эффективности инвестиций

За критерий экономичности сравнения вариантов с равной надежностью электроснабжения можно принять минимум приведенных затрат, тыс. руб./год [16]:

$$Z = E_n \cdot K + И, \quad (3.1)$$

где  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;  $K$  – единовременные капитальные вложения в действующих (или базовых) ценах с учетом стоимости монтажа и строительной части, тыс.руб/год (в общем случае состоят из капитальных затрат на сооружение питающих линий  $K_{л}$ , установку высоковольтной аппаратуры  $K_{ан}$  и установку силовых трансформаторов  $K_m$ );  $И$  – ежегодные издержки производства, тыс. руб/год.

Ежегодные издержки производства определяются по соответствующим значениям амортизационных отчислений  $I_a$ , стоимости потерь электроэнергии  $I_3$  и расходов по ремонту и эксплуатации  $I_T$ :

$$I = I_a + I_3 + I_m. \quad (3.2)$$

Амортизационные отчисления находят по нормам амортизации  $p_a$  в долях единицы от капиталовложений:

$$I_a = p_a \cdot K. \quad (3.3)$$

Норма амортизации  $p_a$  определяется с учетом срока полезного использования  $T_{\text{пн}}$  объекта (см. табл. 3.1)

$$p_a = \frac{1}{T_{\text{пн}}}. \quad (3.4)$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$I_3 = \bar{I}_3 \cdot \Delta W, \quad (3.5)$$

где  $\bar{I}_3$  – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии;  $\Delta W$  – годовые потери активной энергии.

Годовые потери активной электроэнергии

$$\Delta WP = \Delta P \cdot T_B, \quad (3.6)$$

где  $\Delta P$  – среднегодовые потери мощности.

Таблица 3.1

Срок полезного использования основных средств

Наименование основных средств	Срок полезного использования
Трансформаторы электрические силовые малой мощности	Свыше 3 лет до 5 лет включительно
Линия электропередачи воздушная (на опорах из непропитанной древесины)	Свыше 7 лет до 10 лет включительно
Аппаратура электрическая низковольтная (до 1000 В) (выключатели, контакторы, рубильники, реле управления и защиты, пускатели, коммутаторы, усилители магнитные, дроссели управления, панели распределительные, щитки осветительные, устройства катодной защиты)	Свыше 7 лет до 10 лет включительно

Окончание табл. 3.1

Линия электропередачи воздушная (на металлических опорах)	Свыше 10 лет до 15 лет
Аппаратура электрическая высоковольтная (более 1000 В) (выключатели, контакторы, разъединители, трансформаторы напряжения, реле, предохранители, токопроводы, преобразователи тиристорные, приборы полупроводниковые силовые, теплоотводы и охладители)	Свыше 10 лет до 15 лет включительно
Трансформаторы электрические, преобразователи электрические, преобразователи статические и индукторы	Свыше 15 лет до 20 лет включительно
Линия электропередачи воздушная (на железобетонных опорах)	Свыше 15 лет до 20 лет включительно
Выключатели, контакторы и реверсоны переменного тока высокого напряжения, разъединители, короткозамыкатели, отделители, заземлители переменного тока высокого напряжения, трансформаторы напряжения высоковольтные	Свыше 15 лет до 20 лет включительно
Провода и кабели силовые	Свыше 20 лет до 25 лет включительно
Компенсаторы реактивной мощности	Свыше 25 лет до 30 лет включительно
Электрогенераторы и компенсаторы синхронные	Свыше 25 лет до 30 лет включительно
Кабели силовые на напряжение 1кВ и свыше с медной жилой в свинцовой или стальной оболочке	Свыше 30 лет

Среднегодовые потери активной мощности для различных элементов системы электроснабжения находят по формулам:

а) для линий электропередач (ЛЭП)

$$\Delta P = 3RI^2 = R \cdot \frac{S^2}{U^2}, \quad (3.7)$$

б) для трансформаторов

$$\Delta P = \Delta P_{0н} + \Delta P \cdot \frac{S^2}{S_n^2}, \quad (3.8)$$

в) для реакторов

$$\Delta P = \Delta P_n \cdot \frac{I^2}{I_{нр}^2}, \quad (3.9)$$

где  $R$  – сопротивление одной фазы ЛЭП, ком;  $I$  – среднегодовой ток, А;  $U$  – напряжение ЛЭП, кВ;  $I_{нр}$  – номинальный ток реактора, а;  $S_n$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;  $\Delta P$  и  $\Delta P_n$  – активные потери мощности холостого хода и нагрузочные при номинальном режиме, кВт.

Расходы по эксплуатации определяются по нормативным отчислениям  $p_{э,р}$  в долях единицы от капиталовложений:

$$I_m = p_{э,р} \cdot K. \quad (3.10)$$

Рекомендуемые нормы отчислений на эксплуатацию и ремонт приведены в [табл. 3.2](#).

Наиболее экономичным вариантом электроснабжения является вариант, отвечающий техническим требованиям, наименьшим приведенным затратам. Если приведенные затраты отличаются на 5–10 % (возможная точность расчетов), предпочтение следует отдать варианту с меньшими капиталовложениями и лучшими качественными показателями. Заканчивают расчеты определением экономического эффекта. Экономический эффект выявляется при сопоставлении экономии эксплуатационных расходов и приведенных капиталовложений, за счет которых может быть получена эта экономия:

$$\mathcal{E} = \Delta Z = Z_1 - Z_2 = (I_2 + E_n K_2) - (I_1 + E_n K_1) = (I_1 - I_2) - E_n (K_1 - K_2); \quad (3.11)$$

$$\mathcal{E} = \Delta I - E_n \Delta K. \quad (3.12)$$

Если экономия больше приведенных капитальных затрат, эффект положительный, капиталовложения оправданы; если меньше – эффект отрицательный (убыток), инвестирование нецелесообразно.

Таблица 3.2

## Затраты на ремонт и эксплуатацию

Наименование основных средств	Нормы отчислений от капитальных вложений, %		
	на ремонт	на эксплуатацию	всего
1	2	3	4
Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства:			
до 150 кВ	2,9	3,0	5,9
220 кВ и выше	2,9	2,0	4,9

Продолжение табл. 3.2

1	2	3	4
Воздушные линии электропередачи: на металлических и железобетонных опорах: до 20 кВ 35кВ и выше на деревянных опорах из пропитанной древесины и непропитанной лиственницы: до 20 кВ 35 – 220 кВ на деревянных опорах из непропитанной древесины до 20 кВ	0,6 0,4 1,7 1,6 2,0	2,0 0,4 2,0 0,5 2,0	2,6 0,8 3,7 2,1 4,0
Кабельные линии со свинцовой оболочкой до 10 кВ: проложенные в земле и помещениях проложенные под водой	0,3 0,6	2,0 2,0	2,3 2,6
Кабельные линии с алюминиевой оболочкой до 10 кВ: проложенные в земле проложенные помещениях	0,3 0,3	2,0 2,0	2,3 2,3
Кабельные линии 10 кВ с пластмассовой изоляцией, проложенные в земле или помещениях	0,3	2,0	2,3
Кабельные линии 20–35 кВ со свинцовой оболочкой: проложенные в земле и помещениях проложенные под водой	0,4 0,8	2,0 2,0	2,4 2,8
Кабельные линии 110–220 кВ проложенные в земле и помещениях проложенные под водой	0,5 1,0	2,0 2,0	2,5 3,0
Электродвигатели мощностью: до 100 кВт более 100 кВт	3,1 2,8	– –	– –
Выпрямители селеновые и кремниевые	3,6	–	–
Аккумуляторы: стационарные кислотные стационарные щелочные переносные кислотные	3,2 – –	– – –	– – –

Таблица 3.3

Итоговая таблица экономического сравнения вариантов

Наименование показателей	Вариант		
	I	II	III
Капитальные вложения $K$ , тыс. руб.			
Ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание $(p_a + p_0 + p_p) K$ , тыс. руб.			
Потери энергии $\Delta \mathcal{E}$ , тыс. кВт·ч/год			
Стоимость годовых потерь электроэнергии $I$ , тыс. руб.			
Ущерб $U$ , тыс. руб.			
Ежегодные издержки производства, тыс. руб. (суммарные) $I = p \cdot K + I_{\mathcal{E}} + U$			
Приведенные затраты, тыс. руб. $Z = E_n \cdot K + I + U$			
Экономический эффект $\mathcal{E}$ , тыс. руб.			

**Пример 3.1.** Произвести сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения завода (рис. 3.1) по технико-экономическим показателям. На заводе преобладают потребители I и II категорий по надежности электроснабжения.

Расчетная активная и полная нагрузки завода, отнесенные к шинам ВН ГПП равны соответственно  $P_p = 17274$  кВт,  $S_p = 18846$  кВ·А. Число часов использования максимальной нагрузки  $T_{\max} = 4960$ . Стоимости 1 кВт·ч электроэнергии  $\bar{I}_1$  для потребителей с  $U = 35$  кВ и  $U = 110$  кВ соответственно равны  $I_1 = 0,53$  руб.,  $I_2 = 0,486$  руб. Коэффициент эффективности капиталовложений  $E_n = 0,14$ .

Питание завода осуществляется от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трехобмоточных трансформатора с номинальной мощностью 40 МВ·А каждый с напряжениями 110/35/10 кВ. Расстояние от подстанции до завода  $l = 12,5$  км. Номинальная мощность системы  $S_c = 800$  МВА, сопротивление системы  $x_c = 0,8$ .

Расчет выполняем в ценах 2004 года.

**Решение.** Так как на проектируемом заводе преобладают нагрузки I и II категорий, то для внешнего электроснабжения предусматриваем две питающих линии. В случае сооружения ГПП установку двух трансформаторов связи с энергосистемой.

Определим рациональное напряжение питающих линии по формуле (4.6):

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \sqrt{l + 16P} = 4,34 \sqrt{12,5 + 16 \cdot 17,3} = 73,7 \text{ кВ.}$$

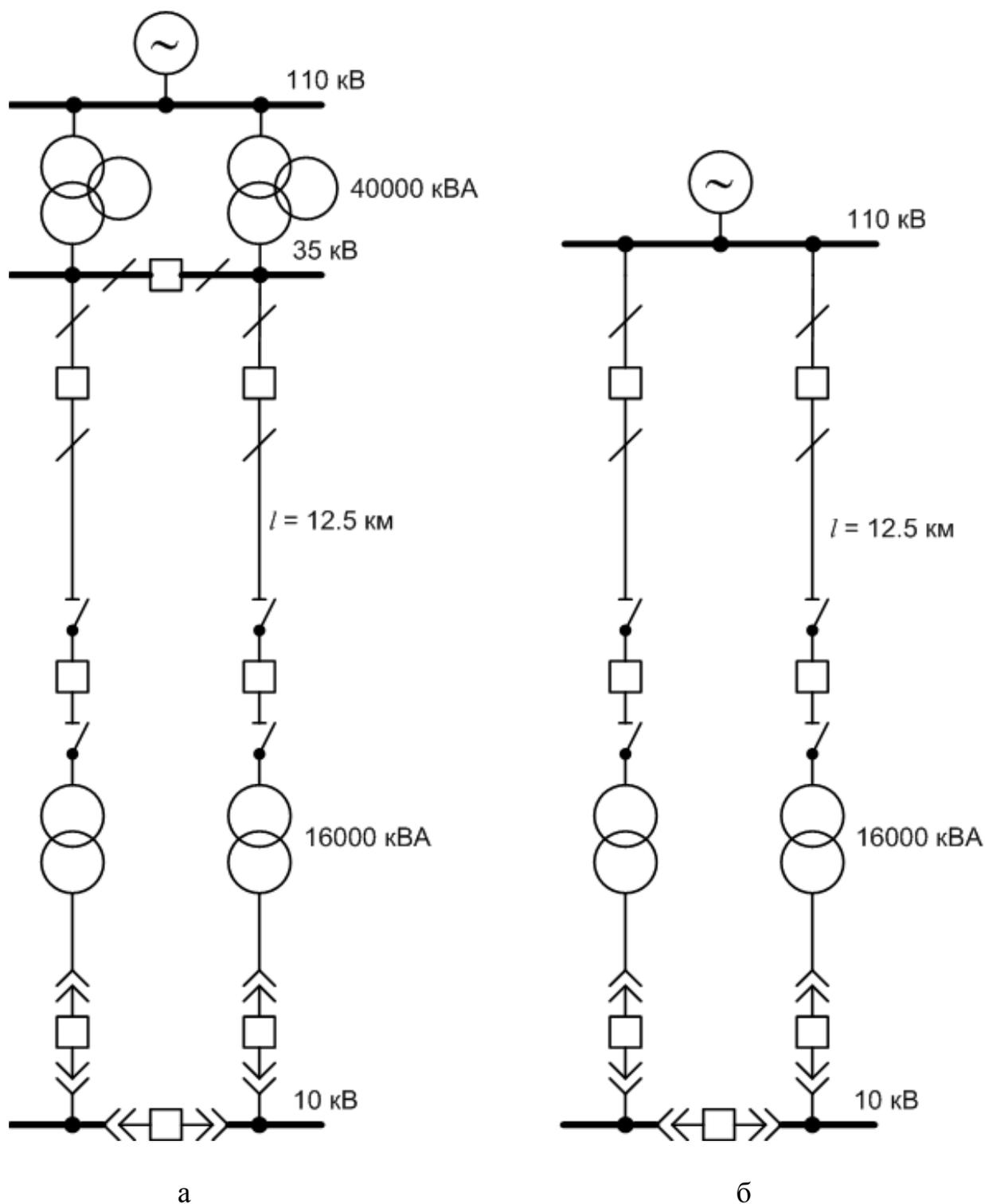


Рис. 3.1 Варианты схем внешнего электроснабжения завода:  
*а* – вариант I; *б* – вариант II

Выбираем два ближайших по шкале номинальных значения напряжений – 35 и 110 кВ, и далее рассчитываем два варианта схемы внешнего электроснабжения с разным напряжением питающих линий. Питающие линии

выполняются воздушными, так как завод находится от источника питания на значительном расстоянии.

Определяем номинальную мощность, кВА, трансформаторов по условию (4.3):

$$S_{\text{нт}} \geq \frac{S_p}{2 \cdot 0,7} = \frac{18846}{2 \cdot 0,7} = 13461 .$$

Принимаем к установке два трансформатора с номинальной мощностью 16000 кВ·А каждый. Загрузка трансформаторов в нормальном режиме

$$K_3 = \frac{S_p}{2S_{\text{нт}}} = \frac{18846}{2 \cdot 16000} = 0,6 ;$$

в послеаварийном режиме (один трансформатор отключен)

$$K_{\text{зав}} = \frac{S_p}{S_{\text{нт}}} = \frac{18846}{16000} = 1,2 .$$

Варианты схем внешнего электроснабжения завода приведены на [рис. 3.1](#). Далее рассчитываем каждый из принятых вариантов.

### Вариант 1

**Линии.** Питающие линии выполняем проводом марки АС. Расчетный ток линии, А,

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_n} = \frac{18846}{2\sqrt{3} \cdot 35} = 156 .$$

Максимальный рабочий ток в послеаварийном режиме, А,

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_n} = \frac{18846}{\sqrt{3} \cdot 35} = 312 .$$

Выбираем сечение линии, мм<sup>2</sup>, по условию (4.1):

$$S_3 = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{156}{1,4} = 111 ,$$

где  $j_{\text{эк}}$  принята из [табл. 4.1](#) для алюминиевых проводов при числе использования максимума нагрузки  $T_{\text{max}} = 3000-5000$  ч.

Принимаем ближайшее стандартное сечение  $S_{ст} = 120 \text{ мм}^2$ , провод марки АС-120 с  $I_{дон} = 390 \text{ А}$ .

**Выключатели.** Предварительно выбираем головные выключатели ( $Q_1$  и  $Q_2$ ) и выключатели, установленные на ГПП ( $Q_3$  и  $Q_4$ ) по номинальным данным ( $U_{нв} \geq U_n$ ,  $I_{нв} \geq I_{макр}$ ,  $S_{откл в} \geq S_{откл р}$  или  $I_{откл в} \geq I_{откл р}$ ). Известно, что  $U_n = 35 \text{ кВ}$ ,  $I_{макр} = 312 \text{ А}$ .

Мощность, отключаемая выключателями  $Q_1$  и  $Q_2$ , МВ·А:

$$S_{макр1} = 249 \cdot$$

Ток, отключаемый выключателями  $Q_1$  и  $Q_2$ , кА:

$$I_{откл р1} = \frac{S_{откл р1}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{249}{\sqrt{3} \cdot 35} = 4,11.$$

Выбираем выключатель типа ВМК-35 с номинальными данными  $U_{нв} = 35 \text{ кВ}$ ,  $I_{нв} = 630 \text{ А}$ ,  $I_{откл в} = 10 \text{ кА}$ , что соответствует расчетным условиям.

Сопротивление питающей линии в относительных базовых единицах.

Мощность, отключаемая выключателями  $Q_3$  и  $Q_4$ , МВ·А:

$$S_{макр2} = 123 \cdot$$

Ток, отключаемый выключателями  $Q_3$  и  $Q_4$ , кА:

$$I_{откл р2} = \frac{S_{откл р2}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{123}{\sqrt{3} \cdot 35} = 2,03.$$

Выбираем выключатель типа ВМК-35 с номинальными данными  $U_{нв} = 35 \text{ кВ}$ ,  $I_{нв} = 630 \text{ А}$ ,  $I_{откл в} = 10 \text{ кА}$ , что соответствует расчетным условиям.

**Трансформаторы силовые.** Для питания завода на ГПП устанавливаем два трансформатора ТД-16000/35.

Технические данные трансформатора: номинальная мощность  $S_{нт} = 16000 \text{ МВ·А}$ ; ток холостого хода  $I_{хх} = 0,6 \%$ ; напряжение короткого замыкания  $u_{кз} = 8 \%$ ; потери мощности холостого хода при номинальном напряжении  $\Delta P_{хх} = 21 \text{ кВт}$ ; потери мощности короткого замыкания при номинальном напряжении  $\Delta P_{кз} = 90 \text{ кВт}$ .

**Капитальные затраты.** Капитальные затраты на линии.

При определении капитальных затрат используем укрупненные показатели стоимости электрооборудования /3/ с учетом коэффициента удорожания на 2004 год.

Стоимость двух камер отходящих линий с выключателями ВМК-35 ( $Q_1$  и  $Q_2$ ), устанавливаемыми в открытом распределительном устройстве (ОРУ), 35 кВ, тыс. руб.,

$$K_{\text{в}} = 2 \cdot 465 = 930 .$$

Стоимость сооружения воздушной линии 35 кВ, а унифицированных одноцепных железобетонных опорах, тыс. руб.,

$$K_{\text{л}} = 12,5 \cdot 335 = 4187,5 .$$

Суммарные капитальные затраты на сооружение линий, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma \text{л}} = K_{\text{л}} + K_{\text{в}} = 4187,5 + 930 = 5117,5 .$$

*Капитальные затраты на сооружение ГПП.* Стоимость двух трансформаторов ТД-16000/35 при наружной установке, тыс. руб.,

$$K_{\text{т}} = 2 \cdot 1350 = 2700 .$$

Стоимость двух камер с выключателями ВМК-35 ( $Q_3$  и  $Q_4$ ), тыс. руб.,

$$K_{\text{л}} = 12,5 \cdot 335 = 4187,5 .$$

Суммарные капитальные затраты на сооружение ГПП, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma \text{ГПП}} = K_{\text{т}} + K_{\text{в}} = 2700 + 930 = 3630 .$$

Суммарные капитальные затраты по I варианту, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma \text{л}} + K_{\Sigma \text{ГПП}} = 5117,5 + 3630 = 8747,5 .$$

*Ежегодные издержки.* Суммарные ежегодные издержки определяются из условия (3.7):

$$I_{\Sigma} = I_{\text{а}\Sigma} + I_{\text{м}\Sigma} + I_{\text{э}\Sigma} .$$

*Амортизационные отчисления*

$$I_{\text{а}\Sigma} = I_{\text{ал}} + I_{\text{ав}} + I_{\text{ав}} + I_{\text{ат}} ,$$

где  $I_{\text{ал}}$ ,  $I_{\text{ав}}$ ,  $I_{\text{ат}}$  – амортизационные отчисления соответственно по линиям, выключателям и трансформаторам находятся по формуле (3.3). Норма амортизационных отчислений  $P_{\text{а}}$  определяется по условию (3.4) и табл. 3.1:

$$I_{a\Sigma} = 0,066 \cdot 4187,5 + 0,066 \cdot 930 + 0,066 \cdot 930 + 0,05 \cdot 2700 + 534,135.$$

*Расходы на ремонт и обслуживание*

$$I_{T\Sigma} = I_{TЛ} + I_{TВ} + I_{TТ} + I_{TТ},$$

где  $I_{мл}$ ,  $I_{мв}$ ,  $I_{мт}$  – расходы на эксплуатацию и ремонт соответственно по линиям, выключателям и трансформаторам находятся по формуле (3.20).

Норма отчислений на ремонт и эксплуатацию  $P_{эр}$  определяется по [табл. 3.2](#).

$$I_{T\Sigma} = 0,08 \cdot 4187,5 + 0,059 \cdot 930 + 0,059 \cdot 930 + 0,059 \cdot 2700 = 302,54.$$

*Стоимость потерь электроэнергии.* Годовые потери активной мощности в линиях, кВт:

$$\Delta P_{л} = R \frac{S_p^2}{U^2} = \frac{r_0 l}{n_{ц}} \cdot \frac{S_p^2}{U^2} \cdot 10^3,$$

где  $r_0$  – удельное сопротивление проводов, Ом/км;  $l$  – длина линии, км;  $n_{ц}$  – количество цепей;  $S_p$  – расчетная мощность, МВ·А;

$$\Delta P_{л} = \frac{0,246 \cdot 12,5}{2} = \frac{18,846^2}{35^2} = 446.$$

Годовые потери энергии в линиях

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л} \tau_{\max},$$

где  $\tau_{\max}$  – время использования максимума потерь, ч.

По формуле (6.8) находим

$$\tau_{\max} = \left(0,124 + \frac{4960}{10000}\right) \cdot 8760 = 5936.$$

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах равны, кВт·ч/год,

$$\Delta W_{Т} = P_{л} n \frac{1}{n} \Delta P_{кз} \left(\frac{S_p}{S_{HT}}\right)^2 \tau_{\max},$$

где  $n$  – число трансформаторов;  $\Delta P_{л}$  – потери холостого хода, кВт;  $\Delta P_{кз}$  – потери короткого замыкания, кВт;  $S_p$  – расчетная мощность, кВ·А;  $S_{HT}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;  $T_{в}$  – годовое число часов работы трансформатора, ч;

$$\Delta W_T = 2 \cdot 21 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 90 \cdot \left( \frac{18846}{16000} \right)^2 \cdot 5396 = 704813 \text{ .}$$

Стоимость годовых потерь в линиях и трансформаторах, тыс. руб./год:

$$I_{\Sigma} = \overline{I}_3 \cdot \Delta W_{\Sigma} = \overline{I}_3 (\Delta W_L + \Delta W_T) = 0,53(2406616 + 704813) = 1649,057 \text{ .}$$

Суммарные ежегодные издержки, тыс. руб./год

$$I_{\Sigma} = 534,135 + 302,540 + 1649,057 = 2485,732 \text{ .}$$

Приведенные затраты по I варианту, тыс. руб. /год:

$$Z_{\Sigma I} = E_n K_{\Sigma} + I_{\Sigma} = 0,14 \cdot 8747,500 + 2485,732 = 3710,382 \text{ .}$$

Аналогично рассчитываем приведенные затраты по II варианту  $Z_{\Sigma II}$ .  
Результаты расчетов приведены в [табл. 3.4](#).

Таблица 3.4

Итоговая таблица экономического сравнения вариантов

Наименование показателя	Варианты	
	I	II
Капитальные затраты $K$ , тыс. руб.	8747,5	16985,5
Ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание, тыс. руб.	836,675	2215,575
Потери энергии $\Delta W$ , тыс. кВт·ч/год	3111,429	1189,216
Стоимость годовых потерь электроэнергии $I_3$ , тыс. руб.	1649,057	577,959
Приведенные затраты $Z$ , тыс. руб./год	3710,382	5151,504

По результатам технико-экономического сравнения вариантов наиболее экономичным оказался вариант I.

## 4. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Цеховые трансформаторные подстанции (ЦТП) предназначены для приема электрической энергии на напряжении 6–35 кВ, понижения напряжения до 0,4 кВ и распределения электроэнергии между потребителями энергии (ПЭ) и электроприемниками (ЭП).

Цеховые трансформаторы имеют следующие номинальные мощности: 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500 кВА.

С увеличением мощности трансформаторов растут токи короткого замыкания. Поэтому единичная мощность трансформаторов, питающих электроустановки до 1000 В, ограничивается допустимыми величинами тока короткого замыкания. Считают нецелесообразным применение трансформаторов с вторичным напряжением 0,4 кВ мощностью более 2500 кВА [14]. Поэтому предельная мощность трансформаторов, изготавливаемых заводами на напряжение 0,4–0,66 кВ, составляет 2500 кВА. Число типоразмеров трансформаторов должно быть минимальным.

Цеховые подстанции могут быть однострансформаторными и двухтрансформаторными.

*Однострансформаторные подстанции* рекомендуют применять при наличии в цехе (корпусе) приемников электроэнергии, допускающих перерыв электроснабжения на время доставки «складского» резерва, или при резервировании, осуществляемом на линиях низкого напряжения от соседних ТП, т. е. они допустимы для потребителей II и III категорий, а также при наличии в сети 380–660 В небольшого количества (до 20 %) потребителей I категории.

*Двухтрансформаторные подстанции* рекомендуют применять в следующих случаях: при преобладании потребителей I категории и наличии потребителей особой группы; для сосредоточенной цеховой нагрузки и отдельно стоящих объектов общезаводского назначения (компрессорных и насосных станций); для цехов с высокой удельной плотностью нагрузок (выше 0,5–0,7 кВА/м<sup>2</sup>).

Для двухтрансформаторных подстанций также необходим складской резерв для быстрого восстановления нормального питания потребителей в случае выхода из строя одного трансформатора на длительный срок. Оставшийся в работе трансформатор должен обеспечивать электроснабжение всех потребителей I категории на время замены поврежденного трансформатора.

Цеховые ТП с количеством трансформаторов более двух используют только при надлежащем обосновании [8].

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производят по удельной плотности  $\sigma_n$  нагрузки

$$\sigma_n = S_p / F, \quad (4.1)$$

где  $S_p$  – расчетная нагрузка цеха (корпуса, отделения), кВА;  $F$  – площадь цеха (корпуса, отделения), м<sup>2</sup>.

При плотности нагрузки до  $\sigma_n = 0,2$  кВА/м<sup>2</sup> целесообразно применять трансформаторы мощностью до 1000 и 1600 кВА, при плотности 0,2–0,5 кВА/м<sup>2</sup> – мощностью 1600 кВА. При плотности более 0,5 кВА/м<sup>2</sup> целесообразность применения трансформаторов мощностью 1600 или 2500 кВА обосновывают технико-экономическими расчетами [8, 15].

Выбор номинальной мощности трансформаторов производят по расчетной мощности нормального и аварийного режимов работы исходя из рациональной загрузки в нормальном режиме и с учетом минимально необходимого резервирования в послеаварийном режиме. Номинальную мощность трансформаторов  $S_{ном.т}$  определяют по средней нагрузке  $S_{см}$  за максимально загруженную смену:

$$S_{ном.т} = S_{см} / (NK_3), \quad (4.2)$$

где  $N$  – число трансформаторов;  $K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора.

Оптимальная нагрузка цеховых трансформаторов зависит от категории надежности потребителей электроэнергии, от числа трансформаторов и способа резервирования. Рекомендуют принимать следующие коэффициенты загрузки трансформаторов: для цехов с преобладающей нагрузкой I категории для двухтрансформаторных ТП  $K_3 = 0,75–0,8$ ; для цехов с преобладающей нагрузкой II категории для однострансформаторных подстанций в случае взаимного резервирования трансформаторов на низшем напряжении  $K_3 = 0,8–0,9$ ; для цехов с нагрузкой III категории  $K_3 = 0,95 – 1$  [14].

При выборе числа и мощности ЦТП одновременно решают вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжения до 1000 В [8].

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, рассчитывают по минимуму приведенных затрат в два этапа:

- 1) выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;
- 2) определяют дополнительную мощность НБК в целях снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 6–10 кВ предприятия.

Суммарная расчетная мощность  $Q_{нк}$  НБК составит

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2}, \quad (4.3)$$

где  $Q_{нк1}$  и  $Q_{нк2}$  – суммарные мощности НБК, определенные на двух указанных этапах расчета.

Реактивная мощность, найденная по (4.3), распределяется между трансформаторами цеха пропорционально их реактивным нагрузкам.

Таблица 4.1

Технические данные трансформаторов цеховых подстанций

Тип	S <sub>ном.</sub> , кВА	Напряжение обмотки		Потери, кВт		U <sub>к.з.</sub> , %	I <sub>хх.</sub> , %
		ВН	НН	P <sub>xx</sub>	P <sub>к.з</sub>		
Трансформаторы масляные без регулирования напряжения под нагрузкой							
ТМ-25/6-10	25	6; 10	0,4	0,17	0,6	4,5	3,2
ТМ-40/6-10	40	6; 10	0,4	0,24	0,88	4,5	3,0
ТМ-63/6-10	63	6; 10	0,4	0,36	1,28	4,5	2,8
ТМ-100/6-10	100	6; 10	0,4	0,49	1,97	4,5	2,6
ТМ-160/6-10	160	6; 10	0,4; 0,69	0,73	2,65	4,5	2,4
ТМ-250/6-10	250	6; 10	0,4; 0,69	0,945	3,7	4,5	2,3
ТМ-400/6-10	400	6; 10	0,4; 0,69	1,2	5,5	5,5	2,1
ТМ-630/6-10	630	6; 10	0,4; 0,69	1,56	8,5	5,5	2,0
ТМ-1000/6-10	1000	6; 10	0,4	2,45	12,2	5,5	1,4
ТМ-1600/6-10	1600	6; 10	0,4; 0,69	3,3	18	5,5	1,3
ТМ-2500/6-10	2500	6; 10	0,4; 0,69	4,6	25	5,5	1,0
Трансформаторы для комплектных подстанций							
ТСЗ-160/6-10	160	6; 10	0,23; 0,4; 0,69	0,7	2,7	5,5	4,0
ТСЗ-250/6-10	250	6; 10	0,23; 0,4; 0,69	1,0	3,8	5,5	3,5
ТСЗ-400/6-10	400	6; 10	0,23; 0,4; 0,69	1,3	5,4	5,5	3,0
ТСЗ-630/6-10	630	6; 10	0,4; 0,69	2,0	7,3	5,5	1,5
ТСЗ-1000/6-10	1000	6; 10	0,4; 0,69	3,0	11,2	5,5	1,5
ТСЗ-1600/6-10	1600	6; 10	0,4; 0,69	4,2	16	5,5	1,5
ТМЗ-630/6-10	630	6; 10	0,4	2,3	8,5	5,5	3,2
ТМЗ-1000/6-10	1000	6; 10	0,4	2,45	12,2	5,5	1,4
ТМЗ-1600/6-10	1600	6; 10	0,4	3,3	18	5,5	1,3
ТМФ-160/6-10	160	6; 10	0,4; 0,69	0,51	3,1	4,5	2,4
ТМФ-250/6-10	250	6; 10	0,4; 0,69	0,74	4,2	4,5	2,3
ТМФ-400/6-10	400	6; 10	0,4; 0,69	0,95	5,9	4,5	2,1
ТМФ-630/6-10	630	6; 10	0,4; 0,69	1,31	8,5	5,5	2

Минимальное число цеховых трансформаторов  $N_{\min}$  одинаковой мощности  $S_{\text{ном.т}}$ , предназначенных для питания технологически связанных нагрузок, определяют по формуле

$$N_{\min} = P_{\text{см}} / (K_3 \cdot S_{\text{ном.т}}) + \Delta N, \quad (4.4)$$

где  $P_{\text{см}}$  – средняя активная мощность технологически связанных нагрузок за наиболее нагруженную смену;  $K_3$  – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора;  $\Delta N$  – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов  $N_{\text{опт}}$  определяется удельными затратами  $Z^*$  на передачу реактивной мощности и отличается от  $N_{\min}$  на величину  $m$



$$N_{\text{опт}} = 3_{\text{нп}} + m, \quad (4.5)$$

где  $m$  – дополнительно установленные трансформаторы;

$$3^* = K_3(3_{\text{нк}} - 3_{\text{вк}})/3_{\text{тп}} = K_3 \cdot 3_{\text{тп}}^* ;$$

где  $3_{\text{нк}}$ ,  $3_{\text{вк}}$ ,  $3_{\text{тп}}$  – соответственно усредненные приведенные затраты на НБК, батареи конденсаторов напряжением выше 1000 В (ВБК) и цеховые ТП;

$$3_{\text{тп}}^* = (3_{\text{нк}} - 3_{\text{вк}})/3_{\text{тп}},$$

где  $3_{\text{нк}}$ ,  $3_{\text{вк}}$ ,  $3_{\text{тп}}$  определяют по выражению

$$3 = E_n \cdot K + I, \quad (4.6)$$

где  $E_n$  – нормативный коэффициент экономической эффективности;  $K$  – единовременные капитальные вложения, тыс.руб./г.;  $I$  – ежегодные издержки производства, тыс. руб./г.

При известных составляющих  $3_{\text{тп}}^*$  оптимальное число трансформаторов рекомендуют определять по кривым ([рис. 4.1](#)) следующим образом:

- 1) по значениям  $N_{\text{мин}}$  и  $3_{\text{тп}}^*$  находят расчетную точку А;
- 2) по значениям  $N_{\text{мин}}$  и  $\Delta N$  находят расчетную точку Б;
- 3) если точка А, расположенная в зоне  $m$  графика, оказывается правее точки Б этой же зоны, то к  $N_{\text{мин}}$  прибавляется число  $m$ , в противном случае число  $(m - 1)$ .

При отсутствии достоверных стоимостных показателей для практических расчетов допускается считать  $3_{\text{тп}}^* = 0,5$  и тогда  $N_{\text{опт}}$  определять по ([4.5](#)), принимая значения  $m$  в зависимости от  $N_{\text{мин}}$  и  $\Delta N$  по [рис. 4.2](#).

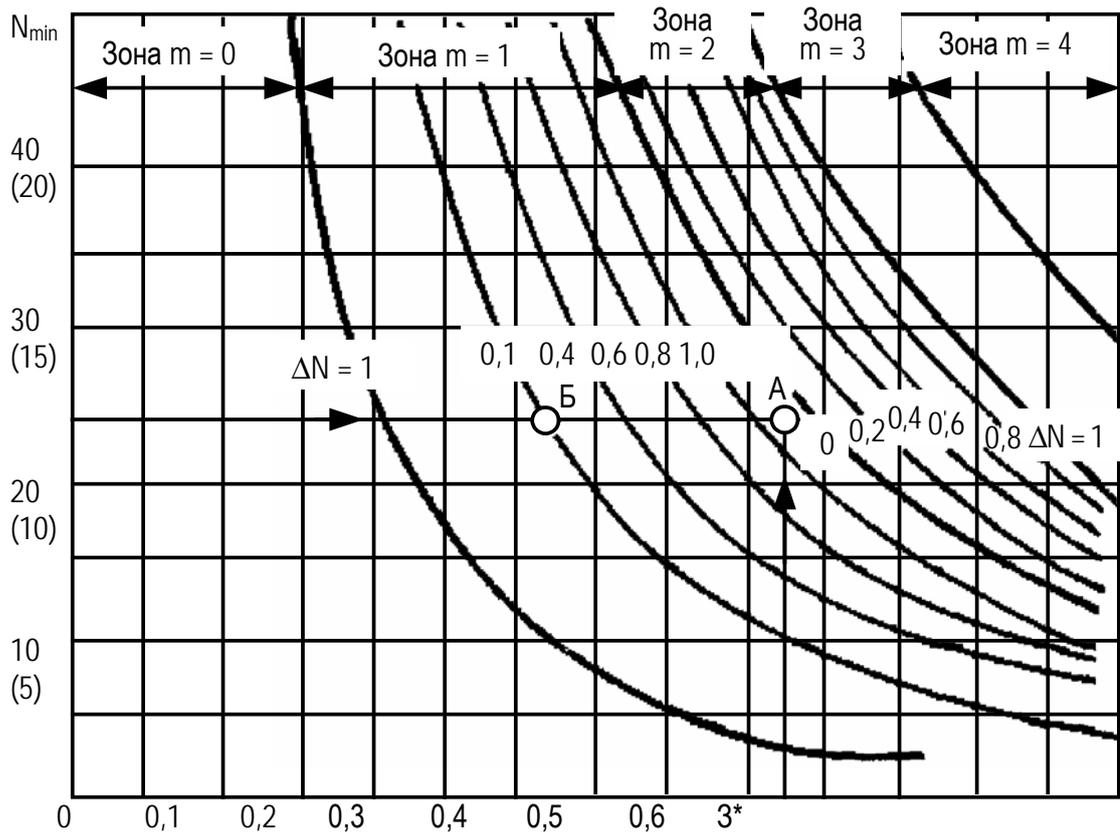


Рис. 4.1. Кривые определения дополнительного числа трансформаторов по фактическим  $Z^*$  при  $K_3 = 0,7-0,8$  (значение  $N_{\min}$  в скобках для  $K_3 = 0,9-1$ )

При трех трансформаторах и менее их мощность выбирается по средней активной мощности за наиболее загруженную смену  $P_{см}$ :

$$S_{ном.т} \geq N_{см} (Z_{з \cdot опт}). \quad (4.7)$$

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1000 В, определяют по формуле

$$Q_{махопт} = \sqrt{(N_{ном.т} \cdot K \cdot S_{см})^2 - P^2}. \quad (4.8)$$

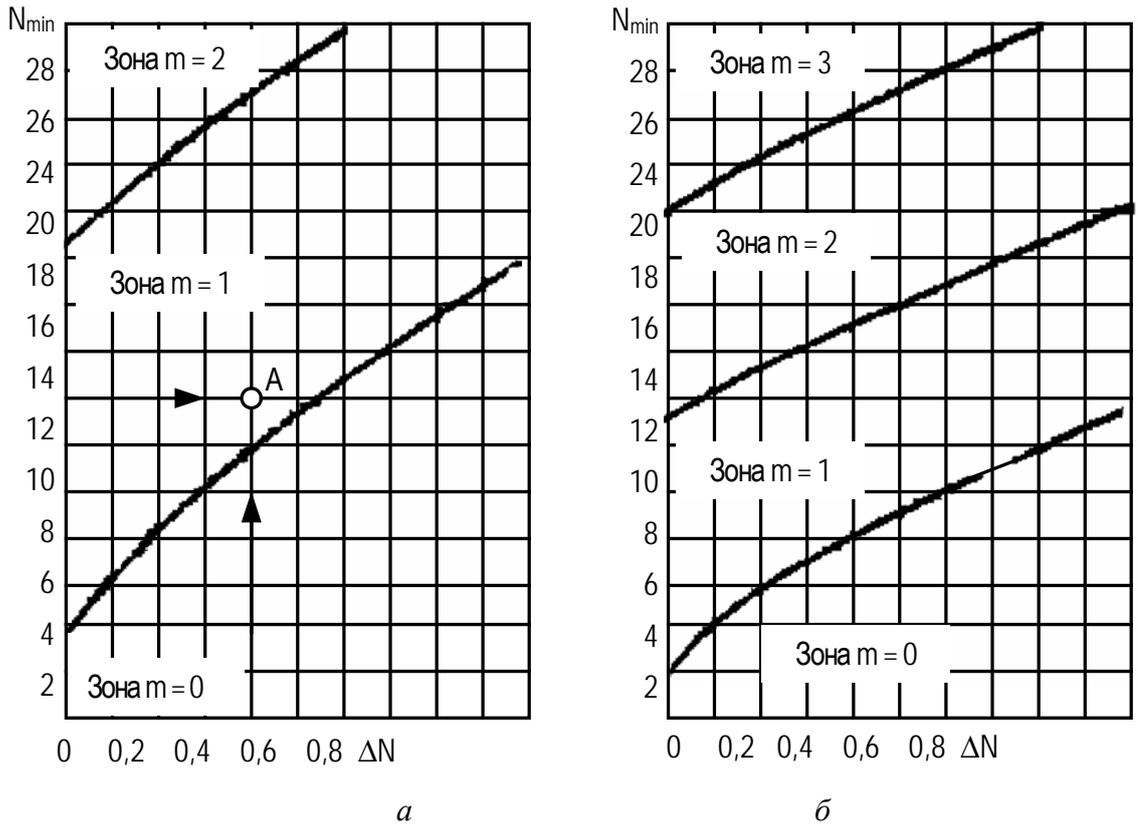


Рис. 4.2. Зоны для определения дополнительного числа трансформаторов:  
 а –  $K_3 = 0,7-0,8$ ; б –  $K_3 = 0,9-1$

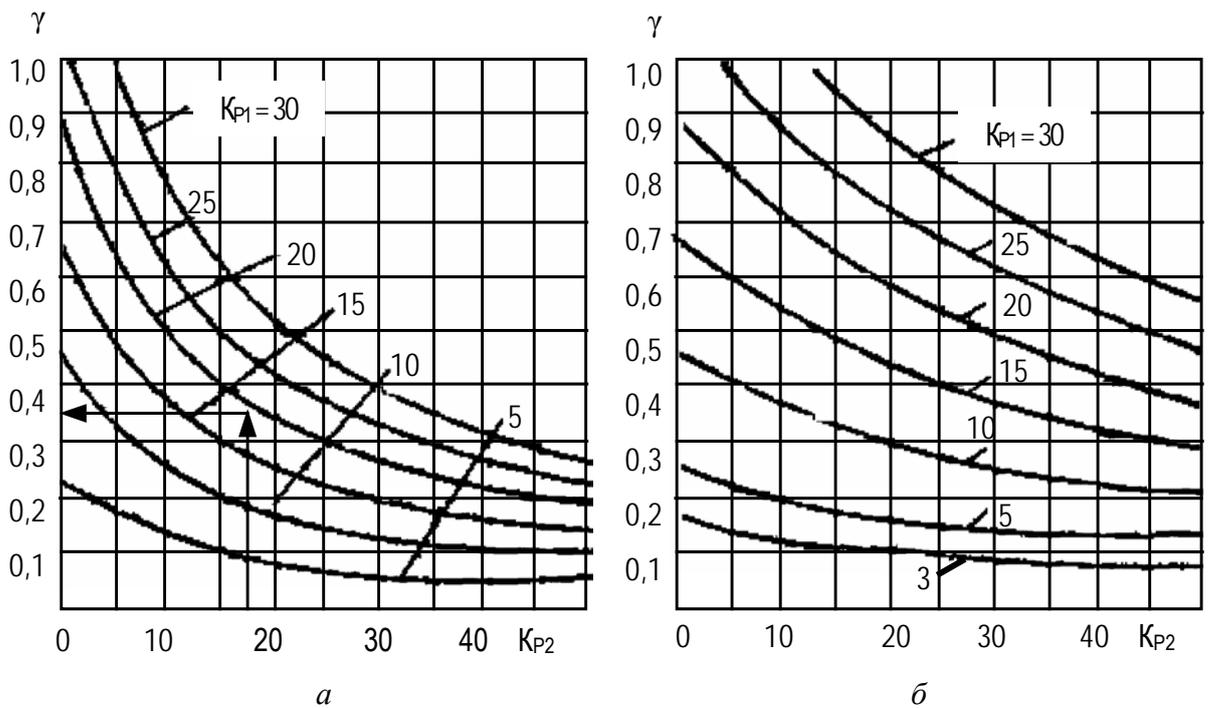


Рис. 4.3. Кривые определения коэффициента  $\gamma$  для радиальной схемы питания трансформаторов напряжением 6 (а) и 10 кВ (б)

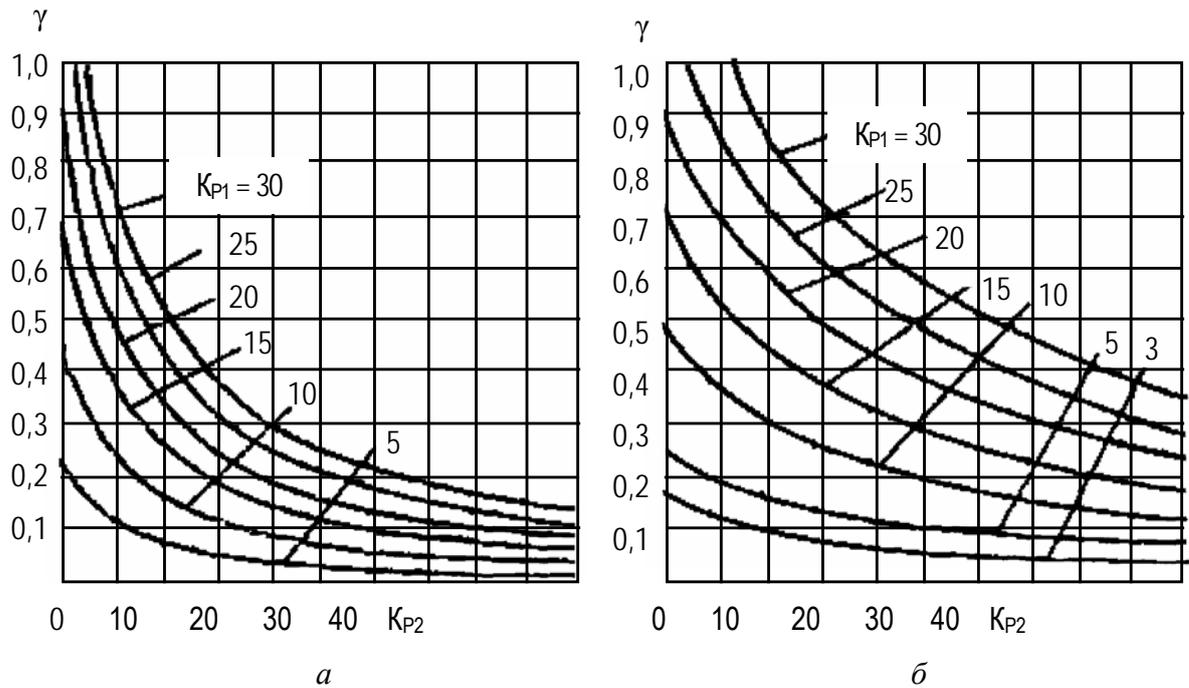


Рис. 4.4. Кривые определения коэффициента  $\gamma$  для магистральной схемы питания трансформаторов при напряжении сети 6 (а) и 10 кВ (б)

Таблица 4.2

Значения коэффициента  $K_{p1}$  для энергосистем

Энергосистема	Количество рабочих смен	Расчетный коэффициент удельных потерь $K_{p1}$	Расчетная стоимость потерь $C_{пт}$ , у.е./кВт
Центра, Северо-Запада, Юга	1	24	52
	2	12	106
	3	11	112
Средней Волги	1	19	64
	2	13	93
	3	12	106
Урала	1	22	56
	2	14	91
	3	11	117
Северного Кавказа, Закавказья	1	14	89
	2	13	95
	3	12	103
Сибири	1	15	85
	2	15	85
	3	15	85
Дальнего Востока	1	9	136
	2	9	136
	3	9	136

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1000 В составит

$$Q_{\text{нк1}} = Q_{\text{см}} - Q_{\text{max } m} \quad (4.9)$$

где  $Q_{\text{см}}$  – суммарная средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену на напряжение до 1000 В.

Если в расчетах окажется, что  $Q_{\text{нк1}} < 0$ , то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется (составляющая  $Q_{\text{нк1}}$  будет равна нулю).

Дополнительная мощность  $Q_{\text{нк2}}$  НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле

$$Q_{\text{нк2}} = Q_{\text{см}} - Q_{\text{нк1}} - \gamma \cdot N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{ном.т}}, \quad (4.10)$$

где  $\gamma$  – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров  $K_{\text{р1}}$  и  $K_{\text{р2}}$  и схемы питания цеховой ТП (для радиальной схемы  $\gamma$  определяют по [рис. 4.3](#); для магистральной схемы с двумя трансформаторами – [рис. 4.4](#); для магистральной схемы с тремя и более трансформаторами  $\gamma = K_{\text{р1}}/30$ ; для двухступенчатой схемы питания трансформаторов от РП 6–10 кВ, на которых отсутствуют источники реактивной мощности –  $\gamma = K_{\text{р1}}/60$ ).

Значения  $K_{\text{р1}}$  зависят от удельных приведенных затрат на НБК и ВБК и потерь активной мощности

$$K_{\text{р1}} = (Z_{\text{нк}} - Z_{\text{вк}}) / C_{\text{рп}} \cdot 10^3, \quad (4.11)$$

где  $Z_{\text{нк}}$ ,  $Z_{\text{вк}}$  – удельные приведенные затраты соответственно на НБК и ВБК;  $C_{\text{рп}}$  – расчетная стоимость потерь, по [табл. 4.2](#) (только для расчета компенсации реактивной мощности).

При отсутствии достоверных данных показателей  $Z_{\text{нк}}$  и  $Z_{\text{вк}}$  для практических расчетов  $K_{\text{р1}}$  следует принимать по [табл. 4.2](#).

Значения  $K_{\text{р2}}$  определяют по формуле

$$K_{\text{р2}} = l S_{\text{ном.т}} / s, \quad (4.12)$$

где  $s$  – сечение питающей линии;  $l$  – длина линии (при магистральной схеме с двумя трансформаторами – длина участка, км, до первого трансформатора).

При отсутствии соответствующих данных допускается значение  $K_{\text{р2}}$  принимать по [табл. 4.3](#).

Таблица 4.3

Значения коэффициента  $K_{p2}$

Мощность трансформатора $S_{\text{ном.т}}$ , кВА	Коэффициент $K_{p2}$ при длине питающей линии 1 км				
	до 0,5	0,5–1,0	1–1,5	1,5–2	Выше 2
400	2	4	7	10	17
630	2	7	10	15	27
1000	2	7	10	15	27
1600	3	10	17	23	40
2500	5	16	26	36	50

Если в расчетах окажется, что  $Q_{\text{нк2}} < 0$ , то для данной группы трансформаторов реактивная мощность  $Q_{\text{нк2}}$  принимается равной нулю.

**Пример 4.1.** Выбрать число и мощность силовых трансформаторов для механического цеха с учетом компенсации реактивной мощности. Средние активная и реактивная нагрузки цеха за наиболее загруженную смену составляют:  $P_{\text{см}} = 9950$  кВт,  $Q_{\text{см}} = 8680$  квар. Напряжение питающей сети 10 кВ. Цех работает в две смены, завод расположен в Сибири. Удельная плотность нагрузки цеха  $0,25$  кВА/м<sup>2</sup>, потребители цеха относятся ко II категории по надежности. Цеховые трансформаторы питаются по магистральной схеме, длина линий в пределах 2 км.

**Решение.** 1. Учитывая удельную плотность нагрузки, выбираем к установке трансформаторы с номинальной мощностью 1600 кВА и с коэффициентом загрузки 0,8.

Определяем минимальное число цеховых трансформаторов

$$N_{\text{минсм}} = P / (K_{\text{ном.т}} \cdot S) + \Delta N = 9950 / (0,8 \cdot 1600) + 0,23 = 8.$$

2. Оптимальное число трансформаторов:

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{мин}} + m = 8 + 0 = 8,$$

где  $m$  определено по рис. 4.5, а.

3. Находим по (4.8) наибольшую реактивную мощность (квар), которую целесообразно передать через 8 трансформаторов:

$$Q_{\text{махопт}} = \sqrt{(N_{\text{ном.т}} \cdot K \cdot S_{\text{см}})^2 - P^2} = \sqrt{(8 \cdot 0,8 \cdot 1600)^2 - 9950^2} = 2419,73.$$

5. Определяем мощность  $Q_{\text{нк1}}$  (квар) по (4.9):



$$Q_{\text{нк1}} = Q_{\text{см}} - Q_{\text{макс } m} = 8680 - 2419,73 = 6260,27 .$$

6. Находим дополнительную мощность  $Q_{\text{нк2}}$  (квар) по (4.10)

$$Q_{\text{нк2}} = Q_{\text{см}} - Q_{\text{нк1}} - \gamma \cdot N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{ном.т}} = 8680 - 6260,27 - 0,3 \cdot 8 \cdot 1600 = -1420,27 ,$$

где  $\gamma = 0,3$  согласно рис. 4.7, б при  $K_{p1} = 15$  (табл. 4.2) и  $K_{p2} = 23$  (табл. 4.3).

7. Суммарная мощность (квар) НБК цеха равна

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{нк1}} + Q_{\text{нк2}} = 6260,27 + 0 = 6260,27 .$$

8. Считая, что нагрузка распределена между трансформаторами равномерно, выбираем 8 НБК с единичной фактической мощностью. Суммарную мощность НБК распределяем пропорционально нагрузкам трансформаторов, выбираем марку НБК и определяем фактическую мощность  $Q_{\text{нк } \phi}$  согласно справочным данным (табл. 4.4).

Таблица 4.4

Исходные и расчетные параметры к примеру 4.1

Трансформатор	Расчетная нагрузка $Q_{\text{см}}$ , квар	Расчетная мощность $Q_{\text{нк}}$ , квар	Количество и марка НБК	Фактическая мощность НБК, квар
1Т	1085	782,533	225×3+30	705
2Т	1085	782,533		705
3Т	1085	782,533	300×2+150	750
4Т	1085	782,533	536+225	787,5
5Т	1085	782,533		736
6Т	1085	782,533	300+200+180	680
7Т	1085	782,533	300×2+200+150	950
8Т	1085	782,533		950
Итого	8680	6260,27		6263,5

**Задание 4.1.** Выбрать число и мощность силовых трансформаторов для механического цеха с учетом компенсации реактивной мощности. Варианты исходных данных для расчета приведены в табл. 4.5, напряжение питающей сети 10 кВ, завод расположен в Сибири.

Исходные данные к заданию 4.1

Вариант	P, кВт	Q, квар	$\sigma$ , кВА/м	Колич. смен	Категория	Схема питания трансформаторов	Длина питающей линии I км
1	10150	8960	0,19	2	II	Магистральная	1,2
2	7560	5400	0,25	3	I	Радиальная	2
3	9600	5200	0,15	3	II	Магистральная	1,5
4	6200	4900	0,14	2	II	Магистральная	0,5
5	11200	8500	0,27	3	I	Радиальная	1
6	10400	7800	0,3	3	I	Радиальная	1,3
7	8400	5600	0,18	2	II	Магистральная	1,8
8	9200	6500	0,15	2	II	Магистральная	2
9	9850	7120	0,26	2	II	Магистральная	0,7
10	10100	6400	0,4	2	I	Радиальная	0,8
11	8900	6200	0,3	3	I	Радиальная	0,9
12	12100	7500	0,2	3	I	Радиальная	1,1
13	11900	7900	0,15	3	II	Магистральная	1,3
14	12050	6900	0,21	2	II	Магистральная	1,4
15	8130	6100	0,24	3	II	Магистральная	1,6
16	9130	5400	0,3	2	II	Магистральная	1,7
17	7950	4200	0,4	2	I	Радиальная	2
18	9400	3900	0,23	2	I	Радиальная	0,6
19	10540	6900	0,19	3	I	Радиальная	1
20	11050	5100	0,22	2	II	Магистральная	0,8
21	11650	6110	0,15	2	II	Магистральная	1,4
22	9980	7400	0,2	3	II	Магистральная	1,5
23	8890	4950	0,25	3	II	Магистральная	0,5
24	7950	3950	0,3	2	I	Радиальная	0,8
25	8100	4900	0,23	2	II	Магистральная	1,8
26	10030	7500	0,18	2	I	Радиальная	2
27	9750	4100	0,24	3	I	Радиальная	1,1
28	12110	7900	0,21	3	II	Магистральная	1,5
29	9350	4900	0,31	2	II	Магистральная	1,3
30	11900	6900	0,2	2	II	Магистральная	1,2

## 5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) необходим для выбора аппаратуры и проверки элементов электроустановок (шин, изоляторов, кабелей и т. д.) на электродинамическую и термическую устойчивость, а также выбора уставок срабатывания защит и проверки их на чувствительность срабатывания. С целью упрощения расчетов токов КЗ для решения большинства практических задач вводят допущения, которые не дают существенных погрешностей [15]:

трехфазная сеть принимается симметричной;

не учитываются токи нагрузки;

не учитываются емкости, а следовательно, и емкостные токи в воздушной и кабельной сетях;

не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

не учитываются токи намагничивания трансформаторов.

При определении токов КЗ используют, как правило, один из двух методов:

**метод именованных единиц** – в этом случае параметры схемы выражают в именованных единицах (омах, амперах, вольтах и т. д.);

**метод относительных единиц** – в этом случае параметры схемы выражают в долях или процентах от величины, принятой в качестве основной (базисной).

Метод именованных единиц применяют при расчетах токов КЗ сравнительно простых электрических схем с небольшим числом ступеней трансформации.

Метод относительных единиц используют при расчете токов КЗ в сложных электрических сетях с несколькими ступенями трансформации, присоединенных к районным энергосистемам.

Если расчет выполняют в именованных единицах, то для определения токов КЗ необходимо привести все электрические величины к напряжению ступени, на которой имеет место КЗ.

При расчете в относительных единицах все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность одного трансформатора ГПП или условную единицу мощности, например, 100 или 1000 МВА.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой произошло КЗ ( $U_{cp} = 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230$  кВ). Сопротивления элементов системы электроснабжения приводят к базисным условиям в соответствии с [табл. 5.1](#).

Таблица 5.1

Средние удельные значения индуктивных сопротивлений воздушных и кабельных линий электропередачи

Линия электропередачи	$x_{уд}$ , Ом/км
Одноцепная воздушная линия, кВ:	
6–220	0,4
220–330 (при расщеплении на два провода в фазе)	0,325
400–500 (при расщеплении на три провода в фазе)	0,307
750 (при расщеплении на четыре провода в фазе)	0,28
Трехжильный кабель, кВ:	
6–10	0,08
35	0,12
Одножильный маслонаполненный кабель 110–220 кВ	0,16

Расчет токов КЗ начинают с составления расчетной схемы электроустановки. По расчетной схеме составляется электрическая схема замещения. На [рис. 5.1](#) приведен пример расчетной схемы, а на [рис. 5.2](#) – соответствующая ему схема замещения.

При составлении схемы замещения для электроустановок выше 1000 В учитывают индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий. Средние удельные значения индуктивных сопротивлений воздушных и кабельных линий электропередачи приведены в [табл. 5.2](#). Активные сопротивления учитывают только для воздушных линий с проводами небольшого сечения и со стальными проводами, а также для протяженных кабельных линий с небольшим сечением.

Активное сопротивление трансформаторов учитывают в случае, когда среднее номинальное напряжение ступени, где находится точка короткого замыкания,  $U_{cp} \leq 500$  В и мощность трансформатора  $S_{ном.т} < 1000$  кВА или питающая и отходящая линии выполнены из стальных проводов [19].

После составления схемы замещения необходимо определить ее параметры. Формулы для определения параметров схемы замещения приведены в [табл. 5.2](#).

Далее схему замещения путем постепенного преобразования приводят к простейшему виду так, чтобы источник питания был связан с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением. Преобразования схемы замещения производятся для каждой точки КЗ отдельно.

Зная результирующее сопротивление до точки КЗ, по закону Ома определяют токи КЗ [8].

При расчете в именованных единицах

$$I_{кз} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot Z_{рез}}, \quad (5.1)$$

где  $I_{кб}$  – ток КЗ, приведенный к базисной ступени напряжения;  $U_б$  – напряжение базисной ступени напряжения;  $Z_{рез}$  – полное сопротивление (если учитываются индуктивные и активные сопротивления) от источника питания до точки КЗ.

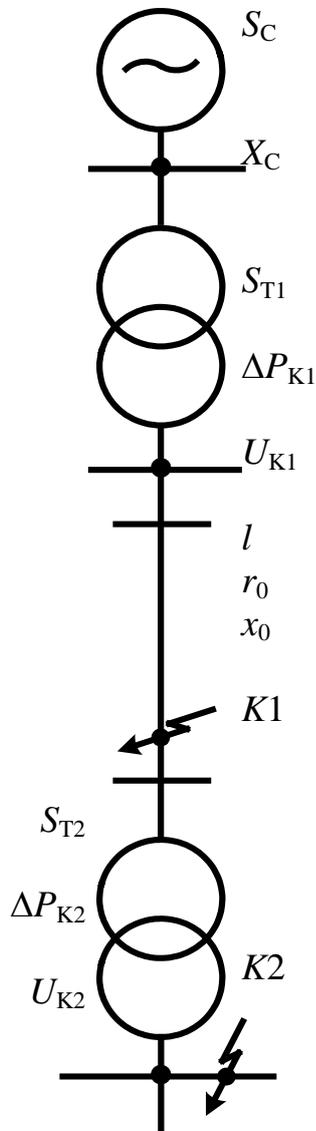


Рис. 5.1. Расчетная схема

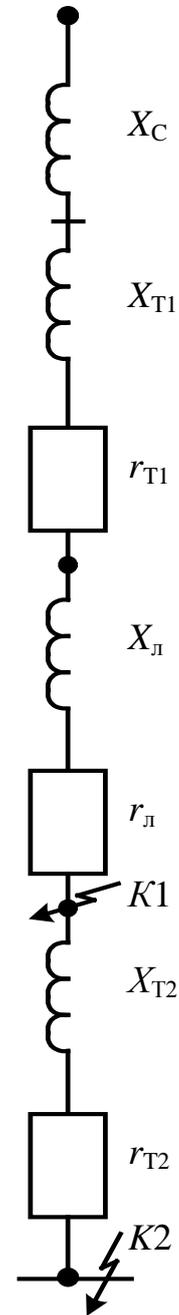


Рис. 5.2. Схема замещения

Расчетные выражения для определения приведенных значений сопротивлений

Элемент электроустановки	Исходный параметр	Именованные единицы, Ом	Относительные единицы, о.е.
1	2	3	4
Генератор (G)	$x''_{d_*\text{НОМ}} ; S_{\text{НОМ}G}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$x_{\bar{6}} = x''_{d_*\text{НОМ}} \cdot \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{\text{НОМ}G}}$	$x_{*6} = x''_{d_*\text{НОМ}} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{НОМ}G}}$
	$x''_d, \%; S_{\text{НОМ}G}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$x_{\bar{6}} = \frac{x''_d \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{\text{НОМ}G}}$	$x_{*6} = \frac{x''_d \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{НОМ}G}}$
Энергосистема (C)	$S_K, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$x_{\bar{6}} = \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_K}$	$x_{*6} = \frac{S_{\bar{6}}}{S_K}$
	$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}, \text{кА}$	$x_{\bar{6}} = \frac{U_{\bar{6}}^2}{\sqrt{3}I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}U_{\text{ср}}}$	$x_{*6} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3}I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}U_{\text{ср}}}$
	$x_{*\text{НОМ}C}; S_{\text{НОМ}C}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$x_{\bar{6}} = x_{*\text{НОМ}C} \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{\text{НОМ}C}}$	$x_{*6} = x_{*\text{НОМ}C} \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{НОМ}C}}$
Трансформатор (T)	$u_K, \%; S_{\text{НОМ.T}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$x_{\bar{6}} = \frac{u_K \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{\text{НОМ.T}}}$	$x_{*6} = \frac{u_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{НОМ.T}}}$
Автотрансформатор и трехобмоточный трансформатор (Т) (схема замещения – звезда)	$u_{K,B-C}, \%; u_{K,B-H}, \%; u_{K,C-H}, \%; S_{\text{НОМ}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$x_{\bar{6}B} = \frac{1}{200} (u_{K,B-C} + u_{K,B-H} - u_{K,C-H}) \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{\text{НОМ.T}}};$ $x_{\bar{6}C} = \frac{1}{200} (u_{K,B-C} + u_{K,C-H} - u_{K,B-H}) \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{\text{НОМ.T}}};$ $x_{\bar{6}H} = \frac{1}{200} (u_{K,B-H} + u_{K,C-H} - u_{K,B-C}) \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{\text{НОМ.T}}}$	$x_{*6B} = \frac{1}{200} (u_{K,B-C} + u_{K,B-H} - u_{K,C-H}) \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{НОМ.T}}};$ $x_{*6C} = \frac{1}{200} (u_{K,B-C} + u_{K,C-H} - u_{K,B-H}) \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{НОМ.T}}};$ $x_{*6H} = \frac{1}{200} (u_{K,B-H} + u_{K,C-H} - u_{K,B-C}) \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{НОМ.T}}}$



1	2	3	4
Трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения (Т)	$U_{к,В-Н}, \%$ ; $S_{НОМ.Т}, МВ\cdot А$	$x_{\delta B} = \left( \frac{u_{к,В-Н}}{100} - 0,5 \frac{u_{к,Н1-Н2}}{100} \right) \frac{U_{\delta}^2}{S_{НОМ.Т}};$ $x_{\delta 1} = x_{\delta 2} = \frac{2u_{к,В-Н}}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{НОМ.Т}}$	$x_{*\delta B} = \left( \frac{u_{к,В-Н}}{100} - 0,5 \frac{u_{к,Н1-Н2}}{100} \right) \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ.Т}};$ $x_{*\delta 1} = x_{*\delta 2} = \frac{2u_{к,В-Н}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ.Т}}$
Синхронные и асинхронные электродвигатели, компенсаторы (М)	$x_d'';$ $S_{НОМ.М}, МВ\cdot А$	$x_{\delta} = x_d'' \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{НОМ.М}}$	$x_{*\delta} = x_d'' \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ.М}}$
Реактор (LR)	$x_{НОМ.LR}, Ом$	$x_{\delta} = x_{НОМ.LR} \frac{U_{\delta}^2}{U_{ср}^2}$	$x_{*\delta} = x_{НОМ.LR} \frac{S_{\delta}}{U_{ср}^2}$
Линия электропередачи (W)	$x_{уд}, Ом/км;$ $l, км$	$x_{\delta} = x_{уд} \cdot l \frac{U_{\delta}^2}{U_{ср}^2}$	$x_{*\delta} = x_{уд} \cdot l \frac{S_{\delta}}{U_{ср}^2}$

Примечание:  $S_{НОМ}$  – номинальные мощности элементов (генератора, трансформатора, энергосистемы), МВА;  $S_{\delta}$  – базисная мощность, МВ·А;  $S_{к}$  – мощность КЗ энергосистемы, МВ·А;  $I_{ОТКЛ.НОМ}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА;  $x_{*НОМ С}$  – относительное номинальное сопротивление энергосистемы;  $u_{к}\%$  – напряжение КЗ трансформатора;  $I_{\delta}$  – базисный ток, кА;  $U_{ср}$  – среднее напряжение в месте установки данного элемента, кВ;  $x_{уд}$  – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;  $l$  – длина линии, км.



Если напряжение ступени КЗ отличается от напряжения, принятого при расчете за базисное напряжение, полученный ток КЗ необходимо привести к реальному напряжению ступени КЗ по выражению

$$I_{\text{к}} = I_{\text{кб}} \frac{U_{\text{б}}}{U_{\text{срн}}}, \quad (5.2)$$

где  $U_{\text{срн}}$  – напряжение ступени КЗ.

При расчете в относительных единицах:

$$I_{\text{к}} = I_{\text{б}} / Z_{*\text{рез}}; \quad (5.3)$$

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}}. \quad (5.4)$$

где  $I_{\text{б}}$  – базисный ток той ступени, на которой определяют ток КЗ;  $Z_{*\text{рез}}$  – полное приведенное сопротивление от источника питания до точки КЗ;  $S_{\text{б}}$  – базисная мощность.

При расчете токов КЗ в большинстве случаев требуется знать следующие значения:

$I_{\text{по}}(I'')$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ (сверхпереходной ток);

$i_{\text{у}}$  – ударный ток КЗ;

$I_{\text{у}}$  – действующее значение полного тока КЗ за первый период;

$I_{\infty}$  – ток установившегося режима;

$I_{\text{пт}}$  – периодическая составляющая тока КЗ в момент времени  $t = \tau$ .

### 5.1. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках напряжением выше 1000 В

Расчет токов КЗ в установках напряжением выше 1000 В имеет ряд особенностей по сравнению с расчетом токов КЗ в установках напряжением до 1000 В. Эти особенности заключаются в следующем:

активные сопротивления элементов системы электроснабжения при определении тока КЗ не учитывают, если выполняется условие  $r_{\Sigma} < (x_{\Sigma}/3)$ , где  $r_{\Sigma}$  и  $x_{\Sigma}$  – суммарные активные и реактивные сопротивления элементов системы электроснабжения до точки КЗ;

при определении токов КЗ учитывают подпитку от двигателей высокого напряжения; подпитку от синхронных двигателей учитывают как в ударном, так и в отключаемом токе КЗ; подпитку от асинхронных двигателей – только в ударном токе КЗ.

Для систем электроснабжения промышленных предприятий типичным случаем является питание от источника неограниченной мощности. В этом случае можно считать, что в точке КЗ амплитуда периодической составляющей тока КЗ во времени не изменяется, а следовательно, остается также неизменным в течение всего процесса КЗ и ее действующее значение  $I_{по} = I_{пт} = I_{\infty}$ .

Это равенство также справедливо при КЗ в удаленных точках сети, когда результирующее сопротивление, приведенное к номинальной мощности источников питания больше 3,0 [19], то есть когда нельзя пользоваться расчетными кривыми.

Рассмотрим расчет токов КЗ при питании предприятия от системы бесконечной мощности. Обычно мощность питающей системы и ее сопротивление неизвестны, а в качестве исходных данных принимают одно из условий [8]:

если мощность системы не ограничена ( $S_c = \infty$ ), точка КЗ значительно удалена от источника питания, то сопротивление системы до точки присоединения потребителей принимают равным нулю;

если известны значения сверхпереходного  $I''$  и установившегося  $I_{\infty}$  токов КЗ на шинах подстанции, питающей предприятие, то сопротивление системы до точки КЗ определяют по значениям этих токов;

если известны типы выключателей, установленных на подстанции, питающей предприятие, то принимают значение сверхпереходного тока на шинах подстанции равным току отключения выключателя, и по этому току определяют сопротивление системы от шин подстанции до источника неограниченной мощности.

Сопротивление системы  $x_{c*}$  в относительных единицах при заданных токах  $I''$  и  $I_{\infty}$  определяют в зависимости от параметра  $\beta'' = I''/I_{\infty}$  по расчетным кривым, приведенным на [рис. 5.3](#). Значения  $x_{c*} > 1$  следует принимать при  $\beta'' < 1$  только для удаленных от энергосистемы точек, например для кабельных и воздушных сетей напряжением 6–10 кВ, удаленных от источника питания несколькими трансформациями.

Если известны технические данные выключателя, установленного на подстанции, питающей предприятие, то сопротивление между источником неограниченной мощности и подстанцией, на которой установлен выключатель, определяют по номинальному току отключения выключателя  $I_{ном.откл}$  или по мощности отключения выключателя  $S_{ном.откл}$

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям электродинамической стойкости необходимо знать ударный ток, который определяют по формуле

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{по} \cdot K_{уд}, \quad (5.5)$$

где  $I_{по}$  – значение периодической составляющей в начальный момент времени;  $K_{уд}$  – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени  $T_a = x_n / (314 r_n)$ ;  $x_n$  и  $r_n$  – соответственно индуктивное и активное сопротивления цепи КЗ; значения  $K_{уд}$  приведены в [табл. 5.3](#) [3]. При вычислении токов

## 5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 5.1. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках напряжением выше 1000 В

КЗ в удаленных от генератора точках ударный коэффициент определяют по кривой зависимости  $K_{уд} = f(T_a)$  (рис. 5.3).

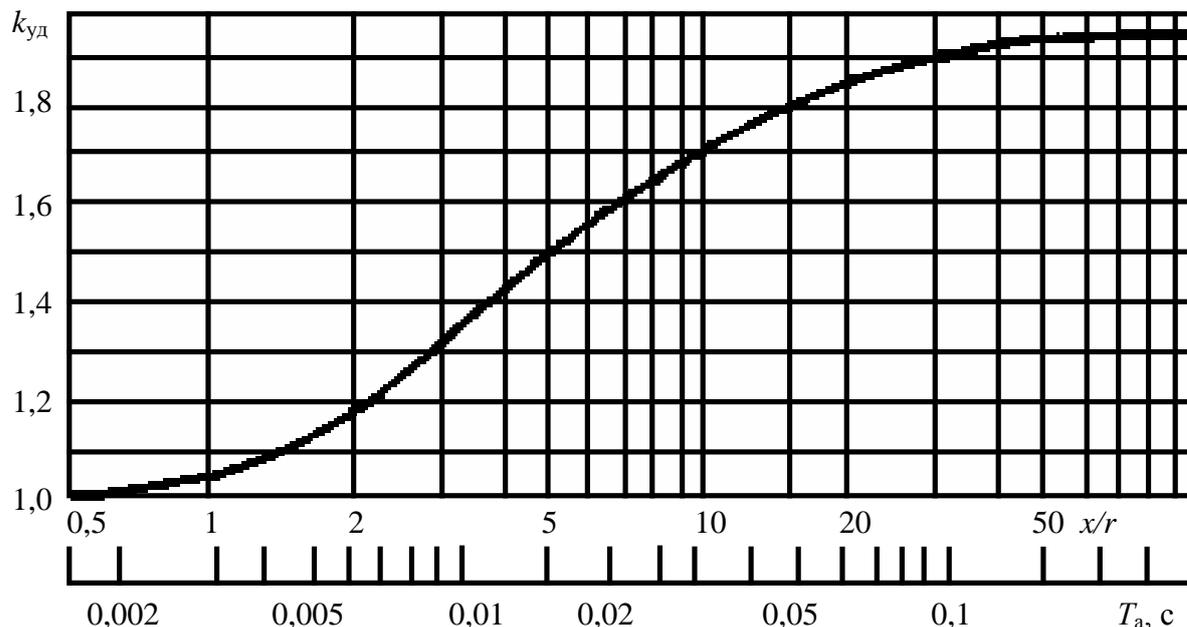


Рис. 5.3. Зависимость ударного коэффициента  $K_{уд}$  от постоянной времени  $T_a = x/r$

Таблица 5.3

#### Значения коэффициентов $K_{уд}$ , $q$

Место короткого замыкания	Коэффициенты	
	$K_{уд}$	$q$
Выводы явнополюсного генератора без успокоительной обмотки	1,95	1,68
То же с успокоительной обмоткой	1,93	1,65
Выводы турбогенератора	1,91	1,63
В цепи, когда не учитывается активное сопротивление	1,8	1,52
На низшей стороне трансформаторов:		
1600; 2500	1,4	—
630; 1000 кВА	1,3	—
100; 250; 400 кВА	1,2	1,09
Удаленные точки КЗ с учетом величины активного сопротивления	По рис. 5.1	

Действующее значение полного тока КЗ за первый период определяют по формуле

$$I_y = I_{по} \sqrt{1 + 2(K_{уд} - 1)^2}. \quad (5.6)$$

Подпитку от синхронных двигателей учитывают как в ударном, так и отключаемом токе КЗ. Учет подпитки двигателей осуществляют при непосредственной связи их с точкой КЗ или через непротяженную кабельную линию, токопровод, линейный реактор или двухобмоточный трансформатор. Полное начальное значение периодической составляющей тока КЗ при этом

определяют арифметическим суммированием токов КЗ от источника питания и синхронных двигателей. Сверхпереходный ток  $I''_{сд}$  синхронного двигателя (периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени) определяют из выражения [4]

$$I''_{сд} = \frac{E''_* \cdot I_{ном\ сд}}{x''_{*d}}, \quad (5.7)$$

где  $I_{ном\ сд}$  – номинальный ток двигателя, А;  $x''_{*d}$  – приведенное сверхпереходное сопротивление двигателя по продольной оси;  $E''_*$  – приведенное значение сверхпереходной ЭДС, отн. ед., в начальный момент КЗ, которое можно принимать по табл. 3.4 или определять по формуле

$$E''_* = \sqrt{\cos^2 \varphi_{ном} + (\sin \varphi_{ном} + x''_{*d})^2}, \quad (5.8)$$

где  $\cos \varphi_{ном}$  – номинальный коэффициент мощности в режиме перевозбуждения.

Ударный ток от синхронных двигателей определяют по (5.5), при этом значение  $K_{уд}$  при отсутствии точных данных ориентировочно можно принимать равным 1,82 для двигателей типа СДН.

Влияние асинхронных двигателей учитывают только в начальный момент времени и в тех случаях, когда они подключены непосредственно к месту КЗ [3].

Максимальный ток подпитки от асинхронных двигателей при трехфазном КЗ на их выводах определяют по формуле

$$I_{ад} = \sqrt{2} \frac{0,9}{x_{ад*}} I_{ном.ад}, \quad (5.9)$$

где  $x_{ад*}$  – расчетное индуктивное сопротивление двигателя, отн. ед. (если принять среднее значение  $x_{ад*} = 0,2$ , то в ориентировочных расчетах  $I_{ад}$  равно  $6,5 I_{ном.ад}$ ).

Таблица 5.4

Средние значения сверхпереходной ЭДС  $E''_*$  и сверхпереходного сопротивления  $x''_*$ , отнесенные к номинальной мощности источников питания

Источники питания	$E''_*$ , отн. ед.	$x''_*$ , отн. ед.
Турбогенератор до 100 МВт	1,08	0,125
Турбогенератор 100–500 МВт	1,13	0,2
Гидрогенератор с успокоительной обмоткой	1,13	0,2
Гидрогенератор без успокоительной обмотки	1,18	0,27
Синхронный компенсатор	1,2	0,2
Синхронный двигатель	1,1	0,2
Асинхронный двигатель	0,9	0,2

Если источником питания предприятия являются, кроме системы бесконечной мощности, генераторы, то в расчетах нельзя принимать равенство  $I_{по} = I_{\infty}$ , так как это приведет к большим погрешностям. Ток в начальный момент времени складывается из тока КЗ от системы бесконечной мощности и периодической слагающей тока КЗ от генераторов в момент времени  $t = 0$ . Преобразованная схема замещения относительно точки КЗ может в общем случае иметь любое количество ветвей, что определяется количеством источников питания. При наличии двух и более источников питания (или генерирующих ветвей – двигателей высокого напряжения в режиме КЗ) возможна их замена эквивалентным источником, если они находятся приблизительно в одинаковых условиях по отношению к месту КЗ. Объединение одноименных источников питания допустимо при условии

$$\frac{S_1 x_{1*}}{S_2 x_{2*}} = 0,4 - 2,5, \quad (5.10)$$

где  $S_1, S_2$  – мощность первого и второго источников питания;  $x_{1*}, x_{2*}$  – соответствующие сопротивления от источников питания до точки КЗ, приведенные к базисной мощности.

Если ЭДС источников не равны, но выполняется условие (5.11), то эквивалентную ЭДС для двух ветвей схемы замещения определяют по формуле

$$E_{\text{экв}*} = \frac{E_{1*} y_1 + E_{2*} y_2}{y_1 + y_2}, \quad (5.11)$$

где  $y_1 = 1/x_{1*}$ ;  $y_2 = 1/x_{2*}$ .

При равенстве  $E_{1*} = E_{2*}$  очевидно, что  $E_{\text{экв}*} = E_{1*} = E_{2*}$ .

При преобразовании схемы замещения часто возникает задача разделения так называемых связанных цепей (рис. 5.4, а). Для определения токов от каждого источника питания используют коэффициенты распределения. Исходную схему (рис. 5.4, а) приводят последовательно к лучевому виду (рис. 5.4, б, в).

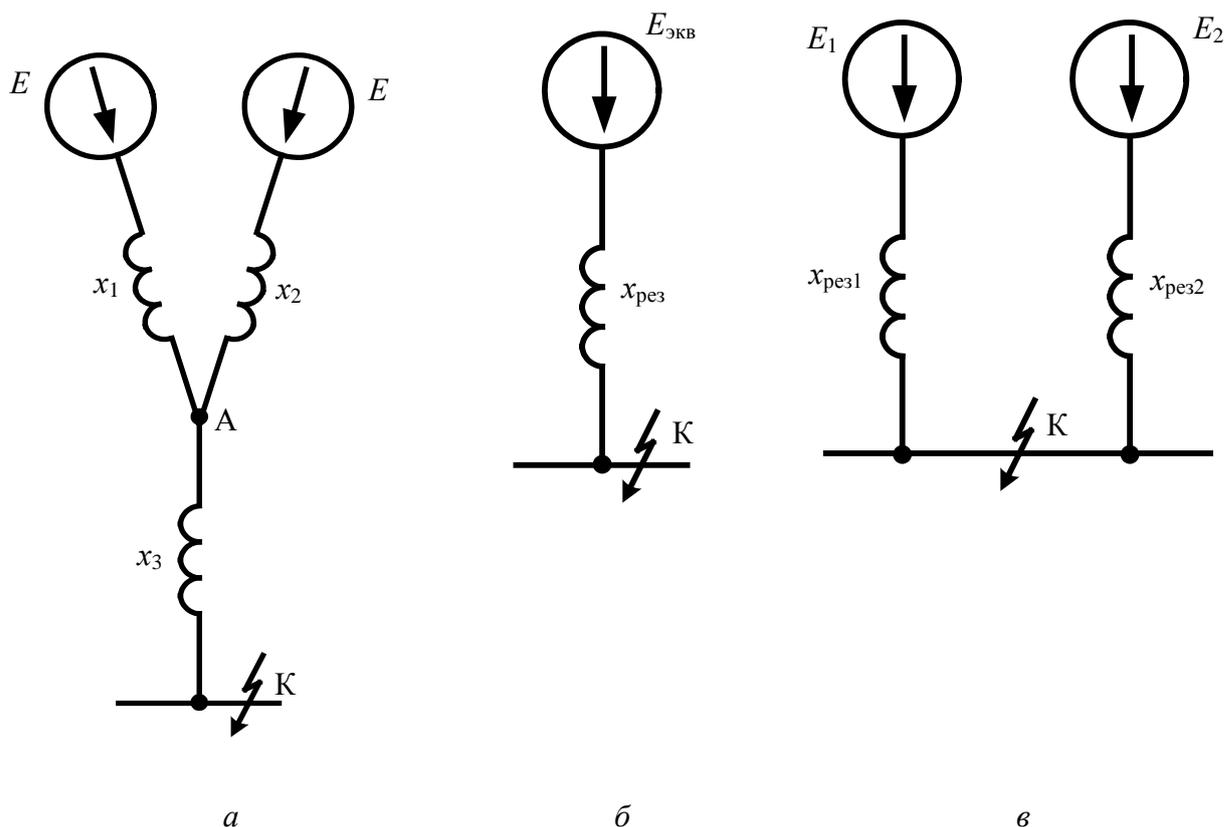


Рис. 5.4. Преобразование схемы замещения связанных цепей

Принимают значение периодической составляющей тока в рассматриваемой точке КЗ за единицу ( $I_{\text{по}^*} = 1$ ) и находят коэффициенты распределения  $K_p$ , определяющие долю участия в токе КЗ каждого источника питания. Для рассматриваемого случая двух ветвей  $K_{p1} + K_{p2} = 1$ . Учитывая эквивалентное сопротивление  $x_{\text{эКВ}^*}$  источников питания относительно общей точки А, коэффициенты распределения можно записать в следующем виде:

$$K_{p1} = I_{n1^*} = x_{\text{эКВ}^*} / x_{1^*}; \tag{5.12}$$

$$K_{p2} = I_{n2^*} = x_{\text{эКВ}^*} / x_{2^*},$$

где  $x_{\text{эКВ}^*} = x_{1^*}x_{2^*} / (x_{1^*} + x_{2^*})$ .

Результирующее сопротивление от источника питания до точки КЗ после преобразования схемы составит (рис. 5.4, б):

$$x_{\text{раз}^*} = (x_{\text{эКВ}^*} + x_{3^*}). \tag{5.13}$$

Токораспределение по ветвям должно быть неизменным до преобразования схемы и после, поэтому справедливы следующие равенства:

$$x_{рез1*} = x_{рез*} / K_{p1}; \quad (5.14)$$

$$x_{рез2*} = x_{рез*} / K_{p2}.$$

Периодическую составляющую тока в рассматриваемой точке КЗ определяют по формуле

$$I_{по} = \frac{E_*'' I_{б}}{x_{рез*}}, \quad (5.15)$$

где  $E_*''$  – ЭДС источника, отн. ед.;  $x_{рез*}$  – результирующее сопротивление цепи КЗ, приведенное к базисным условиям.

Токи в ветвях схемы замещения составят

$$I_{но1} = I_{по} K_{p1}; \quad (5.16)$$

$$I_{но1} = I_{по} K_{p1}.$$

Если на предприятии имеется свой источник питания (обычно ТЭС) или питание осуществляется от источников, расположенных вблизи данного предприятия, то  $I_{по} \neq I_{nt} \neq I_{\infty}$  и значение периодической слагающей тока КЗ в момент времени  $t$  следует определять по расчетным кривым.

**Пример 5.1.** Определить ток трехфазного КЗ в точках К1, К2, К3 (рис. 5.5, а). Питание осуществляется от системы бесконечной мощности. Параметры, необходимые для расчета, приведены на рис. 5.5. а. Проведем решение в относительных и именованных единицах.

#### Расчет примера в относительных единицах

1. Принимаем за базисные единицы  $S_б = 100$  МВ·А и средние напряжения ступеней  $U_{б1} = 37$ ;  $U_{б2} = 10,5$  кВ. Определяем базисные токи кА по (5.4),

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3}U_{б1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56;$$

$$I_{б2} = \frac{S_б}{\sqrt{3}U_{б2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5.$$

2. Составляем схему замещения (рис. 5.5, б) и определяем сопротивления элементов в базисных единицах в соответствии с табл. 5.1.

Трансформаторы Т1 и Т2:

$$x_{T1*} = \frac{u_{KT1}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ.Т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,167;$$

$$x_{T2*} = \frac{8}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,8.$$

Воздушная линия Л1:

$$x_{Л1*} = x_0 l \frac{S_6}{U_6^2} = 0,4 \cdot 6,7 \frac{100}{37^2} = 0,196;$$

$$r_{Л1*} = r_0 l \frac{S_6}{U_6^2} = 0,31 \cdot 6,7 \frac{100}{37^2} = 0,152.$$

Кабельные линии Л2, Л3:

$$x_{Л2*} = 0,62 \cdot 0,4 \frac{100}{10,5^2} = 0,225; \quad r_{Л2*} = 0,08 \cdot 0,4 \frac{100}{10,5^2} = 0,029;$$

$$x_{Л3*} = 0,62 \cdot 0,3 \frac{100}{10,5^2} = 0,169; \quad r_{Л3*} = 0,08 \cdot 0,3 \frac{100}{10,5^2} = 0,022.$$

Синхронный двигатель:

$$x''_{сд*} = x''_d \frac{S_6}{S_{НОМ.сд}} = 0,2 \frac{100}{1} = 20.$$

## 5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 5.1. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках напряжением выше 1000 В

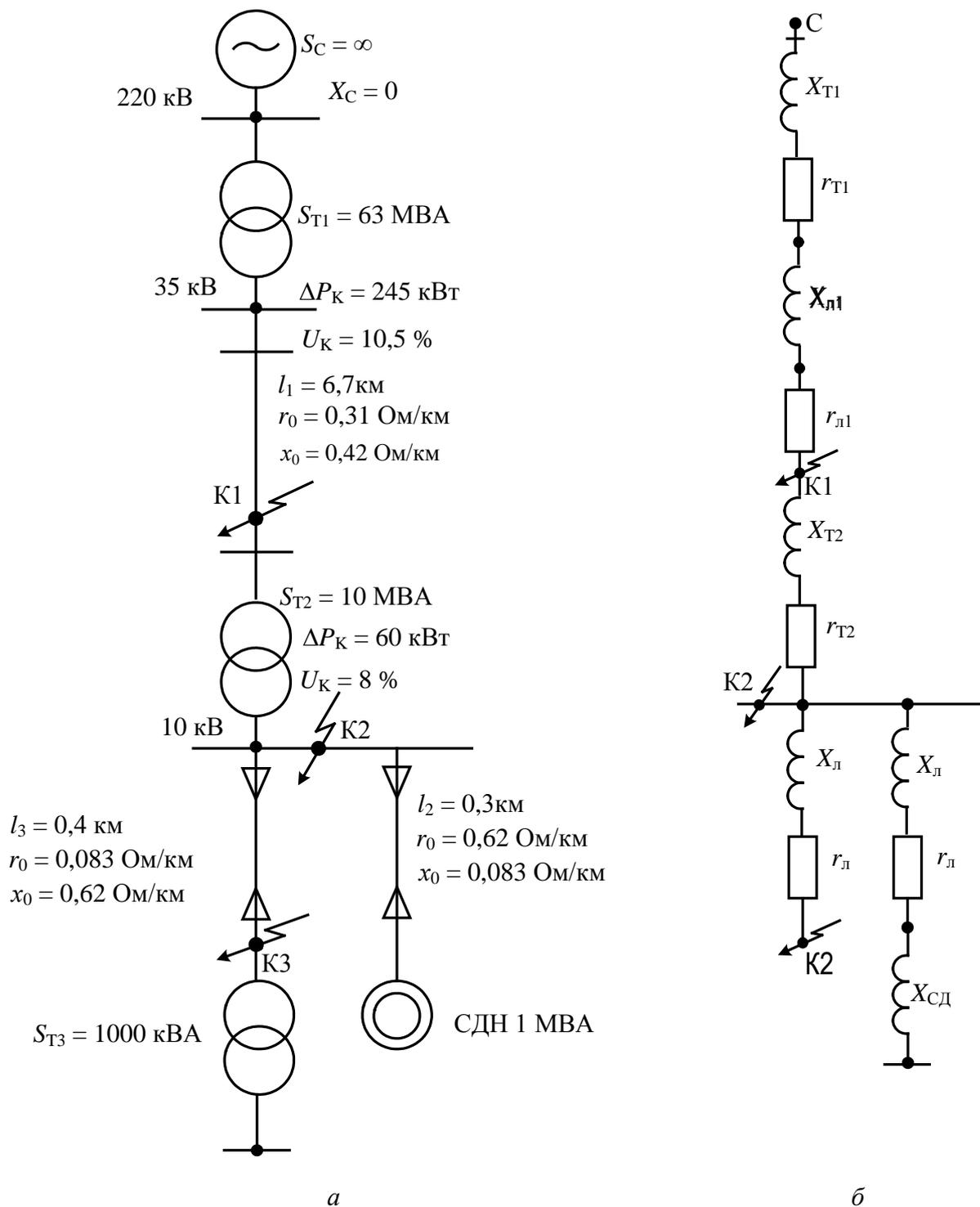


Рис. 5.5. Исходная схема (а) и схема замещения (б) к примеру 5.1

3. Определяем суммарное сопротивление до точки К1:

$$x_{\Sigma 1^*} = x_{T1^*} + x_{л1^*} = 0,167 + 0,196 = 0,363; \quad r_{\Sigma 1^*} = r_{л1^*} = 0,152.$$

4. Определяем ток КЗ, кА, в точке К1. Так как условие  $r_{\Sigma} < x_{\Sigma}/3$  для точки К1 не выполняется, то учитываем в расчетах активное сопротивление

$$I_{к.К1} = \frac{I_6}{Z_{\Sigma 1*}} = \frac{1,56}{\sqrt{0,363^2 + 0,152^2}} = 3,96.$$

5. Определяем суммарное сопротивление со стороны системы и со стороны синхронного двигателя до точки К2:

$$x_{\Sigma c2*} = x_{\Sigma 1*} + x_{Т2*} = 0,363 + 0,8 = 1,163; \quad r_{\Sigma c2*} = r_{\Sigma 1*} = 0,152;$$

$$x_{\Sigma cд2*} = x''_{cд} + x_{л3*} = 20 + 0,169 = 20,169; \quad r_{\Sigma cд2*} = r_{л3*} = 0,022.$$

Так как условие  $r_{\Sigma} < x_{\Sigma}/3$  для точки К2 выполняется, то не учитываем в расчетах активное сопротивление.

6. Определяем токи, кА, в точке К2 отдельно от системы и от синхронного двигателя:

$$I_{к.с.К2} = \frac{1}{x_{рез1*}} I_{62} = \frac{1}{1,163} \cdot 5,5 = 4,73;$$

$$I_{к.сд.К2} = \frac{1}{x_{рез2*}} I_{62} = \frac{1}{20,169} \cdot 5,5 = 0,27.$$

Суммарный ток, кА, в точке К2:

$$I_{к.К2} = I_{к.с.К2} + I_{к.сд.К2} = 4,73 + 0,27 = 5,0.$$

7. Определяем результирующие сопротивления до точки К3.

Объединять систему бесконечной мощности и синхронный двигатель нельзя, поэтому определяем токи с помощью коэффициентов распределения. Находим эквивалентное сопротивление от источников питания, коэффициенты распределения и результирующие сопротивления до точки К2 по (5.11), (5.12), (5.13).

$$x_{эКВ2*} = \frac{x_{\Sigma c2*} x_{\Sigma cд2*}}{x_{\Sigma c2*} + x_{\Sigma cд2*}} = \frac{1,163 \cdot 20,169}{1,163 + 20,169} = 1,1;$$

$$K_{p1} = \frac{x_{эКВ2*}}{x_{\Sigma c2*}} = \frac{1,1}{1,163} = 0,946; \quad K_{p2} = \frac{x_{эКВ2*}}{x_{\Sigma cд2*}} = \frac{1,1}{20,169} = 0,0545;$$

$$x_{рез3*} = x_{эКВ2*} + x_{л2*} = 1,1 + 0,225 = 1,325;$$

$$x_{рез13*} = \frac{x_{рез3*}}{K_{p1}} = \frac{1,325}{0,946} = 1,4; \quad x_{рез23*} = \frac{x_{рез3*}}{K_{p2}} = \frac{1,325}{0,0545} = 24,3.$$

8. Определяем токи, кА, в точке К3 отдельно от системы и от синхронного двигателя

$$I_{\text{к.с.К3}} = \frac{1}{x_{\text{рез13*}}} I_{62} = \frac{1}{1,4} \cdot 5,5 = 3,93;$$

$$I_{\text{к.сд.К3}} = \frac{1}{x_{\text{рез23*}}} I_{62} = \frac{1}{24,3} \cdot 5,5 = 0,226.$$

Суммарный ток, кА, в точке К3:

$$I_{\text{к.К3}} = I_{\text{к.с.К3}} + I_{\text{к.сд.К3}} = 3,93 + 0,226 = 4,156.$$

9. Определяем ударный ток, кА, в точке К1. Находим ударный коэффициент по кривой (рис. 5.3) в зависимости от отношения  $x_{\Sigma}/r_{\Sigma}$ :

$$T_{a1} = \frac{x_{\Sigma 1*}}{r_{\Sigma 1*}} = \frac{0,363}{0,152} = 2,39;$$

$$K_{\text{уд1}} = 1,24;$$

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} I_{\text{к.К1}} K_{\text{уд1}} = 1,41 \cdot 3,96 \cdot 1,24 = 6,92.$$

10. Определяем ударные токи, кА, в точках К2, К3. Находим ударные коэффициенты,  $K_{\text{уд1}} = K_{\text{уд2}} = 1,8$ .

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} I_{\text{к.К2}} K_{\text{уд2}} = 1,41 \cdot 5,0 \cdot 1,8 = 12,69;$$

$$i_{\text{уд3}} = \sqrt{2} I_{\text{к.К3}} K_{\text{уд3}} = 1,41 \cdot 4,156 \cdot 1,8 = 10,54.$$

### Расчет примера в именованных единицах

1. Определяем сопротивления элементов схемы в именованных единицах до точки К1. За базисное напряжение принимаем напряжение  $U_6 = 37$  кВ. Трансформаторы Т1:

$$x_{\text{Т16}} = \frac{u_{\text{кт1}}}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{37^2}{63} = 2,28, \text{ Ом.}$$

Воздушная линия Л1:

$$x_{\text{Л16}} = x_0 \cdot l = 0,4 \cdot 6,7 = 2,68, \text{ Ом; } r_{\text{Л16}} = r_0 \cdot l = 0,31 \cdot 6,7 = 2,077, \text{ Ом.}$$

2. Определяем суммарное сопротивление до точки К1:

$$x_{\Sigma 16} = x_{т16} + x_{л16} = 2,28 + 2,68 = 4,96, \text{ Ом}; \quad r_{\Sigma 16} = r_{л16} = 2,077, \text{ Ом}.$$

3. Определяем ток, кА, КЗ в точке К1. Так как условие  $r_{\Sigma} < x_{\Sigma}/3$  для точки К1 не выполняется, то учитываем в расчетах активное сопротивление:

$$I_{к.К1} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3}Z_{\Sigma 16}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{4,96^2 + 2,077^2}} = 3,98.$$

4. Определяем сопротивления элементов схемы в именованных единицах до точки К2 и одновременно приводим их к базисному напряжению  $U_6 = 10,5$  кВ.

Трансформаторы Т2:

$$x_{т26} = \frac{8}{100} \cdot \frac{10,5^2}{10} = 0,882, \text{ Ом}$$

Кабельные линии Л2, Л3:

$$x_{л26} = 0,62 \cdot 0,4 = 0,248, \text{ Ом}; \quad r_{л26} = 0,08 \cdot 0,4 = 0,032, \text{ Ом};$$

$$x_{л36} = 0,62 \cdot 0,3 = 0,186, \text{ Ом}; \quad r_{л36} = 0,08 \cdot 0,3 = 0,024, \text{ Ом}.$$

Синхронный двигатель:

$$x''_{сд6} = x''_d \cdot \frac{U_6^2}{S_{ном.сд}} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2}{1} = 22,05, \text{ Ом}.$$

5. Приводим к  $U_6 = 10,5$  кВ результирующие сопротивления, Ом до точки К1, приведенные к  $U_6 = 37$  кВ:

$$x_{\Sigma 16} = 4,96(10,5/37)^2 = 0,399; \quad r_{\Sigma 16} = 2,077(10,5/37)^2 = 0,167.$$

6. Определяем суммарное сопротивление, Ом, со стороны системы и со стороны синхронного двигателя до точки К2:

$$x_{\Sigma с26} = x_{\Sigma 16} + x_{т26} = 0,399 + 0,882 = 1,28; \quad r_{\Sigma с26} = r_{\Sigma 16} = 0,167;$$

$$x_{\Sigma сд26} = x''_{сд6} + x_{л36} = 22,05 + 0,186 = 22,236; \quad r_{\Sigma сд26} = r_{л36} = 0,024.$$

Так как условие  $r_{\Sigma} < x_{\Sigma}/3$  для точки К2 выполняется, то не учитываем в расчетах активное сопротивление.

7. Определяем токи, кА, в точке К2 отдельно от системы и от синхронного двигателя:

$$I_{к.с.К2} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3}x_{рез12б}} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 1,28} = 4,74; \quad I_{к.сд.К2} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3}x_{рез22б}} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 22,24} = 0,27;$$

Суммарный ток, кА, в точке К2 равен:

$$I_{к.К2} = I_{к.с.К2} + I_{к.сд.К2} = 4,74 + 0,27 = 5,01.$$

6. Определяем результирующие сопротивления до точки К3.

Объединять систему бесконечной мощности и синхронный двигатель нельзя, поэтому определяем токи с помощью коэффициентов распределения. Находим эквивалентное сопротивление, Ом, от источников питания, коэффициенты распределения и результирующие сопротивления до точки К2 по (5.11), (5.12), (5.13).

$$x_{эКВ2б} = \frac{x_{\Sigma c2б} \cdot x_{\Sigma сд2б}}{x_{\Sigma c2б} + x_{\Sigma сд2б}} = \frac{1,28 \cdot 22,236}{1,28 + 22,236} = 1,21;$$

$$K_{p1} = \frac{x_{эКВ2б}}{x_{\Sigma c2б}} = \frac{1,21}{1,28} = 0,945; \quad K_{p2} = \frac{x_{эКВ2б}}{x_{\Sigma сд2б}} = \frac{1,21}{22,236} = 0,0544;$$

$$x_{рез3б} = x_{эКВ2б} + x_{л2б} = 1,21 + 0,248 = 1,458;$$

$$x_{рез13б} = \frac{x_{рез3б}}{K_{p1}} = \frac{1,458}{0,945} = 1,543; \quad x_{рез23б} = \frac{x_{рез3б}}{K_{p2}} = \frac{1,458}{0,0544} = 26,8.$$

7. Определяем токи, кА, в точке К3 отдельно от системы и от синхронного двигателя:

$$I_{к.с.К3} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 1,543} = 3,93; \quad I_{к.сд.К3} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 26,8} = 0,226 .$$

Суммарный ток, кА, в точке К3:

$$I_{к.К3} = I_{к.с.К3} + I_{к.сд.К3} = 3,93 + 0,226 = 4,156.$$

8. Определяем ударный ток, кА, в точке К1. Находим ударный коэффициент по кривой (рис. 5.3) в зависимости от отношения  $x_{\Sigma}/r_{\Sigma}$ .

$$T_{a1} = \frac{x_{\Sigma1б}}{r_{\Sigma1б}} = \frac{0,399}{0,167} = 2,39; \quad K_{уд1} = 1,24;$$

$$i_{уд1} = \sqrt{2}I_{к.К1}K_{уд1} = 1,41 \cdot 3,98 \cdot 1,24 = 6,96.$$

9. Определяем ударные токи, кА, в точках К2, К3. Находим ударные коэффициенты (табл. 5.3),  $K_{уд1} = K_{уд2} = 1,8$ .

$$i_{уд2} = \sqrt{2} I_{к.К2} K_{уд2} = 1,41 \cdot 5,01 \cdot 1,8 = 12,71;$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} I_{к.К3} K_{уд3} = 1,41 \cdot 4,156 \cdot 1,8 = 10,55.$$

Результаты расчета сведем в [табл. 5.5](#).

Таблица 5.5

Результаты расчета токов КЗ

№ точки КЗ	Ток КЗ, кА	
	$I_{по} = I_{nt} = I_{\infty}$	$i_y$
1	3,98	6,96
2	5,01	12,71
3	4,157	10,55

Ниже приведен расчет [примера 5.1](#) с помощью Mathcad 11 Enterprise Edition. Назначение, общая характеристика и принцип работы представлены в Mathcad 11 Enterprise Edition приложении.

Задаем начало отсчета  $ORIGIN := 1$

### Выбор базисных условий

Расчет производим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения, при базисных условиях:

$$S_6 := 100 \text{ МВА}; \quad U_{баз} = U_{срном};$$

$$U_{6_1} := 37 \text{ кВТ}; \quad U_{6_2} := 10,5 \text{ кВТ}.$$

Базисные токи определяем по формуле (3.4):

$$I_{6_1} := \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{6_1}}; \quad I_{6_2} := \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{6_2}}; \quad I_6 = \begin{pmatrix} 1,56 \\ 5,499 \end{pmatrix}.$$

### Определение параметров электрической схемы замещения СЭС

Составляем схему замещения ([рис. 5.5, б](#)) и определяем сопротивление элементов в базисных единицах в соответствии с [табл. 5.1](#).

Трансформаторы Т1 и Т2:

$$S_{ном1} := 63 \text{ МВА}; \quad U_{к1} := 10,5;$$

$$S_{ном2} := 10 \text{ МВА}; \quad U_{к2} := 8;$$

$$x_{t_1} := \frac{U_{к1} \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном1}}; \quad x_{t_2} := \frac{U_{к2} \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном2}}; \quad x_t := \begin{pmatrix} 0,167 \\ 0,8 \end{pmatrix}.$$

Линии

Количество линий  $i := 1...3$ .

W1 – воздушные линии 35 кВ:

$$r_{0_1} := 0,31 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; \quad x_{0_1} := 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; \quad l_1 := 6,7 \text{ км.}$$

W2, W3 – кабельные линии 10 кВ;  $U_{\sigma_3} := U_{\sigma_2}$ .

$$r_{0_2} := 0,08 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; \quad x_{0_2} := 0,62 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; \quad l_2 := 0,4 \text{ км};$$

$$r_{0_3} := 0,08 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; \quad x_{0_3} := 0,62 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; \quad l_3 := 0,3 \text{ км};$$

$$x_{w_i} := \frac{x_{0_i} \cdot S_{\sigma} \cdot l_i}{(U_{\sigma_i})^2}; \quad r_{w_i} := \frac{r_{0_i} \cdot S_{\sigma} \cdot l_i}{(U_{\sigma_i})^2};$$

$$x_w = \begin{pmatrix} 0,196 \\ 0,225 \\ 0,169 \end{pmatrix}; \quad r_w = \begin{pmatrix} 0,152 \\ 0,029 \\ 0,022 \end{pmatrix}.$$

Синхронный двигатель, где  $n_{\text{дв}}$  – количество двигателей:

$$n_{\text{дв}} := 1; \quad x_d := 0,2; \quad S_{\text{ндв}} := 1;$$

$$x_{\text{дв}} := x_d \cdot \frac{S_{\sigma}}{n_{\text{дв}} \cdot S_{\text{ндв}}}; \quad x_{\text{дв}} = 20.$$

Определяем суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma_1} := x_{t_1} + x_{w_1}; \quad X_{\Sigma_1} := 0,362;$$

$$R_{\Sigma_1} := r_{w_1}; \quad R_{\Sigma_1} := 0,152.$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если  $r_{\Sigma} > x_{\Sigma}/3$ , то учитываем в расчетах активное сопротивление:

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3}; \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma_1} := Z_{\Sigma}(R_{\Sigma_1}, X_{\Sigma_1}); \quad Z_{\Sigma_1} = 0,393.$$

Определим ток КЗ в точке К1:

$$I_{кК_1} := \frac{I_{\delta_1}}{Z_{\Sigma_1}}; \quad I_{кК_1} = 3,971.$$

Определяем суммарное сопротивление со стороны системы и со стороны синхронного двигателя до точки К2:

$$X_{с\Sigma_2} := X_{\Sigma_1} + x_{t_2}; \quad X_{с_2} = 1,162;$$

$$R_{с\Sigma_2} := R_{\Sigma_1}; \quad R_{с_2} = 0,152;$$

$$X_{сд\Sigma_2} := x_{дв} + x_{w_3}; \quad X_{сд\Sigma_2} = 20,169;$$

$$R_{сд\Sigma_2} := r_{w_3}; \quad R_{сд_2} = 0,022.$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если  $r_{\Sigma} > x_{\Sigma}/3$ , то учитываем в расчетах активное сопротивление:

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3}; \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{с_2\Sigma} := Z_{\Sigma}(R_{с_2}, X_{с_2}); \quad Z_{с_2} = 1,162;$$

$$Z_{сд_2\Sigma} := Z_{\Sigma}(R_{сд_2}, X_{сд_2}); \quad Z_{сд_2} = 20,169.$$

Определяем токи в точке К2 отдельно от системы и от синхронного двигателя

$$I_{ккК_2} := \frac{I_{\delta_2}}{Z_{с_2}}; \quad I_{кдК_2} := \frac{I_{\delta_2}}{Z_{сд_2}};$$

$$I_{ккК_2} = 4,73;$$

$$I_{кдК_2} = 0,273.$$

Суммарный ток в точке К2:

$$I_{кК_2} := I_{ккК_2} + I_{кдК_2}; \quad I_{кК_2} = 5,003.$$

Определяем результирующие сопротивления до точки КЗ.

Объединять систему бесконечной мощности и синхронный двигатель нельзя, поэтому определяем токи с помощью коэффициентов распределения. Находим эквивалентное сопротивление от источников питания, коэффициенты распределения и результирующие сопротивления до точки КЗ по (4.11), (4.12):

$$x_{\text{эКВ}_2} := \frac{X_{\text{с}\Sigma_3} \cdot X_{\text{с}\Sigma_2}}{X_{\text{с}\Sigma_3} + X_{\text{с}\Sigma_2}}; \quad x_{\text{эКВ}_2} = 1,099;$$

$$K_{\text{р}_1} := \frac{x_{\text{эКВ}_2}}{X_{\text{с}\Sigma_3}}; \quad K_{\text{р}_2} := \frac{x_{\text{эКВ}_2}}{X_{\text{с}\Sigma_2}}; \quad K_{\text{р}} = \begin{pmatrix} 0,946 \\ 0,054 \end{pmatrix};$$

$$x_{\text{рез}_3} := x_{\text{эКВ}_2} + x_{\text{w}_2}; \quad x_{\text{рез}_3} = 1,324;$$

$$i := 1 \dots 2; \quad x_{3\Sigma_i} := \frac{x_{\text{рез}_3}}{K_{\text{р}_i}}; \quad x_{3\Sigma} = \begin{pmatrix} 1,4 \\ 24,297 \end{pmatrix}.$$

Определяем токи в точке КЗ отдельно от системы и от синхронного двигателя:

$$I_{\text{ккК}_3} \overset{\text{дК}}{=} \frac{I_{\sigma_2}}{x_{3\Sigma_1}}; \quad I_{\text{кк}_3} \overset{\text{с}}{=} \frac{I_{\sigma_2}}{x_{3\Sigma_2}};$$

$$I_{\text{ккК}_3} \overset{\text{дК}}{=} 3,927; \quad I_{\text{кк}_3} \overset{\text{с}}{=} 0,226.$$

Суммарный ток в точке КЗ:

$$I_{\text{кК}_3} := I_{\text{дккК}_3} + I_{\text{кк}_3}; \quad I_{\text{к}_3} = 4,153.$$

Для определения ударного тока в точке К1 находим ударный коэффициент по кривой (рис. 5.3) в зависимости от отношения  $x_{\Sigma} / r_{\Sigma}$ .

Количество точек КЗ –  $i := 1 \dots 3$ .

$$T_a(R, X) := \frac{X}{R}; \quad T_{a_1} := T_a(R_{\Sigma_1}, X_{\Sigma_1}) \frac{X}{R}; \quad T_{a_1} = 2,389;$$

$$K_{\text{уд}_1} := 1,24.$$

Для определения ударных токов в точках К2, К3 находим ударные коэффициенты:

$$K_{\text{уд}_2} := 1,8; \quad K_{\text{уд}_3} := K_{\text{уд}_2};$$

Определим ударные токи в точках К1, К2, К3:

$$i_{уд_1} := \sqrt{2} \cdot I_{кк_1} \cdot K_{уд_1}.$$

Результаты расчета токов КЗ:

$$I_{кк_{уд}} = \begin{pmatrix} 3,971 \\ 5,003 \\ 4,153 \end{pmatrix}; \quad i_{уд} = \begin{pmatrix} 1,24 \\ 1,8 \\ 1,8 \end{pmatrix}; \quad = \begin{pmatrix} 6,964 \\ 12,735 \\ 10,572 \end{pmatrix}.$$

#### Расчет примера в именованных единицах

Определяем сопротивления элементов схемы в именованных единицах до точки К1. За базисное напряжение принимаем напряжение  $U_0 = 37$  кВ.

Трансформатор Т1:

$$U_{0_1} := 37 \text{ ВТ}; \quad U_{к_1} := 10,5 \text{ кВТ}; \quad S_{ном_1} := 63 \text{ МВа};$$

$$x_{т0_1} := \frac{U_{к_1} \cdot (U_{0_1})^2}{100 \cdot S_{ном_1}}; \quad x_{т0_1} = 2,282$$

Воздушная W1 и кабельные W2 и W3 линии:

$$x_{w0_1} := x_{0_1} \cdot l_1; \quad r_{w0_1} := r_{0_1} \cdot l_1;$$

$$x_{w0_1} = \begin{pmatrix} 2,68 \\ 0,248 \\ 0,186 \end{pmatrix} \text{ Ом}; \quad r_{w0_1} = \begin{pmatrix} 2,077 \\ 0,032 \\ 0,024 \end{pmatrix} \text{ Ом}.$$

Определяем суммарное сопротивление до точки К1:

$$x_{\Sigma 0_1} := x_{т0_1} + x_{w0_1}; \quad x_{\Sigma 0_1} = 4,962$$

$$r_{\Sigma 0_1} := r_{w0_1}; \quad r_{\Sigma 0_1} = 2,077$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если  $r_{\Sigma} > x_{\Sigma} / 3$ , то учитываем в расчетах активное сопротивление:

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3}; \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma 0_1} := Z_{\Sigma}(r_{\Sigma 0_1}, x_{\Sigma 0_1}); \quad Z_{\Sigma 0_1} = 5,379.$$

Определим ток КЗ в точке К1:

$$I_{кк0_1} := \frac{U_{0_1}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 0_1}}; \quad I_{кк0_1} = 3,971.$$

## 5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 5.1. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках напряжением выше 1000 В

Определяем сопротивления элементов схемы в именованных единицах до точки К2 и одновременно приводим их к базисному напряжению  $U_б = 10,5$  кВ.

Трансформатор Т2

$$U_{б_2} := 10,5 \text{ кВ}; \quad U_{к_2} := 8 \text{ кВ}; \quad S_{ном_2} := 10;$$

$$x_{тб_2} := \frac{U_{к_2} \cdot (U_{б_2})^2}{100 \cdot S_{ном_2}}; \quad x_{тб_2} = 0,882$$

Синхронный двигатель:

$$n_{дв} := 1; \quad S_d := 2; \quad n_{ндв} := 1;$$

$$x_{двб} := x_d \cdot \frac{(U_{б_2})^2}{n_{дв} \cdot S_{ндв}}; \quad x_{двб} = 22,05$$

Приводим к  $U_б = 10,5$  кВ реализующее сопротивление до точки К1, приведенные к  $U_б = 37$  кВ:

$$x_{\Sigma б_1} := x_{\Sigma б_1} \cdot \left( \frac{U_{б_2}}{U_{б_1}} \right)^2; \quad x_{\Sigma б_1} = 0,4$$

$$r_{\Sigma б_1} := r_{\Sigma б_1} \cdot \left( \frac{U_{б_2}}{U_{б_1}} \right)^2; \quad r_{\Sigma б_1} = 0,167$$

Определяем суммарное сопротивление со стороны системы и со стороны синхронного двигателя до точки К2:

$$X_{с\Sigma б_2} := x_{\Sigma б_1} \cdot \frac{U_{б_2}}{U_{б_2}}; \quad X_{с_2} = 1,282$$

$$R_{с\Sigma б_2} := r_{\Sigma б_1}; \quad R_{с_2} = 0,167$$

$$X_{сд\Sigma б_2} := x_{двб} + \frac{U_{б_2}}{U_{б_2}}; \quad X_{сд\Sigma б_2} = 22,236$$

$$R_{сд\Sigma б_2} := r_{двб}; \quad R_{сд_2} = 0,024$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если  $r_{\Sigma} > x_{\Sigma} / 3$ , то учитываем в расчетах активное сопротивление:

$$Z_{с\Sigma б_2} := Z_{\Sigma б_2} \left( R_{с_2}; X_{с_2} \right); \quad Z_{с_2} = 1,282$$

$$Z_{сд\Sigma б_2} := Z_{\Sigma б_2} \left( R_{сд_2}; X_{сд_2} \right); \quad Z_{сд_2} = 22,236$$

Определяем токи в точке К2 отдельно от системы и от синхронного двигателя:

$$I_{\text{ккК}б_2} := \frac{U_{б_2}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma б_2 \Sigma б}}; \quad I_{\text{кдК}б_2} := \frac{U_{б_2}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{сд} \ 2}};$$

$$I_{\text{ккК}б_2} = 4,73 \text{ кА}; \quad I_{\text{кдК}б_2} = 0,273 \text{ кА}.$$

Суммарный ток в точке К2:

$$I_{\text{кК}б_2} := I_{\text{ккК}б_2} \sqrt{1 + K_{\text{кдК}б_2}^2}; \quad I_{\text{кК}б_2} := 5,003$$

Определяем результирующие сопротивления до точки К3.

Объединить систему бесконечной мощности и синхронный двигатель нельзя, поэтому определяем точки с помощью коэффициентов распределения. Находим эквивалентное сопротивление от источников питания, коэффициенты распределения и результирующие сопротивления до точки К2 по (3.11), (3.12):

$$x_{\text{эКВ}б_2} := \frac{X_{\text{с} \Sigma б_2} \cdot X_{\text{сд} \ 2}}{X_{\text{с} \Sigma б_2} + X_{\text{сд} \ 2}}; \quad x_{\text{эКВ}б_2} = 1,212$$

$$K_{\text{р}1} := \frac{x_{\text{эКВ}б_2}}{X_{\text{с} \Sigma б_2 \Sigma б}}; \quad K_{\text{р}2} := \frac{x_{\text{эКВ}б_2}}{X_{\text{сд} \ 2}}; \quad K_{\text{р}} = \begin{pmatrix} 0,946 \\ 0,054 \end{pmatrix};$$

$$x_{\text{рез}б_3} := x_{\text{эКВ}б_2} \cdot K_{\text{р}}; \quad x_{\text{рез}б_3} = 1,46$$

$$x_{3 \Sigma б_1 \Sigma б} := \frac{x_{\text{рез}б_3}}{K_{\text{р}1}}; \quad x_{3 \ 2} := \frac{x_{\text{рез}б_3}}{K_{\text{р}2}}; \quad x = \begin{pmatrix} 1,544 \\ 26,787 \end{pmatrix}$$

Определяем токи в точке К3 отдельно от системы и от синхронного двигателя:

$$I_{\text{ккК}б_3} := \frac{U_{б_2}}{\sqrt{3} \cdot x_{3 \Sigma б_1 \Sigma б}}; \quad I_{\text{кдК}б_3} := \frac{U_{б_2}}{\sqrt{3} \cdot x_{3 \ 2}};$$

$$I_{\text{ккК}б_3} = 3,927 \text{ кА}; \quad I_{\text{кдК}б_3} = 0,226 \text{ кА}.$$

Суммарный ток в точке К3:

$$I_{\text{кК}б_3} := I_{\text{ккК}б_3} \sqrt{1 + K_{\text{кдК}б_3}^2}; \quad I_{\text{кК}б_3} := 4,153$$

Для определения ударного тока в точке К1 находим ударный коэффициент по кривой (рис. 5.3) в зависимости от отношения  $x_{\Sigma} / r_{\Sigma}$ .

$$T_a \left( \frac{X}{R} \right) := \frac{X}{R}; \quad T_{a_1} := T_a \left( r_{\Sigma_1}, x_{\Sigma_1} \right); \quad T_{a_1} = 2,389;$$

$$K_{уд_1} := 1,24.$$

Для определения ударных токов в точках К2, К3 находим ударные коэффициенты:

$$K_{уд_2} := 1,8; \quad K_{уд_3} := K_{уд_2}.$$

Определим ударные токи в точках К1, К2, К3:

$$i_{уд_i} := \sqrt{2} \cdot I_{кК_i} \cdot K_{уд_i}.$$

Результаты расчета токов К3:

$$I_{кК_уд} = \begin{pmatrix} 3,971 \\ 5,003 \text{ кА} \\ 4,153 \end{pmatrix}; \quad i_{уд} = \begin{pmatrix} 1,24 \\ 1,8 \\ 1,8 \end{pmatrix}; \quad = \begin{pmatrix} 6,964 \\ 12,735 \text{ кА} \\ 10,572 \end{pmatrix}$$

## 5.2. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках напряжением ниже 1000 В

При расчетах токов КЗ в установках ниже 1000 В учитывают все сопротивления короткозамкнутой цепи, как индуктивные, так и активные. Кроме того, учитывают активные сопротивления всех переходных контактов в этой цепи (на шинах, на вводах и выводах аппаратов, разъемные контакты аппаратов и контакт в месте КЗ). При отсутствии достоверных данных о контактах и их переходных сопротивлениях рекомендуется при расчете токов КЗ в сетях, питаемых трансформаторами мощностью до 1600 кВА, учитывать их сопротивления следующим образом:

0,015 Ом – для распределительных устройств на станциях и подстанциях;

0,02 Ом – для первичных цеховых РП, а также на зажимах аппаратов, питаемых радиальными линиями от щитов подстанций или главных магистралей;

0,025 Ом – для вторичных цеховых РП, а также на зажимах аппаратов, питаемых от первичных РП;

0,03 Ом – для аппаратуры, установленной непосредственно у приемников электроэнергии, получающих питание от вторичных РП.

Для установок напряжением до 1000 В при расчетах токов КЗ считают, что мощность питающей системы не ограничена и напряжение с высокой стороны цехового трансформатора является неизменным. Это условие выполняется, если мощность системы примерно в 50 раз превосходит мощность цехового трансформатора.

Расчет токов КЗ на напряжении до 1000 В выполняют в именованных единицах. Сопротивление элементов системы электроснабжения высшего напряжения приводят к низшему напряжению по формуле

$$x_H = x_B \left( \frac{U_{\text{НОМ.Н}}}{U_{\text{НОМ.В}}} \right)^2, \quad (5.17)$$

где  $x_B$  – сопротивление элемента системы электроснабжения высшего напряжения;  $x_H$  – сопротивление элемента системы электроснабжения высшего напряжения, приведенное к низшему напряжению;  $U_{\text{НОМ.В}}$ ,  $U_{\text{НОМ.Н}}$  – соответственно номинальные напряжения высшей и низшей ступеней.

Активное и индуктивное сопротивления, мОм, трансформаторов, приведенные к напряжению ступени КЗ, определяют из формул:

$$r_T = \frac{\Delta P_K U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}^2} \cdot 10^6; \quad (5.18)$$

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2} = \sqrt{\left( \frac{u_K}{100} \right)^2 - \left( \frac{\Delta P_K}{S_{\text{НОМ.Т}}} \right)^2} \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}} \cdot 10^6, \quad (5.19)$$

где  $\Delta P_K$  – мощность потерь КЗ трансформатора, кВт;  $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное линейное напряжение обмотки низкого напряжения, кВ;  $S_{\text{НОМ.Т}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;  $u_K$  – напряжение КЗ трансформатора, %.

При расчете токов КЗ для выбора аппаратов и проводников можно не учитывать сопротивление системы (если оно неизвестно) до ТП 6...35/0,4 кВ:

$$I_K^{(3)} = U_{\text{НОМ}} / \left[ \sqrt{3} (Z_T + Z_{\text{П}}) \right], \quad (5.20)$$

где  $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное линейное напряжение вторичной обмотки понижающего трансформатора, В;  $Z_m$  – полное сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению его вторичной обмотки, Ом;  $Z_{\text{П}}$  – полное сопротивление линии от ТП до точки КЗ, включая сопротивление контактов, Ом.

Выбор защитной аппаратуры и проверка шинопроводов в цеховых сетях на электродинамическую стойкость осуществляется после расчета удар-

ных токов по (5.6). Значения ударных коэффициентов определяют по кривой  $K_{уд} = f(x/r)$  (рис. 5.3), а при  $x/r \leq 0,5$  принимают равными единице [4]. Расчетные точки при расчете токов КЗ выбирают в начале отходящих линий непосредственно за коммутационным аппаратом.

Токи КЗ двигателей, присоединенных непосредственно к месту короткого замыкания, учитываются только при определении полного ударного тока КЗ:

$$i_{уд} = k_{пуск} \sqrt{2} I_{ном\Sigma}, \quad (5.21)$$

где  $k_{пуск} = I_n / I_{ном} \approx 4,5-7$  – кратность пускового тока КЗ двигателей;  $I_{ном\Sigma}$  – номинальный ток одновременно работающих двигателей, кА.

Ток однофазного КЗ, по которому определяют чувствительность защиты, определяют в соответствии с ПУЭ по формуле

$$I_k^{(1)} = U_\phi / (Z_T^{(1)} / 3 + Z_\Pi), \quad (5.22)$$

где  $U_\phi$  – фазное напряжение сети, В;  $Z_T^{(1)}$  – сопротивление трансформатора при замыкании на корпус, Ом, (для  $S_{ном.т} = 100$  кВА –  $Z_T^{(1)} / 3 = 0,162$ ;  $S_{ном.т} = 160$  кВА –  $Z_T^{(1)} / 3 = 0,104$ ;  $S_{ном.т} = 250$  кВА –  $Z_T^{(1)} / 3 = 0,065$ ;  $S_{ном.т} = 400$  кВА –  $Z_T^{(1)} / 3 = 0,043$ ;  $S_{ном.т} = 630$  кВА –  $Z_T^{(1)} / 3 = 0,027$ ;  $S_{ном.т} = 1000$  кВА –  $Z_T^{(1)} / 3 = 0,018$  – при схеме обмоток трансформаторов  $Y/Y_0$ );  $Z_\Pi$  – полное сопротивление петли фаза-нуль до точки КЗ, Ом:

$$Z_\Pi = \sqrt{(r_\phi + r_N + r_k)^2 + x_\Pi^2}, \quad (5.23)$$

где  $r_\phi$ ,  $r_N$  – активные сопротивления фазного и нулевого проводов от ТП до точки КЗ, Ом;  $r_k$  – активное сопротивление контактов, Ом;  $x_\Pi = x_0 \cdot l$  – индуктивное сопротивление до точки КЗ, Ом;  $x_0$  – индуктивное сопротивление 1 км петли фаза-нуль, принимают в соответствии с ПУЭ 0,6 Ом/км;  $l$  – длина линии от ТП до точки КЗ.

Ток однофазного КЗ для проверки чувствительности защиты следует определять в самой электрически удаленной точке сети, где  $Z_\Pi = \max$ , а в случае установки секционирующих аппаратов – в точке секционирования.

**Пример 5.2.** Определить ток трехфазного КЗ в точке К4 (рис. 5.5, а). Данные для расчета возьмем из примера 5.1.

1. Приведенное к базисному напряжению  $U = 0,4$  кВ сопротивление, Ом, элементов схемы до цехового трансформатора составит

$$x_{\text{рез3;0,4}} = x_{\text{рез3}} \left( \frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 1,458 \left( \frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,0021.$$

2. Определяем сопротивление, мОм, цехового трансформатора

$$r_{\text{цт}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{12,2}{1000} \cdot \frac{0,4^2}{1000} \cdot 10^6 = 1,95;$$

$$x_{\text{цт}} = \sqrt{\left( \frac{u_{\text{к}},\%}{100} \right)^2 - \left( \frac{\Delta P_{\text{к}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \right)^2} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}} \cdot 10^6 = \sqrt{\left( \frac{5,5}{100} \right)^2 - \left( \frac{12,2}{1000} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{1000} \cdot 10^6 = 8,23$$

3. Рассчитываем суммарное реактивное сопротивление, мОм, до точки К4:

$$x_{\Sigma\text{КК}} = x_{\text{рез3;0,4}} + x_{\text{цт}} = 2,1 + 8,23 = 10,33.$$

Суммарное активное сопротивление, мОм, кроме сопротивления цехового трансформатора, должно учитывать переходные сопротивления контактов. Для этого вводим в расчет добавочное сопротивление, которое на шинах подстанции составляет 15 мОм:

$$r_{\Sigma\text{К4}} = r_{\text{цт}} + r_{\text{доб}} = 1,95 + 15 = 16,95.$$

4. Определяем ток, кА, КЗ в точке К4:

$$I_{\text{к.К4}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \sqrt{x_{\Sigma\text{КК}}^2 + r_{\Sigma\text{КК}}^2}} = \frac{400}{1,73 \cdot \sqrt{10,33^2 + 16,95^2}} = 11,65.$$

5. Рассчитываем ударный ток, кА, в точке К4. Находим ударный коэффициент по кривой (рис. 5.3) в зависимости от отношения  $x_{\Sigma}/r_{\Sigma}$ :

$$T_{\text{a1}} = \frac{x_{\Sigma\text{К4}}}{r_{\Sigma\text{К4}}} = \frac{10,33}{16,95} = 0,61;$$

$$K_{\text{уд1}} = 1,02;$$

$$i_{\text{уд4}} = \sqrt{2} I_{\text{к.К4}} K_{\text{уд1}} = 1,41 \cdot 11,65 \cdot 1,02 = 16,75.$$

**Задание 5.1.** Рассчитать токи КЗ в точках схемы, указанных на рис. 5.5, а при условии, что питание осуществляется от системы неограниченной мощности. Исходные данные для расчета приведены в табл. 5.6.

## 5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 5.2. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках напряжением ниже 1000 В

Таблица 5.6

Варианты исходных данных для расчета токов короткого замыкания

Вариант	St1	St2	St3	U1	U2	U3	U4	I1	I2	I3	Scдн
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	63	25	1,6	220	110	10	0,4	15	0,5	0,2	0,5
2	63	40	1	220	110	10	0,4	12	0,6	0,3	0,8
3	63	40	1	220	110	10	0,4	14	0,4	0,4	1
4	40	25	1,6	110	35	10	0,4	9	0,3	0,5	1,25
5	40	16	0,63	110	35	10	0,4	10	0,4	0,3	1,25
6	40	25	0,63	110	35	6	0,4	8	0,5	0,2	1
7	25	16	1,6	110	35	6	0,4	11	0,6	0,25	1
8	25	16	1	110	35	6	0,4	9	0,4	0,35	1
9	25	16	1	220	35	10	0,4	7	0,3	0,45	0,63
10	63	25	1	220	35	10	0,4	12	0,5	0,25	0,8
11	63	25	2,5	110	35	10	0,4	13	0,6	0,4	1,25
12	40	25	2,5	110	35	6	0,4	8	0,6	0,3	0,5
13	40	16	1,6	220	110	10	0,4	5	0,3	0,2	0,5
14	16	10	0,63	110	35	6	0,4	7	0,8	0,25	1,25
15	16	10	0,63	110	35	6	0,4	6	0,6	0,45	0,8
16	63	40	0,4	110	35	6	0,4	16	0,7	0,5	0,8
17	40	25	1,6	110	35	10	0,4	17	0,6	0,4	0,63
18	25	16	1	220	110	10	0,4	10	0,5	0,35	0,63
19	25	16	1	220	110	10	0,4	11	0,8	0,2	0,8
20	25	10	0,63	110	110	10	0,4	12	0,4	0,15	0,8
21	40	25	1,6	110	35	6	0,4	14	0,5	0,45	1
22	25	16	1	110	35	10	0,4	9	0,7	0,35	1
23	16	10	0,63	110	35	6	0,4	8	0,6	0,5	1
24	63	25	1,6	110	35	6	0,4	12	0,5	0,4	1,25
25	40	25	1,6	220	110	10	0,4	15	0,4	0,3	0,8
26	25	16	1	220	35	10	0,4	13	0,55	0,4	1
27	16	10	1	110	35	6	0,4	17	0,45	0,2	1
28	25	16	0,63	110	35	10	0,4	9	0,65	0,25	0,8
29	40	25	1	110	35	10	0,4	8	0,6	0,35	0,8
30	63	40	1,6	110	35	10	0,4	11	0,4	0,2	1

## 6. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

Работа электрических аппаратов без повреждений может быть обеспечена только при правильном выборе их по условиям работы в длительном режиме при максимальной нагрузке и в режиме короткого замыкания в сети [19].

Согласно [21], электрические аппараты необходимо выбирать по каталогам, исходя из условий нормального режима. Выбранные аппараты затем следует проверить по режиму максимальных токов КЗ для точек, где предполагается установка того или иного аппарата.

### 6.1. Выбор выключателей

Выключатели выбирают [18]:

1. По напряжению.

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (6.1)$$

где  $U_{\text{уст}}$  – напряжение сети, где предполагается установка выключателя;  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение выключателя (по каталогу).

2. По длительному току.

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (6.2)$$

где  $I_{\text{раб.макс}}$  – максимальный рабочий ток;  $I_{\text{ном}}$  – номинальный ток выключателя (по каталогу).

Рабочий максимальный ток сети с двумя параллельно работающими трансформаторами можно определить с учетом допустимой перегрузки трансформатора на 40 % при отключении одного из трансформаторов:

$$I_{\text{раб макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}. \quad (6.3)$$

Рабочий максимальный ток сети с двумя параллельно работающими линиями определяется с учетом возможности передать всю мощность по одной линии при отключении другой:

$$I_{\text{раб макс}} = 2 \cdot I_{\text{ном}}. \quad (6.4)$$

Рабочий максимальный ток цепи генератора определяется:

$$I_{\text{раб макс г}} = \frac{P_{\text{ном.г}}}{\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{\text{ном.г}} \cdot 0,95}, \quad (6.5)$$

где  $P_{\text{ном.г}}$  – номинальная активная мощность генератора;  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности генератора;  $U_{\text{ном.г}}$  – номинальное напряжение на выводах генера-

тора; 0,95 – коэффициент, учитывающий возможность выдачи генератором номинальной мощности при понижении напряжения на его выводах на 5 %.

### 3. По отключающей способности.

При времени срабатывания выключателя более 0,08 с и питании электроустановки от энергосистемы проверять выключатели по отключающей способности можно без учета апериодической составляющей тока КЗ [3]:

$$I_{nt} \leq I_{\text{откл.ном}}, \quad (6.6)$$

где  $I_{nt}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент  $t$  начала расхождения дугогасительных контактов;  $I_{\text{откл.ном}}$  – номинальный ток отключения выключателя (по каталогу).

Выключатели проверяют:

#### 1. На электродинамическую устойчивость к токам КЗ:

а) по действующему значению тока

$$I'' \leq I_{\text{пр.с}}, \quad (6.7)$$

где  $I''$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ;  $I_{\text{пр.с}}$  – действующее значение предельного сквозного тока КЗ (по каталогу);

б) по амплитудному значению тока

$$i_y \leq i_{\text{пр.с}}, \quad (6.8)$$

где  $i_y$  – ударный ток КЗ;  $i_{\text{пр.с}}$  – амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

#### 2. На термическую устойчивость к токам КЗ по тепловому импульсу:

$$B_k = I_t^2 \cdot t_t, \quad (6.9)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс по расчету;  $I_t$  – допустимый ток термической стойкости выключателя (по каталогу);  $t_t$  – время термической стойкости выключателя при протекании тока  $I_t$ .

Для электрических сетей тепловой импульс от тока КЗ можно определить по выражению

$$B_k = I_t^2 \cdot \tau_t, \quad (6.10)$$

где

$$\tau_t = t_{\text{пв}} + t_{\text{рз}}; \quad (6.11)$$

$t_{\text{пв}}$  – полное время отключения выключателя по каталогу (время с момента подачи импульса на отключение до полного погасания дуги);  $t_{\text{рз}}$  – время действия релейной защиты (при учебном проектировании это время можно принять равным 0,1 с).

## 6.2. Выбор разъединителей

Разъединители предназначены для создания видимого разрыва в высоковольтных сетях при выводе электрооборудования в ремонт. Разъединители включают и отключают без нагрузки (предварительно цепь должна быть отключена выключателем). В отдельных случаях разрешается разъединителями выполнение операций под напряжением, что строго регламентируется Правилами технической эксплуатации.

Разъединители выбирают так же, как высоковольтные выключатели, но не проверяют на отключающую способность.

## 6.3. Выбор выключателей нагрузки

Выключатели нагрузки предназначены для отключения и включения токов нагрузки до 400 А в сетях 6–10 кВ, но не отключают токи КЗ (поэтому последовательно с ними устанавливаются предохранители).

Выключатели нагрузки выбирают:

1. По напряжению, формула (6.1).
2. По току, формула (6.2).
3. По отключающей способности

$$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{откл. ном}} \cdot \quad (6.12)$$

Выключатели нагрузки проверяют:

1. На электродинамическую устойчивость к токам КЗ:
  - а) по действующему значению тока, формула (6.7);
  - б) по амплитудному значению тока, формула (6.8).
2. На термическую устойчивость к токам КЗ, формула (6.9).

## 6.4. Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

Трансформаторы тока и напряжения служат для подключения измерительных приборов и устройств релейной защиты.

Трансформаторы тока выбирают:

1. По напряжению, формула 6.1.
2. По току

$$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{ном}} \cdot \quad (6.13)$$

Номинальный ток первичной  $I_{\text{ном}}$  должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности.

## 3. По конструкции и классу точности.

Если к трансформаторам тока подключаются приборы денежного расчета (счетчики), то трансформатор должен работать в классе точности 0,5.

Трансформаторы тока проверяют:

## 1. На электродинамическую устойчивость:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot \kappa_d \cdot I_{1\text{ннo}} \quad (6.14)$$

или

$$I'' \leq I_{\text{дин}} \quad (6.15)$$

где  $\kappa_d$  – кратность динамической устойчивости по каталогу;  $I_{1\text{нoм}}$  – номинальный ток первичной обмотки;  $I_{\text{дин}}$  – ток динамической стойкости по каталогу.

## 2. На термическую устойчивость:

$$B_k \leq (\kappa_t \cdot I_{1\text{ннo}})^2 \cdot t_t, \quad (6.16)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс;  $\kappa_t$  – кратность термической устойчивости по каталогу;  $t_t$  – время термической устойчивости по каталогу. Если для трансформатора тока в справочнике указан ток  $I_t$ , проверку осуществляют по формуле (6.9).

## 3. На класс точности.

Проверка состоит в выборе сечений соединительных проводов приборов с трансформаторами тока такими, чтобы суммарная нагрузка вторичной обмотки трансформатора не превышала допустимую в выбранном классе точности:

$$z_2 \leq z_{2\text{ннo}}, \quad (6.17)$$

где  $z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;  $z_{2\text{нoм}}$  – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей несоизмеримо меньше активного, поэтому им пренебрегают, то есть

$$z_2 = r_2. \quad (6.18)$$

Вторичная нагрузка  $r_2$  состоит из сопротивления приборов ( $r_{\text{приб}}$ ) и переходного сопротивления контактов ( $r_{\text{конт}}$ ):

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}. \quad (6.19)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ннo}}^2}, \quad (6.20)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами;  $I_{2\text{ном}}$  – вторичный номинальный ток трансформатора тока (1 или 5 А).

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} \leq z_{2\text{нно}} = r_{2\text{нно}}, \quad (6.21)$$

отсюда

$$r_{\text{пров}} = r_{2\text{нно}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}}. \quad (6.22)$$

Зная  $r_{\text{пров}}$ , можно определить сечение соединительных проводов:

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (6.23)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода. Для алюминиевых проводов  $\rho_{\text{ал}} = 0,0283$  Ом·мм<sup>2</sup>/м; медных –  $\rho_{\text{м}} = 0,0175$  Ом·мм<sup>2</sup>/м (для подстанций с высшим напряжением 220 кВ и выше);  $l_{\text{расч}}$  – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока. Возможные схемы соединения трансформаторов тока приведены на [рис. 6.1](#).

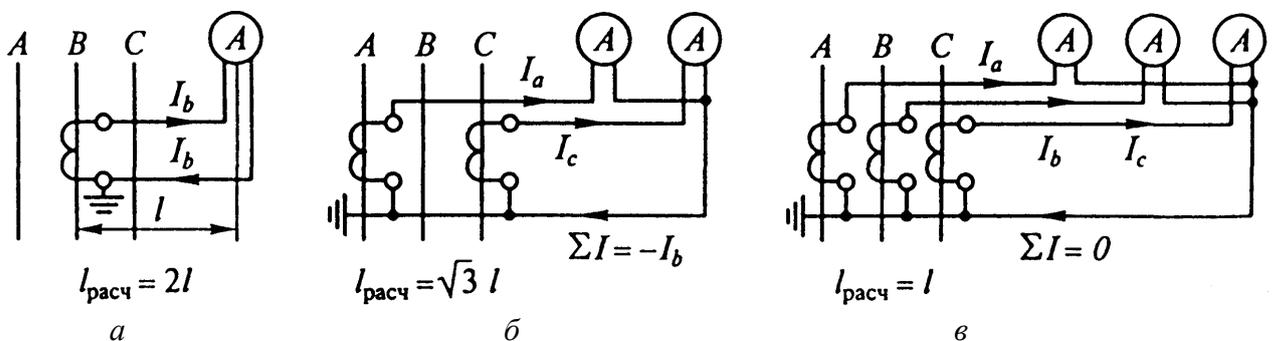


Рис. 6.1. Схемы соединения измерительных трансформаторов тока и приборов: а – включение в одну фазу; б – включение в неполную звезду; в – включение в полную звезду

Фактическое расстояние  $l$  от приборов до трансформаторов тока зависит от напряжения электроустановки и местных условий. Ориентировочно при учебном проектировании его можно принять следующим: а) линии 330–500 кВ – 150–175 м; б) линии 110 кВ – 75–100 м; в) линии 35 кВ – 60–75 м; г) линии 6–10 кВ – 4–6 м. Для подстанций указанные длины снижают на 15–20 % [17].

Перечень приборов, устанавливаемых на подстанции в зависимости от напряжения и типов линий, приведен в [табл. 6.1](#), технические данные приборов приведены в [табл. 6.2](#).

Трансформаторы напряжения выбирают:

1. *По напряжению*, формула (6.1).

2. *По конструкции и классу точности*. При подключении к трансформаторам напряжения счетчиков, они должны работать в классе точности 0,5.

Трансформаторы напряжения проверяют:

*на класс точности*

$$S_2 \leq S_{2\text{ном}}, \quad (6.24)$$

где  $S_{2\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора в выбранном классе точности, при этом следует иметь ввиду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника – удвоенную мощность одного трансформатора;  $S_2$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А.

## 6. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

### 6.4. Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

Таблица 6.1

Контрольно-измерительные приборы на подстанциях

№ п/п	Цепь	Место установки приборов	Перечень приборов	Примечания
1	2	3	4	5
1	Понижающего двухобмоточного трансформатора	ВН НН	– Амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии	1. Ваттметр – только для трансформаторов 110 кВ и выше. 2. Варметр – только для трансформаторов 220 кВ и выше. 3. Если поток мощности через трансформатор может меняться, то устанавливаются ваттметры и варметры с двусторонней шкалой и два счетчика со стопорами. 4. На трансформаторах с расщепленной обмоткой НН, а также на присоединенных к шинам 6 –10 кВ через двоянный реактор приборы устанавливаются в каждой цепи НН.
2	Трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора	ВН СН  НН	Амперметр Амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии То же	То же
3	Синхронного компенсатора	Статор  Ротор	Амперметр, вольтметр, варметр с двусторонней шкалой, счетчики реактивной энергии со стопорами Амперметр, вольтметр	–



## 6. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

### 6.4. Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

Продолжение табл. 6.1

1	2	3	4	5
4	Сборных шин 6, 10, 35 кВ	На каждой секции или системе шин	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений	На транзитной подстанции на шинах 35 кВ устанавливается регистрирующий вольтметр, если шины подстанции являются контрольными точками по напряжению в системе
5	Сборных шин 110–220 кВ	То же	Вольтметр с переключателем на три междуфазных напряжения и регистрирующий вольтметр; осциллограф на транзитных подстанциях, фиксирующий прибор ( $U_0$ )	То же
6	Сборных шин 330 кВ и выше	То же	То же, что и по п. 5, и регистрирующий частотомер	На подстанции, где требуется точная ручная синхронизация, устанавливается колонка синхронизации
7	Секционного, шиносоединительного выключателей	–	Амперметр	–
8	Обходного выключателя	–	Амперметр, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, расчетные счетчики и фиксирующий прибор	–
9	Трансформатора собственных нужд	ВН НН	– Амперметр, расчетный счетчик активной энергии	–
10	Дугогасительного реактора	-	Регистрирующий амперметр	–



## 6. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

### 6.4. Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

Окончание табл. 6.1

1	2	3	4	5
11	Линии 6–10 кВ	–	Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю	Если по счетчикам не ведется денежный расчет, то счетчик реактивной энергии не устанавливается
12	Линии 35 кВ	–	Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии	То же
13	Линии 110–220 кВ	–	Амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях	1. Для линий с пофазным управлением устанавливаются три амперметра. 2. На линиях с двусторонним питанием ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, два счетчика активной энергии со стопорами
14	Линии 330–750 кВ	–	Амперметр в каждой фазе, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, осциллограф, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, датчики активной и реактивной мощности	На линиях межсистемной связи устанавливаются счетчики активной энергии со стопорами



## Щитовые электроизмерительные приборы

Прибор	Тип	Потребляемая мощность/ число катушек		cosφ	sinφ
		напряжения	тока		
Амперметр	Э351	–	0,5/1	1	0
	Э350	–	0,5/1	1	0
	Э377	–	0,1/1	1	0
Вольтметр	Э350	3/1	–	1	0
	Э351	3/1	–	1	0
	Э377	2/1	–	1	0
Ваттметр	Д365	1,5/2	0,5/2	1	0
Варметр	Д365	1,5/2	0,5/2	1	0
Счетчик активной энергии	И680	2,3/2	2,5/2	0,38	0,925
Счетчик реактивной энергии	И673	2,3/2	2,5/2	0,38	0,925

Вторичную нагрузку трансформаторов напряжения определяют по формуле

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{\text{приб}})^2 + (\sum Q_{\text{приб}})^2} = \quad , \quad (4.25)$$

$$= \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2}$$

где  $\sum P_{\text{приб}}$ ,  $\sum Q_{\text{приб}}$ ,  $\sum S_{\text{приб}}$  – суммарная активная, реактивная и полная мощности присоединенных приборов, соответственно.

При подсчете вторичной нагрузки трансформатора напряжения надо помнить, что к нему подключаются катушки напряжения не только приборов, устанавливаемых на сборных шинах подстанции, но и всех отходящих от одной секции сборных шин линий.

На электродинамическую устойчивость трансформаторы напряжения не проверяют.

### 6.5. Выбор плавких предохранителей на напряжение выше 1000 в

В электрических сетях высоковольтные предохранители применяют для защиты силовых трансформаторов и измерительных трансформаторов напряжения.

На напряжении 10 кВ понижающих подстанций устанавливают предохранители типов ПК (с кварцевым наполнителем), а на напряжении 35 или 110 кВ – предохранители типов ПСН (стреляющие). Для защиты со стороны

высшего напряжения трансформаторов напряжения применяют предохранители ПКТ.

Предохранители для защиты трансформаторов выбирают:

1. По напряжению, формула (6.1).
2. По номинальному току ( $I_{\text{ном.пр}}$ ), формула (6.2).
3. По отключающей способности, формула (6.6).
4. По номинальному току плавкой вставки, ( $I_{\text{в.ном}}$ ).

$$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{в.ном}} \cdot \quad (6.26)$$

Плавкие вставки предохранителей выбирают с учетом отстройки их от бросков намагничивающего тока трансформатора. Рекомендуемые ПУЭ значения номинальных токов плавких вставок предохранителей в зависимости от мощности трансформаторов 10/0,4 кВ приведены в [табл. 6.3](#).

Выбранные по [табл. 6.3](#) плавкие вставки необходимо проверить на селективность защиты со стороны 0,4 кВ. Необходимо обеспечить селективность защиты со стороны высокого напряжения с предохранителями или автоматическими выключателями ввода 0,4 кВ или, по крайней мере, с отходящими линиями 0,4 кВ.

Таблица 6.3

Номинальные токи плавких вставок предохранителей  
для защиты трансформаторов 10/0,4 кВ

Номинальная мощность	Номинальный ток трансформатора на стороне 10 кВ, А	Номинальный ток плавкой вставки предохранителя, А
25	1,44	5
40	2,31	8
63	3,64	10
100	5,77	16
160	9,25	20
250	14,5	40(32)
400	23,1	50
630	36,1	80
1000	57,8	100
1600	92,5	150
2500	144,5	200

Проверка вставки на селективность с аппаратами защиты ввода 0,4 кВ выполняется в общем случае сопоставлением их характеристик на карте селективности защит.

Для трансформаторов 10/0,4 кВ карту селективности можно не строить, а выполнить следующие условия. Селективность будет обеспечена, если

$$t_{\text{в}} \geq \frac{t_{\text{с.з}} + \Delta t}{K_{\text{п}}}, \quad (6.27)$$

где  $t_{\text{в}}$  – время плавления плавкой вставки предохранителя при КЗ на стороне 0,4 кВ, с;  $t_{\text{с.з}}$  – полное время срабатывания защиты со стороны 0,4 кВ, с которой осуществляется согласование предохранителя,  $t_{\text{с.з}} = 0,02 \pm 0,01$  с – для электромагнитных расцепителей автоматов с учетом разброса срабатывания,  $t_{\text{с.з}}$  для предохранителей определяется по ампер-секундной характеристике;  $\Delta t$  – минимальная ступень селективности, принимается для автоматов – 0,3 с, для предохранителей – 0,6 с;  $K_{\text{п}}$  – коэффициент приведения каталожного времени плавления плавкой вставки и времени ее разогрева,  $K_{\text{п}}$  принимается равным 0,9.

Если выбранная плавкая вставка не обеспечивает требуемое  $t_{\text{в}}$ , то следует принять плавкую вставку на больший номинальный ток, при котором требуемое время плавления будет обеспечено, но в этом случае необходимо сделать проверку по допустимому времени протекания тока КЗ  $t_{\text{к}}$  в трансформаторе по условию его термической стойкости.

Проверка осуществляется по условию

$$t_{\text{в}} \leq t_{\text{к}} \leq 5. \quad (6.28)$$

Допустимое время протекания тока КЗ в трансформаторе определяется по формуле

$$t_{\text{к}} = \frac{900 \cdot I_{\text{НОМ.Т}}^2}{I_{\infty}^2} = \frac{900}{k^2}, \quad (6.29)$$

где  $k$  – отношение установившегося тока КЗ к номинальному току трансформатора.

Во всех случаях  $t_{\text{к}}$  не должно превышать 5 с.

Выбор плавких вставок предохранителей на стороне 35–110 кВ трансформаторных подстанций 35/10, 110/10 или 35/0,4 кВ осуществляется аналогично, но вместо [таблицы 6.3](#) номинальный ток плавкой вставки выбирают согласно директивным материалам с учетом отстройки от бросков намагничивающего тока трансформатора по выражению

$$I_{\text{в.НОМ}} \geq 2I_{\text{НОМ.Т}}. \quad (6.30)$$

Затем проверяют вставку на селективность работы с ближайшей защитой с низкой стороны:

$$I_{\text{к.расч}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{т}} \cdot I_{\infty, \text{н}}}, \quad (6.31)$$

где  $I_{к,расч}$  – расчетный ток на стороне высшего напряжения трансформатора при КЗ на стороне низшего напряжения;  $K_n$  – коэффициент надежности, учитывающий разброс ампер-секундных характеристик предохранителей и необходимый запас;  $K_T$  – коэффициент трансформации трансформатора;  $I_{∞,н}$  – установившийся ток КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора.

По току  $I_{к,расч}$  на ампер-секундной характеристике предохранителя определяют время перегорания плавкой вставки  $t_v$ . Затем сравнивают это время с временем срабатывания защиты с низкой стороны трансформатора  $t_{с.з.}$ . Если степень селективности  $\Delta t = t_v - t_{с.з.} < 0,6$ , то выбирают плавкую вставку на больший номинальный ток.

На [рис. 6.2](#), [рис. 6.3](#) приведены ампер-секундные характеристики плавких предохранителей типов ПК и ПСН.

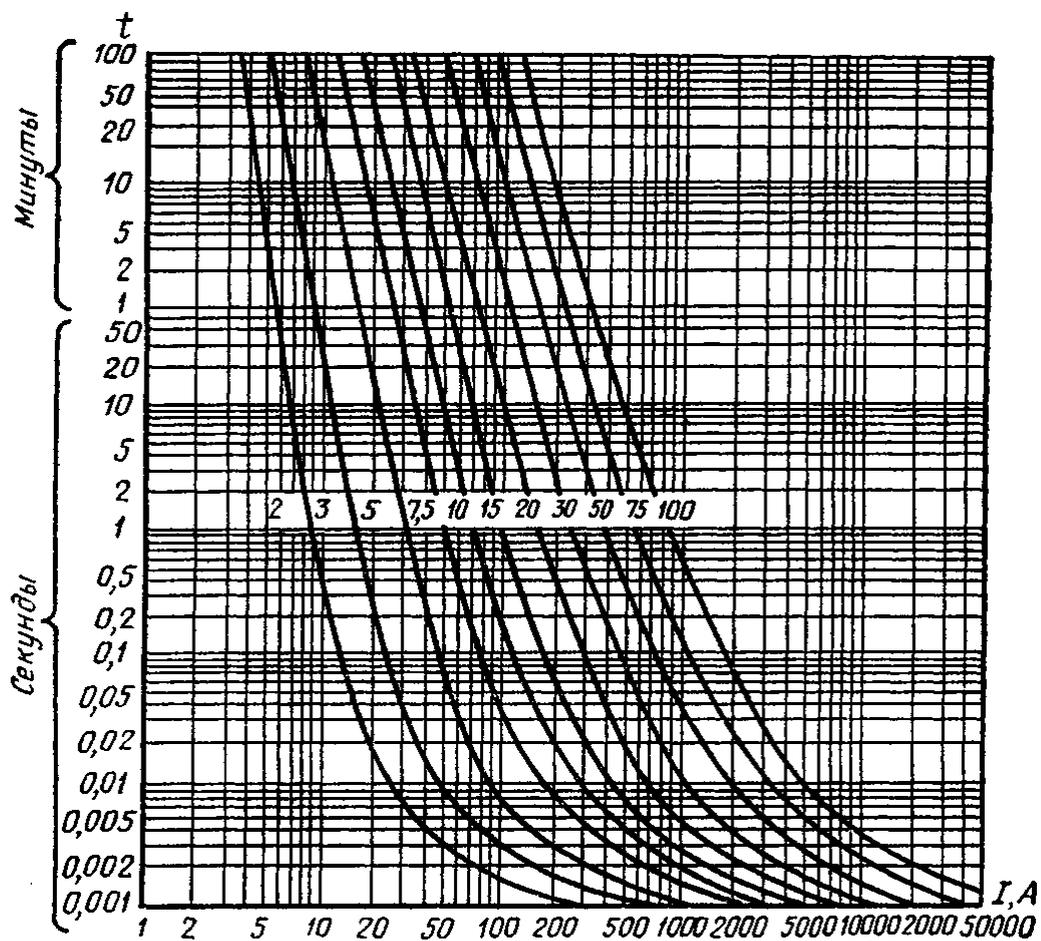


Рис. 6.2. Ампер-секундные характеристики предохранителей типа ПК

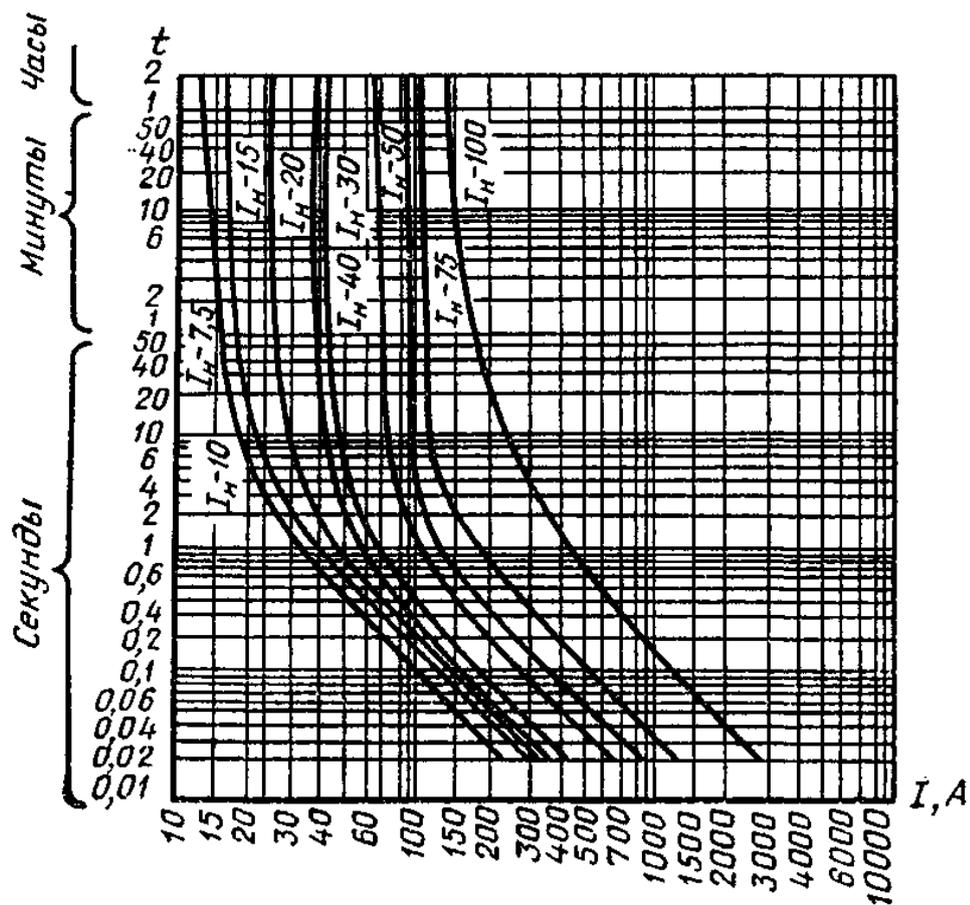


Рис. 6.3. Ампер-секундные характеристики предохранителей типа ПСН

Технические данные предохранителей приведены в [табл. 6.4](#).

Таблица 6.4

Технические характеристики предохранителей

Тип высоковольтного предохранителя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток плавких вставок, А	Максимальная отключающая (трехфазная) мощность, кА	Минимальный отключаемый ток (кратность к номинальному), А
1	2	3	4	5	6
Для внутренней установки					
ПК-6/30	6	30	2...30	200	Не ограничен
ПК-6/75	6	75	40...75	200	3
ПК-6/150	6	150	100,150	200	3
ПК-6/300	6	300	200,300	200	3
ПК-10/30	10	30	2...30	200	Не ограничен
ПК-10/50	10	50	40,50	200	3

Окончание таблицы 6.4

1	2	3	4	5	6
ПК-10/100	10	100	75,100	200	3
ПК-10/200	10	200	150,200	200	3
ПК-35/10	35	10	2...10	200	Не ограничен
ПК-35/20	35	20	15...20	200	3
ПК-35/40	35	40	30,40	200	3
Для наружной установки					
ПК-6Н/30	6	30	2...30	200	Не ограничен
ПК-10Н/30	10	30	2...30	200	Не ограничен
ПК-20Н/10	20	10	2...7,5	100	Не ограничен
ПВ(ПСН)-10	10	100	7,5...100	200	Не ограничен
ПВ(ПСН)-35	35	100	7,5...100	500	Не ограничен
ПВ(ПСН)-110	110	50	7,5...50	750	Не ограничен

Примечание. Шкала номинальных токов плавких вставок высоковольтных предохранителей: 2; 3; 5; 7,5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300 А.

Величину  $t_{пр}$  при действительном времени  $\tau_t < 5$  с находят по кривым зависимости  $t_{пр} = f(\beta'')$ , [рис. 4.4](#), где

$$\beta'' = I'' / I_{\infty} . \quad (6.32)$$

При действительном времени  $\tau_t > 5$  с величина  $t_{пр} = t_{п5} + (\tau_t - 5)$ , где  $t_{п5}$  приведенное время для  $\tau_t = 5$  с.

Приведенное время апериодической составляющей

$$t_{па} = 0,005(\beta'')^2 . \quad (6.33)$$

При действительном времени  $\tau_t < 1$  с величина  $t_{па}$  не учитывается.

Выбор реакторов, шин, изоляторов в данном пособии не рассматривается.

**Пример 6.1.** Для условий [примера 5.1](#) (см. схему на [рис. 5.5, а](#)) выбрать высоковольтное оборудование на подстанциях 35/10 и 10/0,4 кВ. Результаты расчета токов КЗ приведены в [табл. 5.5](#).

**Решение.** 1. Для выбора электрооборудования рассчитываем токи, А, нормального режима работы сети:

$$I_{раб.Л1} = \frac{S_{ном.Т2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{10000}{1,73 \cdot 35} = 165,1; \quad I_{раб.Л2} = \frac{S_{ном.Т3}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1000}{1,73 \cdot 10} = 57,8;$$

$$I_{раб.Л3} = \frac{S_{ном.СД}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1000}{1,73 \cdot 10} = 57,8.$$

2. Выбор электрооборудования проводим в табличной форме.

В [табл. 6.5](#) приведен выбор выключателей и разъединителей, устанавливаемых на высокой стороне подстанции 35/10 кВ.

В [табл. 6.6](#) – выбор выключателей и разъединителей, устанавливаемых на низкой стороне подстанции 35/10 кВ.

В [табл. 6.7](#) выбор измерительных трансформаторов тока, устанавливаемых на стороне 10 кВ. Перечень приборов, потребляемая мощность и распределение вторичной нагрузки трансформатора тока, соответствующие [рис. 6.1](#), приведены в [табл. 6.8](#).

Из [табл. 6.8](#) видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

**Задание 6.1.** Выбрать высоковольтное оборудование на ГПП и цеховой ТП по условиям и результатам расчета [задания 5.1](#).

Общее сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6}{5^2} = 0,24.$$

Допустимое сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = r_{2\text{нно}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,24 - 0,05 = 0,11.$$

Для подстанции 35/10 кВ применяем контрольный кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина 50 м, трансформаторы соединены в полную звезду, поэтому  $l_{\text{расч}} = l$ , тогда сечение, мм<sup>2</sup>:

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{0,11} = 12,86.$$

Принимаем три контрольных кабеля АКРВГ с жилами сечения 6 мм<sup>2</sup>. Фактическое сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров.ф}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{F} = \frac{0,0283 \cdot 50}{6 \cdot 3} = 0,079.$$

Фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом:

$$r_{2\text{ф}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров.ф}} + r_{\text{конт}} = 0,22 + 0,079 + 0,05 = 0,349.$$

Таблица 6.5

Выбор выключателей и разъединителей на  $U=35$  кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВБЭК-35	Разъединитель
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$ 2. $I_{раб\ max} \leq I_{ном}$ 3. $I_{пт} \leq I_{откл.ном}$ 4. $I'' \leq I_{пр.с}$ 5. $i_y \leq i_{пр.с}$ 6. $B_{\kappa} \leq I_{\tau}^2 t_{\tau}$	$U_{уст} = 35$ кВ $I_{раб\ max} = 1,4 \cdot 165,1 = 231,14$ А $I_{пт} = 3,98$ кА $I'' = 3,98$ кА $i_y = 6,96$ кА $B_{\kappa} = 3,98^2(0,1+0,1) = 3,168$ кА <sup>2</sup> ·с	$U_{ном} = 35$ кВ $I_{ном} = 630$ А $I_{откл.ном} = 25$ кА $I_{пр.с} = 63$ кА $i_{пр.с} =$ $I_{\tau}^2 t_{\tau} =$	$U_{ном} = 35$ кВ $I_{ном} =$ – – $i_{пр.с} =$ $I_{\tau}^2 t_{\tau} =$

Таблица 6.6

Выбор выключателей и разъединителей на  $U=10$  кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель	Разъединитель
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$ 2. $I_{раб\ max} \leq I_{ном}$ 3. $I_{пт} \leq I_{откл.ном}$ 4. $I'' \leq I_{пр.с}$ 5. $i_y \leq i_{пр.с}$ 7. $B_{\kappa} \leq I_t^2 t_t$	$U_{уст} = 10$ кВ $I_{раб\ max} = 1,4 \cdot 115,6 = 161,84$ А $I_{пт} = 5,01$ кА $I'' = 5,01$ кА $i_y = 12,71$ кА $B_{\kappa} = 5,01^2(0,1+0,1) = 5,02$ кА <sup>2</sup> ·с	$U_{ном} = 10$ кВ $I_{ном} =$ $I_{откл.ном} =$ $I_{пр.с} =$ $i_{пр.с} =$ $I_t^2 t_t =$	$U_{ном} = 10$ кВ $I_{ном} =$ – – $i_{пр.с} =$ $I_t^2 t_t =$

Таблица 6.7

#### Выбор трансформаторов тока

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТОЛ-10
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$ 2. $I_{раб\ max} \leq I_{ном}$ 3. $I'' \leq I_{дин}$ 4. $B_k = I_t^2 \cdot t_t$	$U_{уст} = 10\text{ кВ}$ $I_{раб\ max} = 161,84\text{ А}$ $I'' = 5,01\text{ кА}$ $B_k = 5,02\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10\text{ кВ}$ $I_{ном} = 200\text{ А}$ $I_{дин} = 52\text{ кА}$ $I_t^2 t_t = 17,5^2 \cdot 1 = 306\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 6.8

#### Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Приборы	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э351	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д365	0,5	–	0,5
Счетчик активной энергии	И680	2,5	–	2,5
Счетчик реактивной энергии	И673	2,5	–	2,5
Итого:		6,0	0,5	6,0

## 6. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

### 6.5. Выбор плавких предохранителей на напряжение выше 1000 в

Таблица 6.9

Выбор измерительных трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ подстанции

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные НАМИ-10
$U_{уст} \leq U_{ном}$ $S_2 \leq S_{2\text{ ном}}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $S_2 = \sqrt{25,49^2 + 25,53^2} = 36,07 \text{ ВА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $S_{2\text{ ном}} = 120 \text{ ВА}$

Таблица 6.10

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	Cos φ	Sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, квар
Вольтметр	Э350	3	1	1	0	3	9	0
Счетчик активной энергии	И680	2,3	2	0,38	0,925	3	5,244	12,765
Счетчик реактивной энергии	И673	2,3	2	0,38	0,925	3	5,244	12,765
Ваттметр	Д365	1,5	2	1	0	1	3	–
Варметр	Д365	1,5	2	1	0	1	3	–
Итого:							25,49	25,53

Таблица 6.11

Выбор высоковольтного предохранителя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ПК-10/100
$U_{уст} \leq U_{ном}$ $I_{раб\ max} \leq I_{ном}$ $I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{раб\ max} = 1,4 \cdot 57,8 = 80,92 \text{ А}$ $I_{пт} = 4,15 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 100 \text{ А}$ $I_{ном.откл} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 10} = 11,56 \text{ кА}$



В [табл. 6.9](#) приведен выбор измерительных трансформаторов напряжения, устанавливаемых с низкой стороны трансформатора 35/10 кВ, а в [табл. 6.10](#) – перечень приборов, подключенных к трансформатору напряжения, причем учтено, что счетчики установлены в двух отходящих линиях 10 кВ и на выходе трансформатора.

В [табл. 6.11](#) приведен выбор высоковольтного предохранителя, устанавливаемого на подстанции 10/0,4 кВ для защиты силового трансформатора. (Рекомендуемые ПУЭ значения номинальных токов плавких вставок для этих предохранителей в зависимости от мощности трансформатора 10/0,4 кВ приведены в [табл. 6.3](#)).

Проверка плавкой вставки на селективность срабатывания с автоматами, установленными на стороне 0,4 кВ подстанции, осуществляется следующим образом.

По [рис. 6.2](#) определяется время плавления плавкой вставки при коротком замыкании на стороне 0,4 кВ (ток КЗ в точке К4 определен в [примере 5.2](#)). Для этого ток  $I_{к.К4}$  приводим к напряжению 10 кВ, кА

$$I'_{к.К4} = I_{к.К4} \cdot K_T = 11,65 \cdot \frac{0,4}{10,5} = 0,44.$$

По току  $I'_{к.К4}$  по ампер-секундной характеристике плавкого предохранителя на 100 А ([рис. 6.2](#)) определяем время плавления плавкой вставки  $t_B \approx 14$  с.

Сравниваем полученное время со временем, вычисленным по формуле, с

$$t_B \geq \frac{t_{с.з} + \Delta t}{K_n} = \frac{0,02 + 0,6}{0,9} = 0,69.$$

Условие выполняется ( $14 > 0,69$ ).

## 7. ЦЕХОВОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

### 7.1. Выбор схемы цеховой электрической сети

Основные требования, предъявляемые к внутрицеховым электросетям, заключаются в обеспечении [8]:

- надежность;
- удобство и безопасность в эксплуатации;
- оптимальные технико-экономические показатели;
- гибкость, то есть возможности легко вносить изменения в сеть при изменении количества электроприемников.

Внутрицеховые питающие цеховые сети могут выполняться как магистральными, так и радиальными. Каждый вид прокладки сети имеет свою предпочтительную область применения.

Магистральные схемы обеспечивают высокую надежность электроснабжения, обладают универсальностью и гибкостью. Поэтому их применение рекомендуется во всех случаях, если этому не препятствуют территориальное расположение нагрузок, условия среды и технико-экономические показатели.

Радиальные схемы обеспечивают высокую надежность электроснабжения. Однако они требуют больших затрат на электрооборудование и монтаж, чем магистральные схемы. Они предназначены для питания небольших групп приемников электроэнергии, расположенных в различных местах цеха. Радиальные схемы электроснабжения применяют в тех случаях, когда невозможно применить магистральные схемы.

Распределение электроэнергии к отдельным потребителям при радиальных схемах осуществляют самостоятельными линиями от силовых пунктов, располагаемых в центре электрических нагрузок данной группы потребителей.

На практике обычно применяют смешанные схемы в зависимости от характера производства, окружающей среды, расположения электроприемников.

### 7.2. Конструктивное выполнение цеховых сетей

В зависимости от принятой схемы электроснабжения и условий окружающей среды цеховые электрические сети выполняют шинпроводами, кабельными линиями и проводами.

Магистральные сети выполняют открытыми, защищенными или закрытыми шинпроводами.

Для главных магистралей используются комплектные шинпровода типов ШМА, технические характеристики их приведены в [табл. 7.1](#) [8].

Таблица 7.1

Технические характеристики комплектных магистральных шинопроводов для сетей с глухозаземленной нейтралью напряжением до 660 В, частотой 50–60 Гц

Характеристики	Тип шинопровода			
	ШМА73УЗ	ШМА73ПУЗ	ШМА68-НУЗ	
Номинальный ток, А	1600	1600	2500	4000
Электродинамическая стойкость (амплитудное значение), кА, не менее	70	90	70	100
Термическая стойкость, КА	20	35	35	50
Сопротивление на фазу, Ом/км:				
активное при температуре шин 20 °С	0,031	0,031	0,02	0,013
индуктивное	0,022	0,022	0,02	0,015
Сопротивление петли фазануль (полное), Ом/км	0,016	0,016	–	–
Линейная потеря напряжения на 100 м при номинальном токе (нагрузка сосредоточена в конце линии, $\cos \varphi=0,8$ ), В	11,5	11,5	13,5	16,5
Сечение секции (ширина×высота), мм	300×160	300×160	444×215	444×295
Степень защиты	1P20	1P20	1P20	1P20
Максимальное расстояние между точками крепления, м:				
На трассах, составленных из прямых секций длиной выше 1,5 м	6	6	–	–
в других случаях	5	5	3	3
Типы автоматических выключателей, установленных в ответвительных секциях	A3734C, 400 А, 660 В; A3744C, 630 А, 660В, A3736Ф, 400 А, 380 В; A3736Ф, 630 А, 380 В	–	–	–

*Примечания:* 1. Шинопровод ШМА73 заменен на ШМА16 на тот же номинальный ток. 2. Номинальный ток шинопроводов ШМА4: 1250, 1600, 2500 и 3200 А.

Распределительные магистрали выполняют комплектными шинопроводами серий ШРА (с алюминиевыми шинами) и ШРМ (с медными шинами). Технические характеристики приведены в [табл. 7.2](#).

Технические характеристики  
 комплектных распределительных шинопроводов  
 для сетей с глухозаземленной нейтралью  
 напряжением до 380/220 В, частотой 50–60 Гц

Характеристики	Тип шинопровода			
	ШРА73УЗ		ШРМ73 УЗ	
Номинальный ток, А	250	400	630	100
Электродинамическая стойкость (амплитудное значение), кА, не менее	15	25	35	10
Термическая стойкость, кА	7	10	14	7
Сопротивление на фазу, Ом/км:				
активное	0,21	0,15	0,10	–
индуктивное	0,21	0,17	0,13	–
Линейная потеря напряжения, В, на длине 100 м при номинальном токе, $\cos \varphi=0,8$ и равномерно распределенной нагрузке	6,5	8	8,5	–
Сечение, мм	260×80	284×95	284×125	70×80
Степень защиты	1P32	1P32	1P32	1P32
Максимальное расстояние между точками крепления, м, не более:				
при креплении на стойках	6	6	6	3
на других конструкциях	3	3	3	3
Типы коммутационно-защитной аппаратуры в ответвительных коробках:				
предохранители	ПН2-100	ПН2-100	ПН2-100	На ток 25А
автоматические выключатели (ток, А)	A3710(160); A3120(100); AE2050(100)	A3710(160); A3720(250); A3120(100); AE2050(100)	A3710(160); A3720(250); A3120(100); AE2050(100)	AE2033 (25)

*Примечание:* шинопровод ШРА73 заменен на ШРА4 на напряжение 660 В.

Кабели применяют в основном в радиальных сетях для питания мощных сосредоточенных нагрузок или узлов нагрузок. При прокладке кабелей внутри зданий их располагают открытым способом по стенам, колоннам, фермам и перекрытиям, в трубах, проложенных в полу и перекрытиях, каналах и блоках [20].

## 7.3. Выбор электрооборудования на напряжение до 1000 В

## 7.3.1. Выбор комплектных шинопроводов

Комплектные шинопроводы типа ШМА для главных магистралей выбирают по расчетному току силового трансформатора, к которому подключена магистраль.

Потери напряжения в главной магистрали определяют по формуле, %:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \Sigma I_p l \cdot 100}{U_{\text{ном}}} (r_{\text{уд}} \cos \varphi + x_{\text{уд}} \sin \varphi), \quad (7.1)$$

где  $\Sigma I_p l$  – сумма моментов токовых нагрузок шинопровода, А·км;  $r_{\text{уд}}$ ,  $x_{\text{уд}}$  – соответственно удельные активное и индуктивное сопротивления шинопровода, Ом/км.

Распределительные шинопроводы типа ШРА выбирают по расчетному току  $I_p$  из условия

$$I_p \leq I_{\text{ном}}, \quad (7.2)$$

где  $I_{\text{ном}}$  – номинальный ток шинопровода.

Потерю напряжения в распределительном шинопроводе с равномерной нагрузкой и расположением вводной секции в середине шинопровода определяют по формуле, %:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,5 I_p l \cdot 100}{U_{\text{ном}}} (r_{\text{уд}} \cos \varphi + x_{\text{уд}} \sin \varphi), \quad (7.3)$$

где  $I_p$  – расчетной ток ШРА;  $l$  – длина ШРА;  $r_{\text{уд}}$ ,  $x_{\text{уд}}$  – соответственно удельные активное и индуктивное сопротивления ШРА.

При расположении вводной коробки в начале шинопровода потерю напряжения определяют с учетом всей длины шинопровода.

Комплектные шинопроводы проверяют на электродинамическую стойкость по условию

$$i_y < i_{\text{у.доп}}, \quad (7.4)$$

где  $i_{у.доп}$  – допустимый ударный ток КЗ для данного типа шинпровода;  $i_y$  – расчетный ударный ток КЗ в начале шинпровода.

### 7.3.2. Выбор аппаратуры защиты в установках ниже 1000 В

К защитным устройствам в установках ниже 1000 В относятся плавкие предохранители и автоматические воздушные выключатели.

Плавкие предохранители – простейшие защитные аппараты. Основные типы: ПР – разборные с закрытой фибровой трубкой, без наполнителя; ПН2 – разборные с наполнителем (кварцевый песок); НПН – неразборные с наполнителем. Технические данные предохранителей типа НПН приведены в [табл. 7.3](#).

Автоматические выключатели с естественным воздушным охлаждением (автоматы) используются для защиты сети от перегрузок, коротких замыканий или снижений напряжения, а также для нечастых оперативных включений и отключений электродвигателей. Автоматические выключатели могут иметь различные защитные характеристики. Для выбора типа защиты необходимо определить рабочий ток линии на каждом участке сети.

Таблица 7.3

Технические данные предохранителей типов НПН и ПН2

Тип	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А		Номинальный ток отключения, кА (при напряжении 380 В)
		предохранителя	плавкой вставки	
НПН-60	500	60	6, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 60	10
ПН2-100	380, 220	100	30, 40, 50, 60, 80, 100	50
ПН2-250	380, 220	250	80, 100, 125, 150, 200, 250	40
ПН2-400	380, 220	400	200, 250, 300, 400	25
ПН2-600	380, 220	600	300, 400, 500, 600	25
ПН2-1000	380, 220	1000	500, 600, 750, 800, 1000	10

Наиболее современными являются автоматические выключатели серии ВА, предназначенные для замены устаревших АЗ1, АЗ7, АЕ, АВМ и «Электрон» [13]. Они имеют уменьшенные габариты, совершенные конструктивные узлы и элементы. Работают в сетях переменного и постоянного токов.

Основные технические данные автоматов даны в [табл. 7.4](#).

При защите проводов и кабелей плавкими предохранителями или автоматическими выключателями расчет электрической сети начинают с выбора плав-

ких вставок предохранителей или уставок автоматов, а затем определяют по условию срабатывания защитных автоматов сечение проводов и кабелей и проводят остальные расчеты (определяют потерю напряжения, токи КЗ и т. д.).

### 7.3.2.1. Выбор плавких вставок предохранителей

Номинальный ток плавкой вставки выбирается наибольшим из следующих условий:

1. Номинальный ток плавкой вставки должен быть больше рабочего тока защищаемого участка сети:

$$I_{\text{ном.вст}} \geq I_{\text{раб max}} \cdot \quad (7.5)$$

По этому условию выбираются плавкие вставки для защиты осветительных сетей. Для защиты электродвигателей этого условия недостаточно /8/.

2. При защите одиночного асинхронного электродвигателя плавкая вставка не должна срабатывать при пуске и самозапуске двигателя.

$$I_{\text{ном.вст}} \geq \frac{I_{\text{пуск}}}{\alpha}, \quad (7.6)$$

где  $\alpha$  – коэффициент, зависящий от условий пуска и типа электродвигателя. При защите двигателя с короткозамкнутым ротором и легкими условиями пуска (длительность не более 5 с) принимается 2,5; при тяжелых и частых пусках (длительность более 10 с, частота более 15 раз в час) принимается 1,6; при защите двигателей с фазным ротором – 0,9;  $I_{\text{пуск}}$  – пусковой ток электродвигателя.

$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{пуск}} I_{\text{ном.дв}}, \quad (7.7)$$

где  $K_{\text{пуск}}$  – кратность пускового тока электродвигателя по каталогу;  $I_{\text{ном.дв}}$  – номинальный ток электродвигателя, А.

$$I_{\text{ном.дв}} = \frac{P_{\text{ном.дв}}}{\sqrt{3} \cos \varphi_{\text{дв}} U_{\text{ном}} \eta}, \quad (7.8)$$

где  $P_{\text{ном.дв}}$  – номинальная мощность на валу электродвигателя по каталогу, кВт;  $\cos \varphi_{\text{дв}}$  – коэффициент мощности электродвигателя;  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение, кВ;  $\eta$  – коэффициент полезного действия электродвигателя.

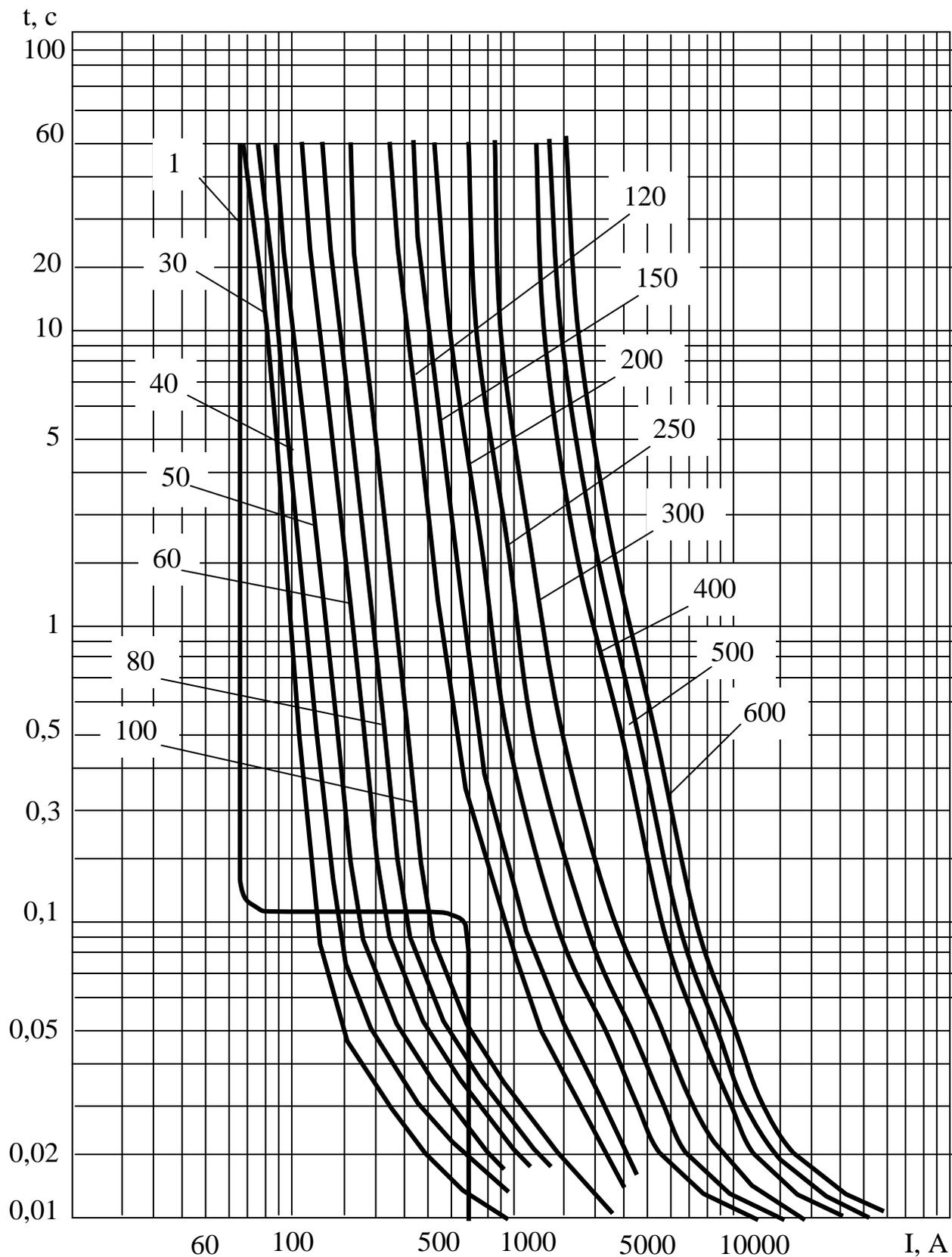


Рис. 7.1. Зависимость времени плавления от тока для предохранителя ПН-2.  
На кривых цифрами обозначены номинальные токи плавких вставок  
(кривая 1 – пусковая характеристика асинхронного двигателя)

## 7. ЦЕХОВОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

### 7.3. Выбор электрооборудования на напряжение до 1000 В

Таблица 7.4

Основные технические данные автоматических выключателей серии ВА

Тип	$U_{\text{ном}}$ , В	$I_{\text{ном}}$ , А	Число полюсов	Вид расцепителя максимального тока		Номинальные токи расцепителя, А	Уставка срабатывания расцепителя		Время срабатывания, с			Предельная отключающая способность, кА	Вид привода
				в зоне перегрузки	в зоне КЗ		в зоне перегрузки	в зоне КЗ	при токе $1,05 I_{\text{ном}}$	при токе $6 I_{\text{ном}}$	в зоне КЗ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ВА13-25	~1140	25	3			3,15; 5; 16; 25	-	7	-	-	-	1,5	-
ВА13-29	~660			Электромагнитный с гидравлическим замедлением срабатыв.	Электромагнитный	0,6; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2,2; 5; 3,15; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 32,5; 40; 50; 61	6; 12	3; 6; 12	-	-	-	6	-
	=440	63	2;3									10	
ВА16	~380	6,3-31,5	1	Тепловой		-	-	95-440	-	-	-	1	-

## 7. ЦЕХОВОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

### 7.3. Выбор электрооборудования на напряжение до 1000 В

Продолжение таблицы 7.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
BA19 (BA19-29)	~380	0,6–6,3	1; 2	Тепловой	Электромагнитный	0,6–63	-	2–10	-	-	-	1,2–6	-		
	=220							1,3–10	-	-	-	2–10	-		
BA22-27	~380	40	3; 2			0,3–4 (BA51-25) 5-25 (BA51Г-25)	1,2; 1,35	7; 10; 14	-	-	-	-	-	1	Электродвигательный
	=220													1,7–3	
BA51-25 BA51Г-25	~380	0,3–0,25	3											Для 100А 6,3-100 для 160А 80-160	1,2; 1,25; 1,35
	~660					1,2–3									
BA51	=220	100; 160	1; 2; 3			1,2; 1,25; 1,35	3; 6; 7	3; 7; 10	-	-	-	-	-	2–28	
	~660													1,5–12	



Для магистральных линий (питающих несколько нагрузок), а также для защиты сборок (щитков) при выборе плавких вставок должны соблюдаться следующие условия:

$$I_{\text{ном.вст}} \geq K_0 \sum_{i=1}^{i=n} I_{\text{раб } i}, \quad (7.9)$$

где  $K_0$  – коэффициент одновременности работы потребителей, принимается равным при числе потребителей меньше трех  $K_0=1$ ; при числе потребителей три и более  $K_0=0,9$ ;  $\sum_{i=1}^{i=n} I_{\text{раб } i}$  – сумма рабочих токов всех ( $n$ ) потребителей.

Для электродвигателей рабочий ток определяется по формуле

$$I_{\text{раб.дв}} = K_3 I_{\text{ном.дв}}, \quad (7.10)$$

где  $K_3$  – коэффициент загрузки электродвигателей по каталогу.

При защите магистральных линий, сборок, щитков к условию (7.9) добавляется условие несрабатывания плавкой вставки при полной нагрузке линии (сборки, щитка) и пуска наиболее мощного электродвигателя

$$I_{\text{ном.вст}} \geq K_0 \sum_{i=1}^{i=n-1} I_{\text{раб } i} + \frac{I_{\text{пуск max}}}{\alpha}, \quad (7.11)$$

где  $I_{\text{пуск max}}$  – пусковой ток наиболее мощного электродвигателя.

В выражении (7.11) необходимо учесть, что суммироваться должны рабочие токи всех потребителей, за исключением рабочего тока наиболее мощного электродвигателя, так как этот двигатель должен запуститься при остальных работающих.

Защитные аппараты надо выбирать с учетом селективности (избирательности) действия. Условие селективности сводится к тому, чтобы номинальный ток каждого последующего защитного аппарата (от потребителя к источнику питания) был на одну-две ступени больше предыдущего.

### 7.3.2.2. Выбор автоматов

Выбор автоматов можно разделить на следующие этапы [18]:

1. Выбор типа автомата.
2. Выбор номинального тока автомата по условию

$$I_{\text{ном.а}} \geq I_{\text{раб}}. \quad (7.12)$$

3. Выбор номинального тока расцепителей автоматов электромагнитного,  $I_{\text{ном.расц э}}$  и теплового,  $I_{\text{ном.расц т}}$  по условию

$$I_{\text{ном.расц э}} \geq I_{\text{раб}}, \quad I_{\text{ном.расц т}} \geq I_{\text{раб}}. \quad (7.13)$$

4. Проверка по току срабатывания (уставки) электромагнитного расцепителя

$$I_{\text{сраб.расц э}} \geq 1,25I_{\text{max}}, \quad (7.14)$$

где  $I_{\text{сраб.расц э}}$  – ток срабатывания электромагнитного расцепителя.

$$I_{\text{сраб.расц э}} = I_{\text{ном.расц э}} K_{\text{сраб э}}, \quad (7.15)$$

где  $K_{\text{сраб э}}$  – кратность срабатывания электромагнитного расцепителя по каталогу;  $I_{\text{max}} = I_{\text{пуск}}$  – при защите одиночного двигателя; при защите щитка (сборки)  $I_{\text{max}}$  определяется по следующей формуле

$$I_{\text{max раб}} = K_0 \sum_{i=1}^{i=n-1} I_{\text{пуск max } i} + I. \quad (7.15)$$

### 7.3.3. Выбор сечений проводов и жил кабелей

Сечения проводов и жил кабелей цеховой сети выбирают [4]:

1. По нагреву длительным расчетным током:

$$I_{\text{расч.max}} \leq K_{\text{с.н}} I_{\text{доп}}; \quad (7.16)$$

2. По условию соответствия выбранному защитному устройству:

$$K_{\text{с.н}} I_{\text{доп}} \geq K_{\text{защ}} I_3, \quad (7.17)$$

где  $I_p$  – расчетный ток линии;  $I_{\text{доп}}$  – длительно допустимый ток проводника;  $I_3$  – параметр защитного устройства (ток срабатывания, номинальный ток);  $K_{\text{с.н}}$  – поправочный коэффициент на условия прокладки и кабелей [21];  $K_{\text{защ}}$  – коэффициент защиты, представляющий собой отношение длительного тока для провода или жил кабеля к параметру защитного устройства (табл. 7.5).

В сетях с напряжением до 1000 В сечения проводов и жил кабелей, выбранные по экономической плотности тока, в 2–3 раза превышают выбранные по нагреву расчетным током. Поэтому проверка по экономической плотности тока не подлежат: сети с числом использования максимума нагрузки 4000–5000 ч, осветительные сети, ответвления к отдельным приемникам, сборные шины электроустановок, сети временных сооружений, а также устройства с малым сроком службы (3–5 лет).

Таблица 7.6

Кабели с алюминиевыми жилами, с бумажной пропитанной изоляцией, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в земле и воздухе

Площадь сечения жилы, мм <sup>2</sup>	Токовые нагрузки, А, на кабели (на одножильные для работы при постоянном токе)											
	одножильные до 1 кВ		двухжильные до 1 кВ		трехжильные						четырёхжильные до 1 кВ	
					до 3 кВ		6 кВ		10 кВ			
	в земле	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле	в воздухе
2,5	—	31	35	23	31	22	—	—	—	—	—	—
4	60	42	46	31	42	29	—	—	—	—	38	27
6	80	55	60	42	55	35	—	—	—	—	46	35
10	110	75	80	55	75	46	60	42	—	—	65	45
16	135	90	110	75	90	60	80	50	75	46	90	60
25	180	125	140	100	125	80	105	70	90	65	115	75
35	220	155	175	115	145	95	125	85	115	80	135	95
50	275	190	210	145	180	120	155	110	140	105	165	по
70	340	235	250	175	220	155	190	135	165	130	200	140
95	400	275	290	210	260	190	225	165	205	155	240	165
120	460	320	335	245	300	220	260	190	240	185	270	200
150	520	360	385	290	335	255	300	225	275	210	305	230
185	580	405	—	—	380	290	340	250	310	235	345	260
240	675	470	—	—	440	330	390	290	355	270	—	—

*Примечание.* Токовые нагрузки на одножильные кабели сечением 300, 400, 500, 625 и 800 мм<sup>2</sup> соответственно в земле 770, 940, 1060, 1170 и 1310 А, в воздухе 565, 675, 785, 910 и 1080 А.

Потери напряжения в цеховых сетях, выполненных проводами или кабелями, определяют аналогично потерям в линиях напряжением до 35 кВ [6].

### 7.3.4. Выбор распределительных шкафов и пунктов

Для приема и распределения электроэнергии к группам потребителей трехфазного переменного тока промышленной частоты напряжением 380 В применяют силовые распределительные шкафы и пункты.

Силовые пункты и шкафы выбирают с учетом условий воздуха рабочей зоны, числа подключаемых приемников электроэнергии к силовому пункту и их расчетной нагрузки (расчетный ток приемников, подключаемых к силовому пункту, должен быть не больше номинального тока пункта).

**Пример 7.1.** Магистральная линия силовой сети промышленного предприятия напряжением 380/220 В питает группу электродвигателей. Линия проложена в помещении бронированным трехжильным кабелем с алюминиевыми жилами и бумажной изоляцией при температуре 25° С. Длительный расчетный ток линии составляет 100 А, а кратковременный ток при пуске двигателей 500 А; пуск легкий.

Определить номинальный ток плавких вставок предохранителей типа ПН2, защищающих линию, и выбрать сечение кабеля для следующих условий:

- 1) производственное помещение невзрывоопасное и непожароопасное, линия должна быть защищена от перегрузки;
- 2) помещение пожароопасное, линия должна быть защищена от перегрузки;
- 3) линия должна быть защищена только от токов КЗ.

**Решение.** Определяем величину номинального тока плавких вставок предохранителей, защищающих линию, по длительному и пусковому току двигателей по формулам (7.6), (7.7):

$$I_{\text{ном.вст}} \geq I_{\text{раб max}} = 100; \quad I_{\text{ном.вст}} = 100 \geq \frac{I_{\text{пуск}}}{\alpha} = \frac{500}{2,5} = 200.$$

Выбираем предохранитель ПН2-250 (табл. 7.3) с плавкой вставкой на 200 А.

Для 1-го условия для кабеля с бумажной изоляцией, защищаемого от перегрузки в невзрывоопасном и непожароопасном помещении, значение коэффициента защиты (табл. 7.5)  $K_{\text{защ}} = 1$ . При этом длительно допустимая токовая нагрузка на кабель, А:

$$I_{\text{доп}} = K_{\text{защ}} I_3 = 1 \cdot 200 = 200.$$

Выбираем по табл. 7.6 трехжильный кабель на напряжение до 3 кВ с алюминиевыми жилами сечением  $120 \text{ мм}^2$  для прокладки на воздух, для которого  $I_{\text{доп}} = 220 \text{ А}$ .

Для 2-го условия для кабеля, проложенного в пожароопасном помещении и защищаемого от перегрузки, значение коэффициента защиты (табл. 7.5)  $K_{\text{защ}} = 1,25$ . При этом длительно допустимая токовая нагрузка на кабель, А,

$$I_{\text{доп}} = K_{\text{защ}} I_3 = 1,25 \cdot 200 = 250.$$

Выбираем сечение кабеля, равное  $150 \text{ мм}^2$ , и  $I_{\text{доп}} = 255 \text{ А}$  (табл. 7.6).

Для 3-го условия для кабеля, защищаемого только от токов КЗ, значение коэффициента защиты (табл. 7.5)  $K_{\text{защ}} = 0,33$ . При этом длительно допустимая токовая нагрузка, А, на кабель:

$$I_{\text{доп}} = K_{\text{защ}} I_3 = 0,33 \cdot 200 = 66.$$

Это соответствует сечению кабеля  $50 \text{ мм}^2$  и  $I_{\text{доп}} = 120 \text{ А}$  (табл. 7.6).

## Значения коэффициентов защиты

Ток $I_z$ и тип защитного аппарата	Коэффициенты защиты, отн. ед.			
	Для сетей, где предусматривается обязательная защита от перегрузок			Для сетей, где защита от перегрузки не требуется
	Проводники с резиновой и аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией		Кабели с бумажной изоляцией	
	Взрыво- и пожаро-опасные помещения	Не взрыво- и пожаро-опасные производственные помещения промышленных предприятий		
Номинальный ток расцепителя автоматического выключателя с нерегулируемой обратнозависимой от тока характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки)	1	1	1	
Ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратнозависимой от тока характеристикой (при наличии на автоматическом выключателе отсечки ее кратность тока не ограничивает)	1	1	0,8	0,66
Ток срабатывания автоматического выключателя, имеющего только максимальный мгновенно действующий расцепитель	1,25	1	1	0,22
Номинальный ток плавкой вставки предохранителей	1,25	1	1	0,33

## 8. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Передача большого числа реактивной мощности из энергосистемы к потребителям нерациональна, так как ведет к дополнительным потерям активной мощности и энергии, а также напряжения в питающей сети [8].

Компенсация реактивной мощности (КРМ) непосредственно в сетях промышленных предприятий приводит к сокращению потерь и улучшению качества электроэнергии.

Средствами КРМ являются: в сетях общего назначения – батареи конденсаторов (низшего напряжения – НБК и высшего напряжения – ВБК) и синхронные двигатели (СД); в сетях со специфическими нагрузками, дополнительно к указанным средствам, – силовые резонансные фильтры (СРФ), называемые также фильтрокомпенсирующими устройствами (ФКУ), симметрирующие (СУ) и фильтросимметрирующие устройства (ФСУ), устройства динамической и статической КРМ (прямого и косвенного действия) с быстродействующими системами управления (СТК) и специальные быстродействующие статические компенсаторы (ССК).

### 8.1. Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением до 1000 В

К сетям напряжением до 1000 В на промышленных предприятиях подключается большая часть потребителей реактивной мощности. Если осуществлять КРМ непосредственно в сети низкого напряжения (НН), можно уменьшить затраты на трансформаторы, провода и кабели, а также потери активной и реактивной мощности. Источниками реактивной мощности в сети НН являются СД напряжением 380–660 В и конденсаторные батареи. Недостающая часть (нескомпенсированная реактивная нагрузка НН) покрывается перетоком реактивной мощности из сети ВН  $Q_{\max m}$ .

При решении задачи КРМ требуется установить оптимальное соотношение между источниками реактивной мощности НН и высокого напряжения (ВН), принимая во внимание потери электроэнергии на генерацию реактивной мощности источниками НН и ВН, потери электроэнергии на передачу  $Q_{\max m}$  из сети ВН в сеть НН и удорожание цеховых ТП в случае загрузки их реактивной мощностью.

Выбор оптимальной мощности НБК осуществляют одновременно с выбором цеховых ТП. Расчетную мощность НБК округляют до ближайшей стандартной мощности комплектных конденсаторных установок (ККУ). Основные технические характеристики регулируемых по реактивной мощности НБК приведены в [табл. 8.1](#).

## 8. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

### 8.1. Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением до 1000 В

Таблица 8.1

Комплектные конденсаторные установки напряжением 0,4 кВ  
с автоматическим регулированием

Тип	Мощность, квар	К-во ступеней	Мощность ступеней	Габариты, мм			Масса, кг
				Длина	Ширина	Высота	
УКМ 58-04-20-10УЗ	20	2	2×10	530	430	1010	47
УКМ 58-04-30-10УЗ	30	3	3×10	530	430	1010	62
УКМ 58-04-50-25УЗ	50	2	2×25	530	430	1010	70
УКМ 58-04-50-10-У	50	5	5×10	530	430	1010	78
УКМ 58-04-67-33,3УЗ	67	2	2×33,3	530	430	1010	85
УКМ 58-04-100-33,3УЗ	100	3	1×33,3+1×67	680	430	610	110
УКМ 58-04-112,5-37,5УЗ	112,5	3	1×37,5+1×75	680	430	1610	110
УКМ 58-04-133-33,3-УЗ	133	4	2×33,3+1×67	680	430	1610	125
УКМ 58-04-150-30УЗ	150	5	1×30+2×60	680	430	1610	132
УКМ 58-04-167-33,3УЗ	167	5	1×33,3+2×67	860	430	1610	137
УКМ 58-04-180-30УЗ	180	6	2×30+2×60	860	430	1610	145
УКМ 58-04-200-33,3УЗ	200	6	2×33,3+2×67	860	430	1610	168
УКМ 58-04-225-37,5УЗ	225	6	2×37,5+2×75	860	430	1610	168
УКМ 58-04-268-67УЗ	268	4	4×67	860	430	1610	195
УКМ 58-04-300-33,3УЗ	300	9	4×67+1×33,3	1250	580	1610	210
УКМ 58-04-335-67УЗ	335	5	5×67	1250	580	1610	285
УКМ 58-04-337,5-37,5УЗ	337,5	9	1×37,5+4×75	1250	580	1610	285
УКМ 58-04-402-67УЗ	402	6	6×67	1430	580	1610	305
УКМ 58-04-536-67УЗ	536	8	8×67	430	580	1610	562
УКМ 58-04-603-67УЗ	603	9	9×67	1430	580	1610	585

Примечание: У – установка конденсаторная; КМ – регулируется по РМ; 58 – конструктивное исполнение; 04 – номинальное напряжение, кВ; 200 – номинальная мощность, квар; 33,3 – мощность ступени регулирования, квар; У – климатическое исполнение (умеренное); З – для внутренней установки.

Если распределительная сеть выполнена только кабельными линиями, то ККУ любой мощности рекомендуется присоединять непосредственно к шинам цеховой ТП. При питании от одного трансформатора двух магистральных шинопроводов к каждому из них присоединяют только по одной НБК. Общую расчетную мощность батарей  $Q_{нк}$  распределяют между шинопроводами пропорционально их нагрузке [8].

Для схем с магистральными шинопроводами ККУ единичной мощностью до 400 квар подключают к сети без дополнительной установки отключающего аппарата (ввиду установки последнего в комплекте ККУ), а при мощности более 400 квар – через отключающий аппарат с выполнением требований ПУЭ.

При мощности ККУ более 400 квар рекомендуется подключать их к шинам цеховой ТП с использованием соответствующего автоматического выключателя подстанции.

На одиночном магистральном шинопроводе предусматривают установку не более двух близких по мощности ККУ суммарной мощностью  $Q_{нк}$ .

Если основные реактивные нагрузки шинопровода присоединены ко второй его половине, устанавливают только одну НБК. Точку ее подключения определяют из условия

$$Q_h \geq Q_{нк} / 2 \geq Q_{h+1}, \quad (8.1)$$

где  $Q_h, Q_{h+1}$  – наибольшие реактивные нагрузки шинопровода перед узлом  $h$  и после него соответственно ([рис. 8.1, а](#)).

При присоединении к шинопроводу двух НБК точки их подключения находят из следующих условий:

точка подключения дальней НБК ([рис. 8.1, б](#))

$$Q_f \geq Q_{нк.д} \geq Q_{f+1}; \quad (8.2)$$

точка подключения ближней к трансформатору НБК ([рис. 8.1, б](#))

$$Q_h - Q_{нк.д} \geq Q_{нк.б} / 2 \geq Q_{h+1} - Q_{нк.д}. \quad (8.3)$$

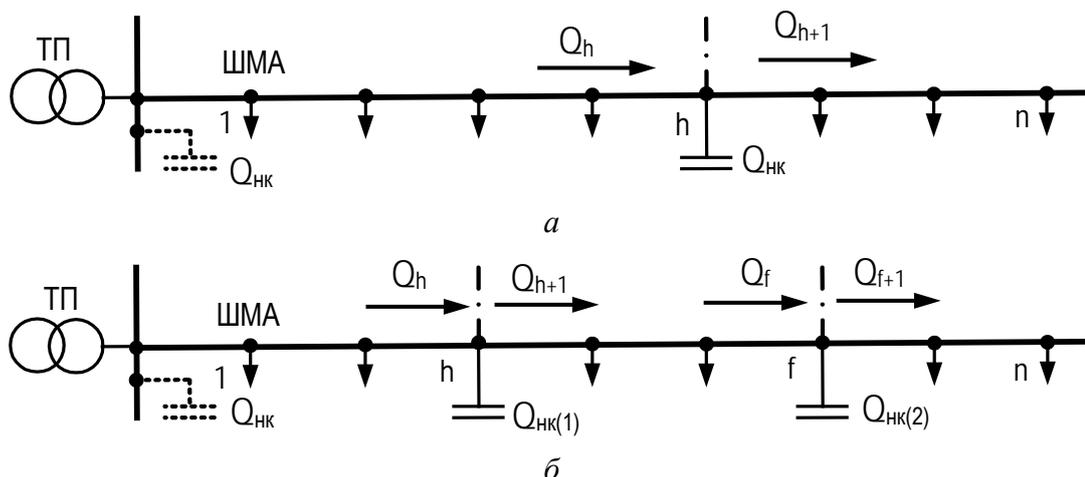


Рис. 8.1. Схема подключения НБК к магистральным шинопроводам: *а* – одна НБК; *б* – две НБК

**Пример 8.1.** Определить место присоединения конденсаторных установок к трем магистральным шинопроводам при указанных на [рис. 8.2](#) реактивных нагрузках, квар на различных участках шинопроводов (показаны стрелками). Суммарная мощность ККУ, подлежащая распределению между

## 8. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

### 8.1. Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением до 1000 В

шинопроводами,  $Q_{\text{нбк}} = 800$  квар, на каждом шинопроводе предусмотрена установка одной ККУ. Имеется три ККУ: две по 300 квар и одна 200 квар.

**Решение.** 1. Распределяем три ККУ между ШМА пропорционально их нагрузкам. Так как нагрузки 1 ШМА и 2 ШМА больше, то к ним намечаем

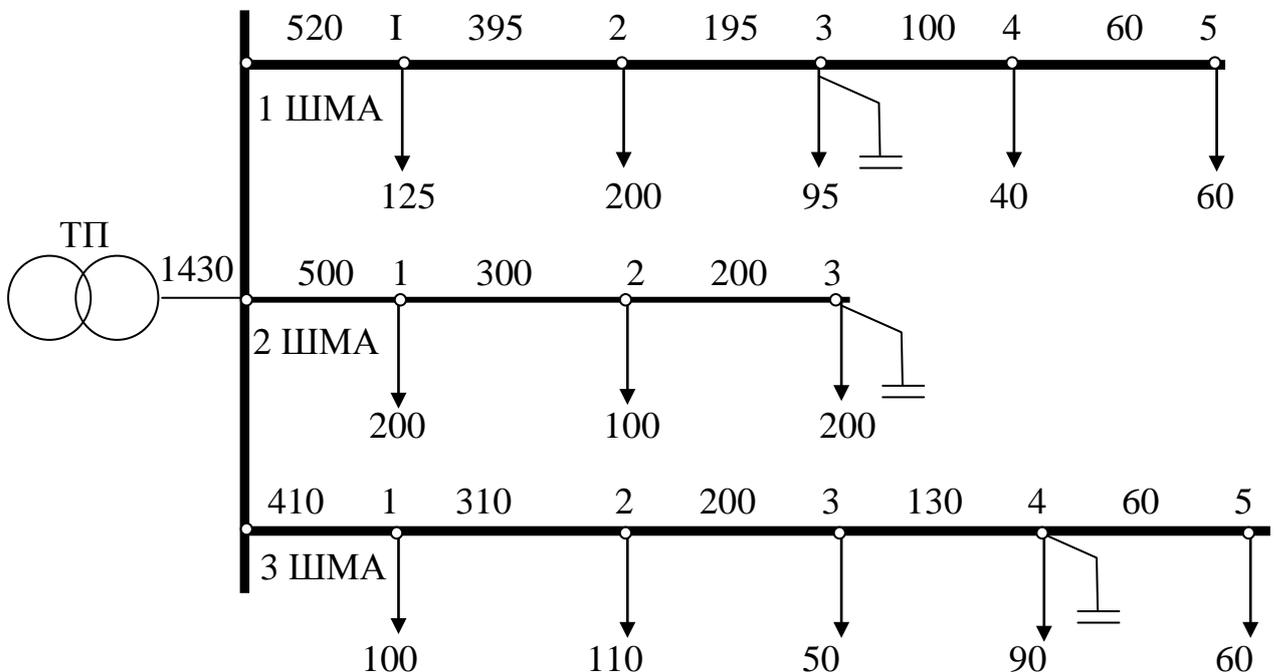


Рис. 8.2. Расчетная схема к примеру

присоединить ККУ по 300 квар, а к 3 ШМА – 200 квар.

2. Определяем место присоединения ККУ к шинопроводам по условию (8.1).

Для 1 ШМА  $Q_{\text{нбк}}/2 = 300/2 = 150$  квар. Проверяем последовательно

(8.1) для разных узлов 1 ШМА:

узел 1 –  $520 > 150 < 395$  – условие не выполняется;

узел 2 –  $395 > 150 < 195$  – условие не выполняется;

узел 3 –  $195 > 150 < 100$  – условие выполняется;

узел 4 –  $100 < 150 > 100$  – условие не выполняется;

узел 5 –  $60 < 150 > 0$  – условие не выполняется.

Следовательно, ККУ должна быть подключена, согласно условию (8.1), в точке 3.

Для 2 ШМА  $Q_{\text{нбк}}/2 = 300/2 = 150$  квар. Проверяем последовательно

(8.1) для разных узлов 2 ШМА:

узел 1 –  $500 > 150 < 300$  – условие не выполняется;

узел 2 –  $300 > 150 < 200$  – условие не выполняется;

узел 3 –  $200 > 150 > 0$  – условие выполняется;

Следовательно, ККУ должна быть подключена, согласно условию (8.1), в точке 3.

Для 3 ШМА  $Q_{\text{нбк}} / 2 = 200/2 = 100$  квар. Проверяем последовательно для разных узлов 3ШМА:

узел 1 –  $410 > 100 < 310$  – условие не выполняется;

узел 2 –  $310 > 100 < 200$  – условие не выполняется;

узел 3 –  $200 > 100 < 150$  – условие не выполняется;

узел 4 –  $150 > 100 > 60$  – условие выполняется;

узел 5 –  $60 < 100 > 0$  – условие не выполняется.

Следовательно, ККУ должна быть подключена, согласно условию (8.8), в точке 4.

### 8.2. Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6–10 кВ

Расчетная реактивная нагрузка в сетях 6–10 кВ промышленных предприятий  $Q_{\text{в}}$  состоит из расчетной нагрузки приемников 6–10 кВ  $Q'_p$ , нескомпенсированной нагрузки  $Q_{\text{max } m}$  сети напряжением до 1000 В, питаемой через цеховые трансформаторы, потерь реактивной мощности  $\Delta Q$  (состоят из потерь в сети 6–10 кВ, в трансформаторах и реакторах) [8].

$$Q_{\text{в}} = Q'_p + Q_{\text{max } m} + \Delta Q. \quad (8.4)$$

Если представить предприятие как узел сети 6–10 кВ к которому подключены реактивная нагрузка и источники реактивной мощности, то баланс реактивной мощности в узле 6–10 кВ предприятия имеет вид

$$Q_{\text{в}} - Q_{\text{сд}} - Q_{\text{ск}} - Q_{\text{ТЭЦ}} - Q_{\text{вк}} - Q_{\text{эл}} = 0, \quad (8.5)$$

где  $Q_{\text{сд}}$  – реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями (СД) 6–10 кВ;  $Q_{\text{ск}}$  – реактивная мощность, выдаваемая синхронными компенсаторами (СК);  $Q_{\text{ТЭЦ}}$  – реактивная мощность, генерируемая СД заводской ТЭЦ;  $Q_{\text{вк}}$  – реактивная мощность, выдаваемая высоковольтными конденсаторами (ВК);  $Q_{\text{эл}}$  – экономически оптимальная (входная) мощность, задаваемая энергосистемой, которая может быть передана предприятию в часы максимума нагрузки энергосистемы.

Синхронные компенсаторы на промышленных предприятиях применяются редко.

На большинстве предприятий заводские ТЭЦ отсутствуют, а на крупных предприятиях, где они существуют, их основной задачей является выработка тепла, а не электроэнергии. Поэтому для большинства предприятий  $Q_{\text{ТЭЦ}} = 0$  и задача КРМ сводится к определению оптимальных значений  $Q_{\text{сд}}$  и  $Q_{\text{вк}}$  в сетях 6–10 кВ.

При проектировании системы электроснабжения в первую очередь рассматривают вопрос об использовании реактивной мощности СД. При этом должно быть предусмотрено автоматическое регулирование возбуждения двигателя в функции реактивной мощности.

### 8.2.1. Определение реактивной мощности, генерируемой СД

Если СД уже установлены на промышленном предприятии по условиям технологии, их следует в первую очередь полностью использовать для КРМ. Поэтому при необходимости выполнения КРМ на напряжение 6–10 кВ следует рассматривать возможность получения дополнительной реактивной мощности от СД, если их коэффициент загрузки  $K_{сд} < 1$ .

Минимальную величину реактивной мощности, которая соответствует условию устойчивой работы СД, определяют по формуле [8]:

$$Q_{сд} = K_{ном.сд} P_{ном} \operatorname{tg} \varphi_{ном}, \quad (8.6)$$

где  $P_{ном.сд}$  – номинальная мощность двигателя;  $\operatorname{tg} \varphi_{ном}$  – номинальный коэффициент реактивной мощности.

Если номинальная активная мощность СД равна или больше указанной в [табл. 8.2](#), экономически целесообразно использовать полностью располагаемую реактивную мощность СД, определяемую по формуле

$$Q_{сд.э} = \alpha_m \sqrt{P_{ном.сд}^2 + Q_{ном.сд}^2}, \quad (8.7)$$

где  $\alpha_m$  – коэффициент допустимой перегрузки СД, зависящий от его загрузки по активной мощности (определяется по номограмме [рис. 8.2](#));  $Q_{ном.сд}$  – номинальная реактивная мощность СД.

Для СД с номинальной активной мощностью менее указанной в [табл. 8.3](#) экономически целесообразную загрузку по реактивной мощности определяют по формуле

$$Q_{сд.э} = Q_{ном.сд} \left( \frac{D_1 C_{р.п}}{D_2} - 1 \right) / (2 \cdot C_{р.п}), \quad (8.8)$$

где  $D_1$  и  $D_2$  – потери в СД при его номинальной реактивной мощности (принимают по каталожным и справочным данным);  $C_{р.п}$  – расчетная стоимость потерь ([см. п. 1.3](#)).

Если окажется, что  $Q_{сд.э} < Q_{сд}$ , то принимают  $Q_{сд.э} = Q_{сд}$ .

Если реактивная мощность, вырабатываемая СД, оказывается недостаточной, дополнительно устанавливают конденсаторные батареи на ВН.

## 8. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

### 8.2. Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6–10 кВ

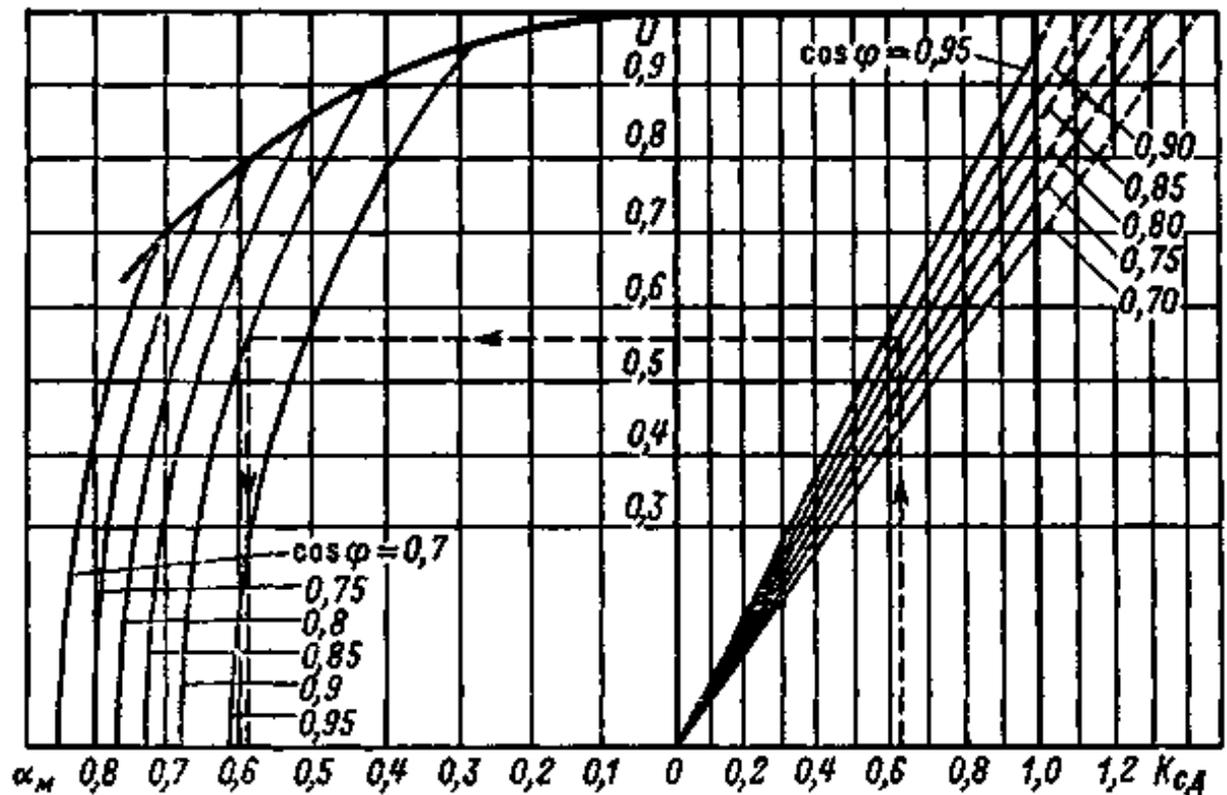


Рис. 8.3. Номограмма определения располагаемой реактивной мощности синхронных двигателей при номинальном токе возбуждения в зависимости от коэффициента загрузки двигателя по активной мощности

Таблица 8.2

Номинальные мощности синхронных двигателей, обеспечивающих полное использование располагаемой реактивной мощности

Объединенная энергосистема	Число рабочих смен	Номинальная активная мощность СД, кВт, при частоте вращения, об/мин							
		3000	1000	750	600	500	375	300	250
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Центра, Северо-Запада, Юга	1	1000	1000	1600	1600	1600	2000	2000	2500
	2	2500	5000	6300	5000	6300	—	—	—
	3	2500	5000	6300	5000	6300	—	—	—
Средней Волги	1	1250	1600	2000	2000	2000	2500	2500	3200
	2	2000	2500	3200	3200	4000	—	—	—
	3	2500	5000	6300	5000	6300	—	—	—
Урала	1	1000	1000	1600	1600	1600	2000	2000	2500
	2	2000	2500	3200	3200	4000	—	—	—
	3	2500	5000	6300	6300	—	—	—	—
Северного Кавказа, Закавказья	1	2000	2500	3200	3200	4000	6300	6300	—
	2	2000	3200	4000	4000	4000	6300	6300	—
	3	2500	5000	6300	5000	6300	—	—	—

## 8. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

### 8.2. Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6–10 кВ

Окончание табл. 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сибири	1	2000	2500	3200	3200	4000	–	–	–
	2	2000	2500	3200	3200	4000	–	–	–
	3	2000	2500	3200	3200	4000	–	–	–
Дальнего Востока	1	5000	6300	8000	10000	10000	–	–	–
	2	5000	6300	8000	10000	10000	–	–	–
	3	5000	6300	8000	10000	10000	–	–	–

Таблица 8.3

Технические данные некоторых синхронных двигателей

Частота вращения, об/мин	P <sub>ном</sub> , кВт	Q <sub>ном</sub> , квар	Коэффициенты, кВт	
			D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>
СДН, U <sub>ном</sub> = 6/10 кВ, cos φ = 0,9				
1000	1000	511	5,09	3,99
	1250	633/645	4,74/6,77	4,42/6,98
	1600	812/817	6,65/7,58	6,8/7,56
	2000	1010/1010	8,06/8,39	7,53/7,2
	2500	1260/1265	8,13/9,2	7,74/8,93
	3200	1610/1620	10,3/11,3	8,91/11,0
	4000	2000/2010	14,1/10,6	11,8/11,8
	5000	2500/2510	13,8/13,1	11,5/11,0
500	400	209	3,88	2,97
	500	257	5,05	3,63
	630	327	5,16	4,72
	800	412	6,48	5,54
	1000	511	6,61	5,88
	1250	637/642	8,41/9,08	6,09/8,53
	1600	816/820	8,63/9,51	7,61/11,0
	2000	1020/1020	9,22/10,0	8,29/9,36
	2500	1265/1275	11,5/8,49	9,36/10,2
	3200	1615/1620	10,2/9,72	11,7/11,9
	4000	2010/2039	11,3/16,4	13,2/15,4
	5000	2520/2520	20,0/16,5	14,9/16,4

СТД, $U_{\text{ном}} = 6/10 \text{ кВ}$ , $\cos \varphi = 0,9$				
3000	630	320	2,02/2,07	3,25/3,44
	800	408	2,59/2,47	3,95/4,46
	1000	505	3/3,21	4,49/3,03
	1250	630	3,67/3,6	4,07/4,92
	1600	705	4,56/4/25	4,85/6,27
	2000	1000	4,89/4,8	6,72/7,56
	2500	1250	6,49/5,8	6,39/7,96
	3200	1600	7,23/7,16	8,12/10,1
	4000	2000	7,9/8,34	11,4/12,6
	5000	2500	9,07/8,95	13,6/15
	6300	3150	9,04/8,98	13/16,3
	8000	4000	10,4/10,4	17/19,4
	10000	5000	14,2/11,9	19,5/21,4
	12500	6200	17/16,7	24,4/27,4

**Пример 8.2.** Выбрать число и мощность силовых трансформаторов для компрессорной станции с учетом компенсации реактивной мощности, рассчитать суммарную реактивную нагрузку на шинах 10 кВ РП компрессорной станции (рис. 8.4) с учетом мощности генерируемой синхронными двигателями. Нагрузка компрессорной на напряжении 0,4 кВ составляет  $P_p = P_{\text{см}} = 2880 \text{ кВт}$ ,  $Q_p = Q_{\text{р.т}} = Q_{\text{см}} = 2150 \text{ квар}$ . Компрессорная работает в две смены и расположена в Сибири. Удельная плотность нагрузки компрессорной составляет  $0,2 \text{ кВА/м}^2$ . Технические данные синхронных двигателей, установленных в компрессорной:

активная мощность $P_{\text{ном.сд}}$ , кВт	2500
реактивная мощность $Q_{\text{ном.сд}}$ , квар	1265
частота вращения $n$ , об/мин	1000
коэффициент загрузки $K_{\text{сд}}$	0,85
коэффициент мощности $\text{tg } \varphi$ ( $\cos \varphi$ )	0,48 (0,9)
количество рабочих СД	7 (6 + 1 резервный)

**Решение.** 1. Учитывая удельную плотность нагрузки, принимаем к установке трансформаторы с номинальной мощностью  $S_{\text{ном.т}} = 1000 \text{ кВА}$  и с коэффициентом загрузки 0,8.

2. Определяем минимальное число цеховых трансформаторов

$$N_{\text{минсм}} = P / (K_{\text{сд}} S_{\text{ном.т}}) + \Delta N = 2880 / (0,8 \cdot 1000) + \Delta N = 3,6 + 0,4 = 4.$$

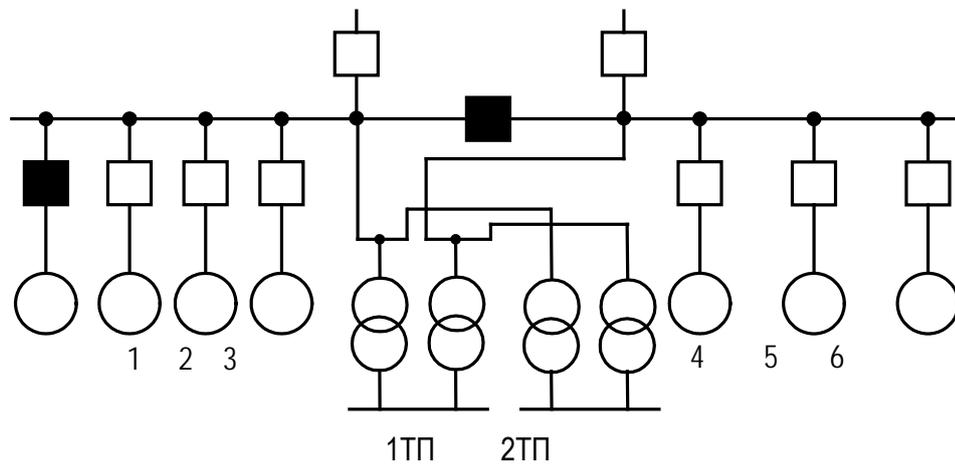


Рис. 8.4. Расчетная схема к примеру 8.2

### 3. Оптимальное число трансформаторов

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{мин}} + m = 4 + 0 = 4,$$

4. Находим по (4.8) наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через 4 трансформатора, квар:

$$Q_{\text{max опт}} = \sqrt{(N_{\text{ном.т}} K S_{\text{см}})^2 - P^2} = \sqrt{(4 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 - 2880^2} = 1394,85$$

5. Определяем мощность  $Q_{\text{нк1}}$ , квар по (4.9):

$$Q_{\text{нк1}} = Q_{\text{см}} - Q_{\text{max.m}} = 2150 - 1394,85 = 755,15 .$$

6. Находим дополнительную мощность  $Q_{\text{нк2}}$  по (4.10), квар:

$$Q_{\text{нк2}} = Q_{\text{см}} - Q_{\text{нк1}} - \gamma N_{\text{опт}} S_{\text{ном.т}} = 2150 - 755,15 - 0,5 \cdot 4 \cdot 1000 = -605,15,$$

где  $\gamma = K_{\text{р1}}/30 = 0,5$  при  $K_{\text{р1}} = 15$  (табл. 4.2) для магистральной схемы с тремя и более трансформаторами.

Так как  $Q_{\text{нк2}} < 0$ , то принимаем  $Q_{\text{нк2}} = 0$ .

Принимаем к установке четыре ККУ УKM 58-04-180-30УЗ мощностью 180 квар каждая,  $Q_{\text{нкф}} = 720$  квар.

7. Определяем суммарную реактивную мощность СД, квар:

$$Q_{\text{сдсд}} = K_{\text{сд}} \cdot Q \cdot n = 0,85 \cdot 1265 \cdot 6 = 6451,5.$$

8. Так как  $K_{\text{сд}} < 1$ , то в соответствии с табл. 8.3 для двигателей с активной мощностью 2500 кВт располагаемую реактивную мощность экономически целесообразно использовать полностью. Рассчитываем располагаемую реактивную мощность синхронного двигателя по формуле (8.7), квар:

$$Q_{\text{СДэ}} = \alpha_{\text{м}} \sqrt{P_{\text{ном.СД}}^2 + Q_{\text{ном.СД}}^2} = 0,55 \sqrt{2500^2 + 1265^2} = 1541,$$

где  $\alpha_{\text{м}} = 0,55$  (по рис. 8.3).

9. Суммарная располагаемая мощность всех двигателей, квар:

$$\Sigma Q_{\text{СДр}} = \Sigma Q_{\text{СДэ}} = Q_{\text{СДэ}} \cdot n = 1541 \cdot 6 = 9246.$$

10. Суммарная нагрузка на шинах РП 10 кВ:

$$Q_{\text{р.в}} = Q_{\text{р.т}} - Q_{\text{нкф}} + \Delta Q_{\text{т}} - Q_{\text{СДэ}} = 2150 - 720 + 196 - 9246 = -7620,$$

где  $\Delta Q_{\text{т}}$  принято из табл. 8.4 ( $\Delta Q_{\text{т}} = 49 \cdot 4 = 196$ ).

### 8.2.2. Определение мощности высоковольтных батарей конденсаторов

Для каждой цеховой ТП определяют некомпенсированную реактивную нагрузку  $Q_{\text{нс.т}}$  на стороне 6 или 10 кВ каждого трансформатора [8]:

$$Q_{\text{нс.т}} = Q_{\text{р.цт}} - Q_{\text{нкф}} + \Delta Q_{\text{цт}}, \quad (8.9)$$

где  $Q_{\text{р.цт}}$  – наибольшая расчетная нагрузка цехового трансформатора;  $Q_{\text{нкф}}$  – фактическая принятая мощность НБК;  $\Delta Q_{\text{цт}}$  – суммарные реактивные потери в цеховом трансформаторе при его коэффициенте загрузки с учетом компенсации (табл. 8.4).

Для РП или ГПП некомпенсированную реактивную  $Q_{\text{нс.в}}$  определяют как сумму реактивных мощностей цеховых ТП и других потребителей.

Суммарную расчетную мощность ВБК для всего предприятия определяют из условия баланса реактивной мощности

$$Q_{\text{вк}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{р.в}i} + \sum_{i=1}^n Q_{\text{р.цт}} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{нкф}} + \sum_{i=1}^n \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{у}} - Q_{\text{э1}}, \quad (8.10)$$

где  $Q_{\text{р.в}i}$  – расчетная реактивная нагрузка на шинах 6/10 кВ  $i$ -го РП;  $Q_{\text{р.цт}}$  – наибольшая расчетная нагрузка цехового трансформатора;  $Q_{\text{нкф}}$  – фактическая принятая мощность НБК;  $\Delta Q_{\text{цт}}$  – суммарные реактивные потери в цеховом трансформаторе при его коэффициенте загрузки с учетом компенсации;  $Q_{\text{сдп}}$  – располагаемая мощность СД;  $n$  – количество РП (или ТП) на предприятии;  $Q_{\text{э1}}$  – входная реактивная мощность, заданная энергосистемой на шинах 6 или 10 кВ.

Таблица 8.4

Суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах в зависимости от мощности трансформатора и коэффициента загрузки

Номинальная мощность трансформатора, кВА	Суммарные реактивные потери в трансформаторе при $K_z$ , квар					
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
400	13	15	18	20	23	26
630	20	23	28	33	39	45
1000	28	34	41	49	58	69
1600	41	51	62	75	90	107
2500	62	79	99	121	146	175

Если энергосистема задает входную реактивную мощность на стороне 35 кВ и выше ГПП предприятия, то должны быть учтены потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП.

Если окажется, что мощность  $Q_{BK} < 0$ , ее принимают равной нулю и по согласованию с энергосистемой, выдавшей технические условия на присоединение потребителей, устанавливают значение входной мощности.

Установку отдельных ВБК рекомендуется предусматривать на тех РП, где реактивная мощность соответствует мощности ВБК и имеется техническая возможность их присоединения.

Суммарная реактивная мощность ВБК распределяется между отдельными РП или ТП пропорционально их некомпенсированной реактивной нагрузке на шинах 6 или 10 кВ и округляется до ближайшей стандартной мощности ККУ.

К каждой секции РП рекомендуется подключать ККУ одинаковой мощности, но не менее 1000 квар. При меньшей мощности батареи ее целесообразно устанавливать на питающей цеховой подстанции, если она принадлежит промышленному предприятию.

Основные технические характеристики ВБК приведены в [табл. 8.5](#).

Таблица 8.5

Комплектные конденсаторные установки напряжением 6–10 кВ

Тип	Мощность, квар	Габариты, мм			Масса, кг
		Длина	Ширина	Высота	
УКЛ 57-6,3(10,5)-450УЗ(У1)	450	1600	820	1600	422
УКЛ 57-6,3(10,5)-900УЗ(У1)	900	2400	820	1600	677
УКЛ 57-6,3(10,5)-1350УЗ(У1)	1350	3200	820	1600	932
УКЛ 57-6,3(10,5)-1800УЗ(У1)	1800	4000	820	1600	1185
УКЛ 56-6,3(10,5)-1800УЗ(У1)	1800	4000	850	1600	1335
УКЛ 56-6,3(10,5)-450УЗ(У1)	450	1600	850	1600	570
УКЛ 56-6,3(10,5)-900УЗ(У1)	900	2400	850	1600	825
УКЛ 56-6,3(10,5)-1350УЗ(У1)	1350	3200	850	1600	1080

## Пример 8.3.

Рассчитать мощность компенсирующих устройств для механического завода расположенного в Сибири. Предприятие работает в две смены. Питание завода осуществляется от ГПП-110/10 кВ с двумя трансформаторами мощностью 25000 кВА. Схема электроснабжения завода приведена на [рис. 8.5](#). Наибольшие расчетные нагрузки объектов приведены в [табл. 8.6](#). Экономическая входная реактивная мощность на стороне 110 кВ ГПП, которая задается энергосистемой по наибольшей реактивной мощности предприятия  $Q_{M1} = K_{нс.в} Q_p = 0,85 \cdot 22353 = 19000$  квар, составляет  $Q_{\Sigma 1} = 10780$  квар.



Рис. 8.5. Схема электроснабжения механического завода

**Решение.** 1. Для всех объектов завода выбраны число и мощность цеховых трансформаторов и рассчитана фактическая мощность батарей низковольтных конденсаторов  $Q_{нкф}$  аналогично [примеру 8.1](#). Результаты расчетов приведены в [таблице 8.6](#).

2. Определяем потери реактивной мощности, квар, в трансформаторах ГПП мощностью 63000 кВА:

$$\Delta Q_{т.гпп} = 0,1 \cdot S_p = 0,1 \cdot 57530 = 5753.$$

3. Определяем суммарную реактивную нагрузку предприятия на стороне 110 кВ ГПП (граница балансовой принадлежности):

$$\begin{aligned} Q_{р.в\Sigma p.в\bar{i}} \sum_{i=1}^n Q_{р.цт} \sum_{i=1}^n Q_{нкф} \sum_{i=1}^n Q_{цт} \sum_{i=1}^n \Delta Q_{т.гпп} \Delta Q &= \\ = -7620 + 12400 + 13870 + 5200 + 987 - 6330 - 6263,5 - \\ -1680 - 720 + +975 + 900 + 450 + 196 + 147 + 5753 - 0 &= 18264,5 \end{aligned}$$

Таблица 8.6

Расчетные активные и реактивные нагрузки предприятия

Наименование объекта	Расчетные нагрузки			Количество и мощность цеховых трансформаторов, шт. × кВА	$\Delta Q_{\text{пт}}$ , квар	$Q_{\text{нкф}}$ , кВА
	$P_p$ , кВт	$Q_p$ ( $Q_{p.t}$ ), квар	$S_p$ , кВА			
Главный корпус (0,4 кВ)	15500	12400	19850	13x1600	975	6330
Механический цех (0,4 кВ)	14950	13870	20356	12x1600	900	6263,5
Блок вспомогательных цехов (0,4 кВ)	8100	5200	9625	6x1600	450	1680
1РП. Компрессорная, в том числе: силовое электрооборудование (0,4 кВ); синхронные двигатели при $\cos \varphi = 1$ (10 кВ)	15630	-7620	3594	4x1000	196	720
	2880	2150				
	12750	-9246	15750			
Прочие потребители	1620	987	1897	3x1000	147	-
Всего на шинах 10 кВ ГПП 110/10	55800	24837	61078		2668	14993,5
Итого: с учетом коэффициента максимумов нагрузок $K_M = 0,95$	53010	22353	57530		2668	14993,5

4. Определяем суммарную мощность высоковольтных батарей конденсаторов из условия баланса реактивной мощности, квар.

$$Q_{\text{вк}} = Q_{\text{р.в}} - Q = 18264,5 - 10780 = 7484,5.$$

5. Все батареи высоковольтных конденсаторов устанавливаем на шинах 10 кВ ГПП. На РП1 батареи ВБК не устанавливают, так как отсутствуют потребители реактивной мощности ( $Q_{\text{сд}}$  выдается в сеть 10 кВ, то есть имеет место опережающий  $\cos \varphi$ ).

6. Определяем необходимую фактическую мощность ВБК, устанавливаемых на шинах 10 кВ ГПП. Выбираем мощность ККУ, одинаковую для каждой секции шин по 4050 квар. Всего  $Q_{\text{вкф}}=8100$  квар.

### Задание 8.1.

Выбрать число и мощность силовых трансформаторов для компрессорной станции с учетом компенсации реактивной мощности, рассчитать суммарную реактивную нагрузку на шинах 10 кВ РП компрессорной станции (рис. 8.4) с учетом мощности, генерируемой синхронными двигателями. Компрессорная расположена в Сибири. Составляет  $0,2$  кВА/м<sup>2</sup>. Технические

## 8. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

### 8.2. Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6–10 кВ

данные синхронных двигателей, установленных в компрессорной приведены в [табл. 8.3](#).

Таблица 8.7

Варианты исходных данных для задания 8.1

Вариант	Нагрузка на напряжении 0,4 кВ		Уд. плот- <b>ность</b> <b>нагрузки</b> $\sigma$ , кВА/м <sup>2</sup>	Колич. смен	$P_{\text{ном.сд}}$ , кВт	Частота вращения, об/мин	Колич. двигате- лей
	$P_{\text{см}}$ , кВт	$Q_{\text{см}}$ , квар					
1	4500	2600	0,2	2	1000	1000	4
2	4300	3100	0,15	2	1250	1000	8
3	3700	2800	0,19	3	1600	1000	6
4	4200	3500	0,14	2	1000	1000	6
5	2900	1950	0,2	3	1250	1000	6
6	3100	2700	0,21	2	1600	1000	4
7	4100	3400	0,2	3	1250	1000	4
8	3250	2600	0,21	2	1000	1000	5
9	2600	2050	0,18	2	1250	1000	5
10	3850	3050	0,19	3	1250	1000	6
11	4000	3050	0,21	3	1250	1000	7
12	4150	2950	0,18	2	1000	1000	8
13	5600	4200	0,22	3	1250	1000	8
14	5100	3900	0,2	2	1600	1000	5
15	5450	4150	0,15	2	1600	1000	6
16	4980	3100	0,2	2	800	500	8
17	3980	2950	0,15	2	630	500	7
18	5150	3950	0,22	3	1000	500	6
19	4880	2980	0,21	3	1250	500	5
20	4650	3150	0,2	2	1600	500	6
21	3950	2780	0,19	2	2000	1000	4
22	6100	4950	0,24	2	2000	500	5
23	5550	3970	0,23	2	2000	1000	6
24	5400	4050	0,2	3	1250	1000	7
25	6500	4550	0,17	3	630	500	8
26	6150	3880	0,16	3	800	500	10
27	5950	4120	0,21	2	1000	500	9
28	4780	2960	0,2	2	1250	1000	8
29	4250	2880	0,23	2	1600	1000	6
30	4670	3050	0,2	2	1000	500	5

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Системы электроснабжения: сб. заданий по курсовому проектированию / Л. С. Синенко, Ю. П. Попов, Е. Ю. Сизганова, А. Ю. Южанников. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. – 84 с.
2. СТО 4.2-07 – 2008. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности [текст] / разработ. Т.В. Сильченко, Л.В.Белошапка, В.К. Младенцева, М.И.Губанова. – Введ. впервые 09.12.2008. – Красноярск: ИПК СФУ, 2008. – 47 с.
3. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т. / под общ. ред. А. А. Федорова. – М. : Энергоатомиздат, 1986. Т.1. – 568 с.
4. Федоров, А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий: учеб. для вузов / А. А. Федоров, В. В. Каменева. – М. : Высш. шк., 1984. – 567 с. : ил.
5. Федоров, А. А. Методические указания по курсовому проектированию. Внутривзаводское электроснабжение / А. А. Федоров, А. Г. Никульченко. – М. : МЭИ, 1976. – 120 с.
6. Справочник по проектированию электроснабжения / ред. Ю. Г. Барыбин. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 200 с.
7. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с. : ил.
8. Федоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 368 с. : ил.
9. Правила устройств электроустановок. – 7-е изд. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 1999. – 656 с.
10. Стрельников, Н. А. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. пособие. Ч. 1 / Н. А. Стрельников. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 1998. – 74 с., ил.
11. Костюченко, Л. П. Проектирование систем сельского электроснабжения: учеб. пособие / Л. П. Костюченко, Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 1999. – 144 с.
12. Ермилов, А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А. А. Ермилов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 208 с., ил.
13. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 330 кВ. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 89 с.
14. Герасимов, А. И. Проектирование электроснабжения цехов предприятий цветной металлургии: учеб. пособие / А. И. Герасимов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Гос. образоват. учреждение «ГАЦМиЗ». – Красноярск, 2003. – 208 с.



15. Нормы технологического проектирования систем электроснабжения. ВНТП. – М.: ЦНТИ Информэнерго, 1991. – 131 с.
16. Синенко, Л. С. Электроснабжение: учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: в 2 ч. Ч. 1 / Л. С. Синенко, Т. П. Рубан, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. – 135 с.
17. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнеева, Т. В. Чиркова. – М. : Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.
18. Костюченко, Л. П. Проектирование систем сельского электроснабжения: учеб. пособие / Л. П. Костюченко, А. В. Чебодаев. – 2-е изд., перераб. и доп. – Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2005. – 184 с.
19. Каганов, И. Л. Курсовое и дипломное проектирование: учеб. пособие / И. Л. Каганов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Агропромиздат, 1990. – 351 с.
20. Липкин, Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учебник / Б. Ю. Липкин. – М. : Высш. шк., 1990. – 363 с.
21. Правила устройств электроустановок. – 7 -е изд. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 656 с.
22. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / ред. Б. Н. Неклепаев. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.
23. Кабышев, А. В. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: учеб. пособие / А. В. Кабышев, С. Г. Обухов. – Томск : Изд-во ТПУ, 2006. – 2006. – 248 с.