

Б.А. Якимович
О.М. Крастелёв
Е.Г. Какушина

Р А С Ч Ё Т ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Учебно-методическое пособие
по курсовому проектированию

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«СЕВАСТОПОЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГИИ И ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Б.А. Якимович, О.М. Крастелёв, Е.Г. Какушина

РАСЧЁТ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Учебно-методическое пособие
по курсовому проектированию

Севастополь
СевГУ
2026

УДК 621.311(07)
ББК 31.281я73
Я45

Р е ц е н з е н т ы:

Н.М. Шайтор - канд. техн. наук, доцент
П.Н. Кузнецов - канд. техн. наук, доцент

Якимович, Б.А.

Я45 Расчёт электроснабжения промышленного предприятия: учебно-методическое пособие по курсовому проектированию / Б.А. Якимович, О.М. Крастелёв, Е.Г. Какушина; Севастопольский государственный университет, Институт ядерной энергии и промышленности. – Севастополь: СевГУ, 2026. – 187 с.: ил. – Текст: электронный.

Учебно-методическое пособие по курсовому проектированию по дисциплине «Системы электроснабжения городов и промышленных предприятий» составлено в соответствии с рабочей учебной программой курса.

Предназначено для преподавателей и студентов высших учебных заведений, осваивающих методы проектирования, расчета и анализа систем электроснабжения. Пособие направлено на формирование профессиональных компетенций в области проектирования, эксплуатации и оптимизации электроэнергетических систем, определяет порядок изучения программного материала и выполнение курсовой работы.

УДК 621.311(07)
ББК 31.281я73

Рассмотрено и рекомендовано к изданию на заседании ученого совета Института ядерной энергии и промышленности, протокол № 4 от 10 февраля 2026 г.

© Якимович Б.А., Крастелёв О.М.,
Какушина Е.Г., 2026
© ФГАОУ ВО «Севастопольский
государственный университет», 2026

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1. РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ	8
1.1 Общая характеристика предприятия	8
1.2 Расчёт электрических нагрузок цехов предприятия (методом коэффициента спроса)	9
1.3 Расчёт электрических нагрузок цеха промышленного предприятия напряжением до 1000 (В)	11
1.3.1 Алгоритм расчёта электрических нагрузок цеха напряжением до 1000 (В)	11
1.3.2 Пример расчёта электрических нагрузок цеха	13
1.3.2.1 Краткая характеристика производства и потребителей	13
1.3.2.2 Расчёт силовых нагрузок цеха	14
1.4 Расчёт потребления активной и реактивной мощности и энергии завода по данным графика электрических нагрузок завода	18
2. ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ	22
2.1 Выбор напряжения внешнего электроснабжения промышленного предприятия	22
2.2 Выбор напряжения внутреннего электроснабжения промышленного предприятия	22
2.3 Напряжение внутрицехового электроснабжения и режим нейтрали	23
2.4 Выбор режима нейтрали внутризаводского и внутрицехового электроснабжения	24
2.5 Применение режимов нейтрали	25
3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ	27
3.1 Теоретическая часть определения ЦЭН	27
3.2 Пример расчёта ЦЭН	29
4. ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП и ТП	33
4.1 Общие требования к силовым трансформаторным подстанциям	33
4.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГПП	33
4.3 Расчёт и выбор цеховых трансформаторов	39
5. РАСЧЁТ И ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПРЕДПРИЯТИЯ	42
5.1 Расчёт компенсирующих устройств высокого напряжения	42
5.2 Алгоритм выбора компенсирующих устройств низкого напряжения до 1000 (В)	42
6. ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДУСТРОЙСТВ ВН и НН ГПП и ТП	47

6.1 Основные требования к схемам распределительных устройств высшего напряжения подстанций	47
6.2 Типовые схемы РУ ВН подстанций	47
6.3 Типовые схемы РУ НН подстанций	53
6.4 Общие указания по применению типовых схем ПС	56
6.5 Состав и размещение цеховых ТП	58
7. ВЫБОР СХЕМ ВНУТРЕННЕГО И ВНУТРИЦЕХОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	66
7.1 Внутризаводские электрические сети напряжением 6–20 (кВ) ...	66
7.1.1 Радиальные схемы внутреннего электроснабжения 6-20 (кВ) ...	66
7.1.2 Магистральные схемы внутреннего электроснабжения 6-20 (кВ)	67
7.1.3 Конструктивные исполнения внутризаводских электрических сетей	70
7.1.4 Расчёты электрических сетей внутреннего электроснабжения промышленных предприятий	71
7.1.5 Алгоритм расчёта электрических сетей 6-20 (кВ)	73
7.2 Расчёт и выбор внутрицеховой схемы электроснабжения цеха ...	75
7.3 Расчёт цеховых электрических сетей 0,4 кВ	80
8. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ ...	84
8.1 Расчёт короткого замыкания сети высокого напряжения	84
8.2 Пример расчёта токов К.З. в сети напряжением выше 1 (кВ)	84
8.3 Выбор электрических аппаратов напряжением выше 1 (кВ)	87
8.3.1 Выбор и проверка выключателей напряжением 110 и 10 (кВ)	89
8.3.2 Выбор и проверка разъединителей напряжением 110 и 10 (кВ)	90
8.3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока напряжением 110 и 10 (кВ)	91
8.3.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 110 и 10 (кВ)	92
9. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ЗАЩИТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ В ЦЕХОВЫХ СЕТЯХ ДО 1000 (В)	94
9.1 Расчёт ТКЗ в сетях до 1000 (В)	94
9.1.1 Цель и особенности расчетов ТКЗ в сетях до 1000 (В)	94
9.2 Сопротивления элементов схемы замещения	95
9.2.1 Питающая энергосистема	95
9.2.2 Трансформаторы	96
9.2.3 Воздушные и кабельные линии	97
9.2.4 Шины и шинопроводы	97
9.2.5 Реакторы	97
9.2.6 Трансформаторы тока	98
9.2.7 Автоматические выключатели, рубильники, переходные сопротивления	98

9.2.8 Определение полного сопротивления участка сети	98
9.2.9 Приведение сопротивлений к расчетному напряжению	99
9.2.10 Пример расчёта ТКЗ цеха напряжением до 1 (кВ)	100
9.3 Выбор защитных электрических аппаратов в цеховых сетях напряжением до 1000 (В)	106
9.3.1 Общие сведения о защитных электрических аппаратах в системах электроснабжения до 1 (кВ)	106
9.3.2 Основные параметры защитных аппаратов до 1 (кВ)	107
9.3.3 Условие выбора и проверки предохранителей	113
9.3.3.1 Основные параметры предохранителей	114
9.3.4 Автоматические выключатели	118
9.3.4.1 Условия выбора и проверки автоматических выключателей ..	118
9.3.4.2 Выбор тока уставки расцепителя перегрузки выключателя при защите внутренних электропроводок	119
9.3.4.3 Выбор тока уставки расцепителя перегрузки выключателя для защиты линий напряжением 0,38 (кВ)	120
9.3.4.4 Выбор тока уставки расцепителя мгновенного действия выключателя для защиты электродвигателей	121
9.3.4.5 Выбор тока уставки расцепителя мгновенного действия выключателя при защите линий напряжением 0,38 (кВ)	122
9.3.4.6 Проверка расцепителей автоматических выключателей по допустимой кратности тока проводника	123
9.3.5 Пример расчёта и выбора защитных аппаратов в цеховой сети 0,38 (кВ)	124
ЛИТЕРАТУРА	129
ПРИЛОЖЕНИЯ	130

ВВЕДЕНИЕ

Курс «Системы электроснабжения городов и промышленных предприятий» предназначен для подготовки бакалавров по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и включает в себя кроме лекций, практических занятий и лабораторных работ самостоятельное выполнение курсового проекта «Расчёт электроснабжения промышленного предприятия».

Исходной информацией для расчёта электроснабжения промышленного предприятия является перечень технологических потребителей завода и план их расположения.

Технология производства завода является очень важной информацией для выбора способа взрывопожарозащищённости электрооборудования цехов и схем его электроснабжения. Например, место расположения подстанции цеха 10/0,4 (кВ) напрямую зависит от технологии производства (внутрицеховая ТП, пристроенная к цеху ТП или расположенная рядом с цехом ТП).

Категория надёжности электрооборудования или цеха в целом (1, 2 или 3) также задаётся в соответствии с технологией производства и влияет на выбор схемы и электрооборудования электроснабжения и количества трансформаторов на цеховой подстанции.

Поэтому первой задачей перед началом проектирования является внимательное изучение технологии производства предприятия.

Задача учебного проектирования электроснабжения предприятия подразделяется на 9 этапов:

1. Расчёт электрических нагрузок предприятия.
 - 1.1 Общая характеристика предприятия. Исходные данные к расчёту.
 - Установленные мощности цехов;
 - График нагрузок предприятия;
 - Генеральный план предприятия;
 - Напряжение источника (питающей подстанции);
 - 1.2 Расчёт электрических нагрузок цехов предприятия (методом коэффициента спроса).
 - Расчёт силовых нагрузок;
 - Расчёт осветительных нагрузок;
 - Расчет суммарных (силовых и осветительных) нагрузок;
 - 1.3 Расчёт электрической нагрузки выбранного цеха;
 - 1.4 Расчёт графика нагрузок промышленного предприятия.
2. Расчёт центра электрических нагрузок промышленного предприятия.
3. Расчёт и выбор напряжения сети внутреннего электроснабжения предприятия.

4. Расчёт и выбор трансформаторов предприятия.
 - 4.1 Расчёт и выбор трансформаторов ГПП (по графику нагрузки ПП).
 - 4.2 Расчёт и выбор цеховых трансформаторов.
5. Расчёт и выбор компенсирующих устройств предприятия.
 - 5.1 Расчёт и выбор КУ на стороне НН.
 - 5.2 Расчёт и выбор КУ на стороне ВН.
6. Выбор конструктивного исполнения ГПП, РП, ТП.
 - 6.1 Выбор конструктивного исполнения ГПП.
 - 6.2 Выбор конструктивного исполнения ТП.
7. Выбор схемы внутреннего электроснабжения предприятия.
 - 7.1 Выбор схемы электроснабжения цехов ПП.
 - Выбор схемы внутреннего электроснабжения ПП;
 - Выбор кабелей, воздушных линий, токопроводов;
 - Расчёт потерь напряжения в линиях ВН (без учёта, и с учётом КУ);
 - 7.2 Выбор схемы электроснабжения выбранного цеха.
 - Выбор схемы электроснабжения цеха;
 - Выбор кабелей, проводов, шинопроводов цеха;
 - Расчёт потерь напряжения в линиях (без учёта, и с учётом КУ);
8. Расчёт токов КЗ предприятия.
 - 8.1 Расчёт токов КЗ на стороне ВН.
 - 8.2 Расчёт токов КЗ на стороне НН.
9. Выбор коммутационно-защитной аппаратуры предприятия (ЭА).
 - 9.1 Выбор ЭА на стороне ВН.
 - 9.2 Выбор ЭА на стороне НН.

Перед расчетом каждого этапа следует изучить методические указания по проектированию и только после этого начинать проектирование и расчёт.

1. РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ

1.1. Общая характеристика предприятия

Исходными данными к расчёту электроснабжения промышленного предприятия являются:

- Установленные мощности цехов, коэффициент спроса, коэффициент мощности;

- График нагрузок предприятия в целом;

- Генеральный план предприятия с геометрическими размерами цехов;

- Напряжение источника (питающей подстанции);

В этой части необходимо кратко описать:

- 1) Характер технологического процесса предприятия согласно названия завода;

- 2) Особенности графиков нагрузок применяемых электропотребителей;

- 3) Надёжность применяемых электропотребителей по категориям согласно ПУЭ;

- 4) Степень взрывопожароопасности производства.

При проектировании системы электроснабжения предприятия необходимо правильно установить характер окружающей среды, которая оказывает влияние на выбор схемы и конструктивного исполнения внутрицеховой сети, а также на степень защиты применяемого оборудования.

Цеховые системы распределения электроэнергии должны:

- обеспечивать необходимую надёжность электроснабжения приемников в зависимости от их категории;

- иметь оптимальные технико-экономические показатели (минимум приведенных затрат);

- быть удобными и безопасными в эксплуатации электроустановок;

- иметь конструктивное исполнение, обеспечивающее оперативность и возможность легко вносить изменения в сеть при изменении количества электроприемников.

Большое влияние на принимаемые решения оказывают условия окружающей среды в проектируемом цехе. Располагать электрооборудование в пожаро- и взрывоопасных или пыльных помещениях следует только в случаях острой необходимости. При этом, как правило, применяется специальное оборудование.

На выбор способов прокладки кабелей влияют количество линий, совпадающих по трассе, и характеристика окружающей среды. В соответствии с ПУЭ производственные помещения в зависимости от характеристики окружающей среды делят на сухие, влажные, сырые, особо сырые, жаркие, с химически активной средой, пыльные, пожаро- и взрывоопасные.

1.2. Расчёт электрических нагрузок цехов предприятия (методом коэффициента спроса)

Расчёт электрических нагрузок цехов и предприятия в целом включает в себя следующие этапы:

- 1) Расчёт силовых нагрузок цехов;
- 2) Расчёт осветительных нагрузок цехов и завода;
- 3) Расчет суммарных (силовых и осветительных) нагрузок цехов и завода;

Исходные данные по заводу выписываются из задания на курсовое проектирование:

Таблица 1.1 – Исходные расчётные данные электрических нагрузок цехов и завода (из задания на курсовой проект)

№ цеха	Наименование цеха	$P_{\text{ном}}$ (кВт)	K_c	$\cos\varphi$	Длина цеха (завода) L_A (м)	Ширина цеха (завода) L_B (м)	Площадь цеха (завода) F (м ²)
1	Цех						
.....							
N	Цех						
	Завод						

- 1) Определение площадей цехов и завода :

$$F_{\text{цех},i} = L_{A,\text{цех}} \cdot L_{B,\text{цех}} \quad (1.1)$$

$$F_{\text{завод}} = L_{A,\text{завод}} \cdot L_{B,\text{завод}} \quad (1.2)$$

- 2) Определение площади завода без цехов (для определения мощности сети освещения завода) :

$$F_{\text{завод.осв}} = F_{\text{завод}} - \sum_{i=1}^N F_{\text{цех},i} \quad (1.3)$$

- 3) Определение мощности сетей освещения цехов и завода:

Расчетная осветительная нагрузка также определяется по методу коэффициента спроса:

$$P_{\text{ном.осв}} = F_{\text{цех}} \cdot P_{\text{уд.осв.цех}} \quad (1.4)$$

$$P_{\text{расч.осв}} = K_{c,\text{осв}} \cdot P_{\text{ном.осв}} \cdot K_{\text{пра}} \quad (1.5)$$

где $K_{c,\text{осв}}$ – коэффициент спроса осветительной нагрузки - Приложение П.1.1 ; $P_{\text{ном.осв}}$ – установленная мощность электроламп, определяется по удельной плотности нагрузки на 1 (м²) площади производственных зданий; $K_{\text{пра}}$ – коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре светильников, для ламп накаливания равен 1,0.

Таблица 1.2 – Расчёт осветительных нагрузок цехов и завода

№ цеха	Наименование цеха	Площадь цеха (завода) F (м ²)	P _{уд.осв} (Вт/м ²)	P _{ном.осв}	K _{с.осв}	K _{пра}	P _{расч.осв}
1	Цех 1						
...	...						
N	Цех N						
	Завод						

4) Определение расчётных мощностей цехов и завода за максимально загруженную смену без учёта освещения:

$$P_{pi} = P_{ni} \cdot K_{с.и.цех} \quad (1.6)$$

$$Q_{pi} = P_{pi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{и.цех} \quad (1.7)$$

$$S_{pi} = \sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2} \quad (1.8)$$

$$S_{p.завод} = \sum_{i=1}^N S_{p.i} \quad (1.9)$$

5) Определение расчётных мощностей цехов за максимально загруженную смену с учётом освещения:

$$P_{pi.цех} = P_{pi} + P_{осв.цех.i} \quad (1.10)$$

$$Q_{pi.цех} = Q_{pi} \quad (1.11)$$

$$S_{pi.цех} = \sqrt{P_{pi.цех}^2 + Q_{pi.цех}^2} \quad (1.12)$$

Таблица 1.3 – Расчёт суммарных нагрузок цехов

№ цеха	Наименование цеха	P _{pi} (кВт)	P _{осв.цех.i} (кВт)	P _{pi.цех} (кВт)	Q _{pi.цех} (квар)	S _{pi.цех} (кВА)
1	Цех 1					
...	...					
N	Цех N					

6) Расчёт суммарной расчётной нагрузки завода:

$$S_{p.завод} = K_{p.m} \cdot \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{p.i.цех} \right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{p.i.цех} \right)^2} \quad (1.13)$$

где K_{p.m} = 0,9 – коэффициент одновременности графиков нагрузок цехов:

$$P_{p.цехов} = \sum_{i=1}^n P_{p.i.цех} \quad (1.14)$$

$$Q_{p.цехов} = \sum_{i=1}^n Q_{p.i.цех} \quad (1.15)$$

1.3. Расчёт электрических нагрузок цеха промышленного предприятия напряжением до 1000 В

1.3.1. Алгоритм расчёта электрических нагрузок цеха напряжением до 1000 В

Расчёт трёхфазных электрических нагрузок цеха напряжением до 1000 (В) производится аналитическим путём с занесением расчётных данных в таблицу трёхфазных электрических нагрузок (Приложение П.1.3).

При наличии в цеху однофазных электрических нагрузок они должны быть «приведены» к трёхфазным нагрузкам аналитическим путём и только после этого занесены в таблицу трёхфазных нагрузок уже как приведённые трёхфазные нагрузки.

1. Исходные данные по потребителям заносятся в соответствующие колонки (после группировки по режимам работы) :

- колонка 1 – наименование потребителя (или подгруппы потребителей одинакового режима работы – т.е. с одинаковым ПВ, $\cos \varphi$, K_n);
- колонка 2 – «приведенная» к длительному режиму активная мощность потребителя (если мощности всех потребителей подгруппы одинаковы);
- если мощности неодинаковые заносятся $P_{н(макс)}$ и $P_{н(мин)}$;
- колонка 3 – количество потребителей (n) одной подгруппы;
- колонки 5,6,7 – заполняются при наличии соответствующих данных;

Производится группировка приемников (электропотребителей) по режимам работы (заносятся в колонку 1 – по группам):

Группировать электроприемники рекомендуются в следующей последовательности:

- электроприемники с переменным графиком работы (ПР);
- электроприемники повторно – кратковременного режима работы (ПКР);
- однофазные приемники с указанием ПВ и номинального напряжения;
- при наличии приемников с практически постоянным графиком нагрузки (длительный режим) они записываются ниже всех прочих групп электроприемников (ДР);
- при наличии синхронных двигателей необходимо указать номинальные значения $\cos \varphi$ и η ;

2. Производится «приведение» паспортной активной мощности ($P_{пасп}$) к номинальной P_n (или использующийся аналогичный термин – установленной мощности P_y) для потребителей ПКР к режиму ДР (приведенное P_n – заносится в колонку 2)

- «приведение» ПКР к ДР для трехфазных потребителей:

$$P_n = P_{пасп} * \sqrt{ПВ} \quad (1.16)$$

где ПВ переводится из % в доли;

- «приведение» ПКР к ДР для однофазных потребителей – производится по методике расчета для 1-фазных нагрузок;

3. Производится расчет суммарной мощности подгруппы потребителей одного режима работы, подключенных к одному щиту (вносится в колонку 4):

$$P_{\Sigma} = P_{ном i} * n \quad (1.17)$$

где n - количество потребителей одинаковой мощности);

Если потребители разной мощности, расчёт производится по формуле

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n (P_{ном, i} * n_i) \quad (1.18)$$

где n_i - количество потребителей одинаковой мощности);

4. Производится расчет показателя силовой сборки с заполнением колонки 8 в самой нижней строке ИТОГО по формуле

$$m = P_{н(макс)} / P_{н(мин)} \quad (1.19)$$

где P_{н(макс)} - наибольший по мощности потребитель в подгруппе; P_{н(мин)} - наименьший по мощности потребитель в подгруппе;

5. Производится расчет средней активной мощности за смену – P_{см} (кВт) (вносится в колонку 9):

$$P_{см} = K_u * P_{\Sigma} \quad (1.20)$$

При этом данные по коэффициенту использования K_u берутся из справочных таблиц конкретного потребителя данной отрасли промышленности;

6. Производится расчет средней реактивной мощности за смену – Q_{см} (кВАр) (вносится в колонку 10):

$$Q_{см} = P_{см} * tg\varphi \quad (1.21)$$

7. Производится суммирование средних за смену мощностей всех подгрупп и вносится в самую нижнюю строку ИТОГО – ниже всех потребителей в колонки 9,10:

$$P_{см\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{смi} \quad (1.22)$$

$$Q_{см\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{см.i} \quad (1.23)$$

8. Производится расчет суммарной средней за смену полной мощности S_{смΣ} (кВА) для всех подгрупп (вносится в строку ИТОГО – ниже всех потребителей в колонку 11):

$$S_{см\Sigma} = \sqrt{P_{см\Sigma}^2 + Q_{см\Sigma}^2} \quad (1.24)$$

9. Производится расчет эффективного количества потребителей – n_{эф} для всех подгрупп по таблице упрощенного расчета n_{эф} (Приложение П.1.4). (вносится в колонку 12 – в строку ИТОГО).

10. Производится расчёт или выбор коэффициента максимума по активной мощности $K_{м.а}$ по таблице (Приложение П.1.3) или аналитически в зависимости от $K_{и(группы)}$ и $n_{эф}$ (Приложение П.1.5), где

$$K_{м.а} = 1 + \frac{1,5}{\sqrt{n_э}} \cdot \sqrt{\frac{1 - K_{и.ср}}{K_{и.ср}}} \quad (1.25)$$

$$K_{и(группы)} = K_{и.ср} = P_{см\Sigma} / P_{н\Sigma(группы)} \quad (1.26)$$

$$P_{н\Sigma(группы)} = \sum_1^n P_{н\Sigma.i} \quad (1.27)$$

где $P_{н\Sigma.i}$ - суммарная мощность подгруппы потребителей; $K_{и(группы)}$ заносится в колонку 5 строки ИТОГО; $K_{м.а}$ заносится в колонку 13 строки ИТОГО; $P_{н\Sigma(группы)}$ заносится в колонку 4 строки ИТОГО;

11. Определяется коэффициент максимума по реактивной мощности $K_{м.р}$ ($K_{м.р}'$) в зависимости от соотношения величин:

$$K_{м.р}' = 1,1 \text{ если } n_{эф} \leq 10$$

$$K_{м.р}' = 1,0 \text{ если } n_{эф} > 10$$

12. Определяются максимальные (расчетные) мощности и ток для группы потребителей : (заполняются колонки 15, 16, 17, 18 строки ИТОГО):

$$P_M = K_{м.а} * P_{см\Sigma} \quad (1.28)$$

$$Q_M = K_{м.р}' * Q_{см\Sigma} \quad (1.29)$$

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} \quad (1.30)$$

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} \quad (1.31)$$

1.3.2. Пример расчёта электрических нагрузок цеха

1.3.2.1. Краткая характеристика производства и потребителей

Цех металлорежущих станков (ЦМС) предназначен для серийного производства деталей по заказу. ЦМС предусматривает наличие производственных, служебных, вспомогательных и бытовых помещений. Металлорежущие станки различного назначения размещены в станочном, заточном и резьбошлифовальном отделениях. Транспортные операции выполняются кран-балкой и наземными электротележками.

Цех получает ЭСН от собственной цеховой трансформаторной подстанции (ТП), пристроенной к цеху. Подводимое напряжение – 10/0,4 (кВ). Потребители ЭЭ относятся к 2 и 3 категории надежности электроснабжения.

Количество рабочих смен - 3. Грунт в районе цеха - глина при температуре +5 °С. Каркас здания сооружен из блоков-секций, длиной 6 и 8 (м) каждый. Размеры цеха АхВхН=50 х 30 х 8 (м). Все помещения, кроме станочного отделения, двухэтажные высотой 3,6 (м).

Перечень ЭО цеха металлорежущих станков дан в таблице 1.4.

Мощность электропотребления $P_{\text{эл}}$ ($p_{\text{уст}}$) указана для одного электроприемника, коэффициенты $K_{\text{и}}$ и $\cos\varphi$ – из таблицы задания на КП.

Расположение основного ЭО показано на плане (рис. 1.1 - План расположения ЭО цеха из задания на КП).

1.3.2.2. Расчёт силовых нагрузок цеха

Исходными данными к расчёту силовых нагрузок цеха является таблица 1.4 – Перечень электрооборудования цеха металлорежущих станков.

Таблица 1.4 – Перечень ЭО цеха металлорежущих станков

№ на плане	Наименование оборудования	$P_{\text{уст}}$, кВт	Кол-во (n)	$\cos\varphi$	$K_{\text{и}}$	Прим.
1,11,40	Электропривод раздвижных ворот	4,5	3	0,5	0,1	ПВ=25%
2,3,4	Универсальный заточный станок	2,8	3	0,5	0,14	
5,10	Заточный станок для червячных фрез	8,2	2	0,5	0,14	
6,7	Резьбошлифовальный станок	6,4	2	0,5	0,14	
8,9	Заточный станок для фрезерных головок	4,2	2	0,5	0,14	
12,13,17, 18,19	Круглошлифовальный станок	10	5	0,5	0,14	
14,15,16	Токарный станок	7,8	3	0,5	0,14	
20,21,22	Вентилятор	5	3	0,8	0,65	
23,24,29, 30,36,37	Плоскошлифовальный станок	18,5	6	0,5	0,14	
25,26,27, 28,34,35	Внутришлифовальный станок	12	6	0,5	0,14	
31	Кран балка	15	1	0,5	0,1	ПВ=40%
32,33,38,39	Заточный станок	3,2	4	0,5	0,14	

Для определения расчетных нагрузок групп электроприемников цеха используем метод упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузки. Согласно этого метода все электропотребители разделяются на группы согласно режима нагрузки и способа подключения к электросети:

- 1) Трёхфазные потребители длительного режима – ДР;
- 2) Трёхфазные потребители повторно-кратковременного режима – ПКР;
- 3) Однофазные нагрузки;
- 4) Осветительные нагрузки.

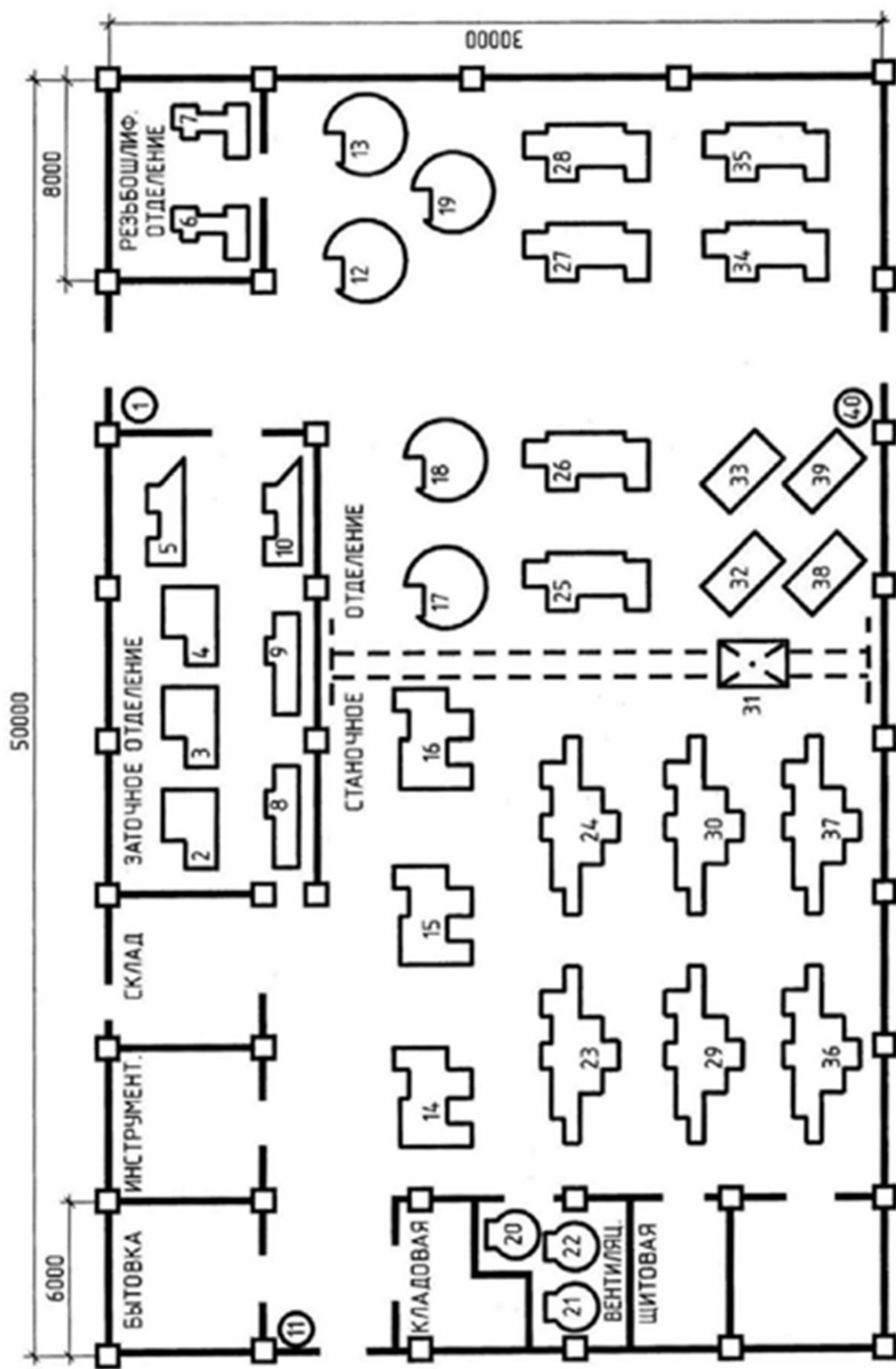


Рис. 1.1 - План расположения ЭО цеха металлообрабатывающих станков

Для характерных групп потребителей определяем индивидуальные и групповые параметры. При этом к характерным группам относим потребители с одинаковой номинальной мощностью, $\cos\varphi$, $K_{и}$.

Параметры индивидуальных потребителей обозначаем - прописными буквами p_i , сводные параметры индивидуальных потребителей заглавными буквами - P_i . Полученные данные сводим в таблицу 1.6 – Таблица электрических нагрузок цеха металлорежущих станков.

1) Определение индивидуальных параметров потребителей длительного режима (ДР):

Универсальный заточный станок:

$$p_{ном2} = p_{уст2} = 2,8 \text{ кВт}$$

$$P_{ном2} = p_{ном2} \cdot n_2 = 2,8 \cdot 3 = 8,4$$

$$P_{см2} = P_{ном2} \cdot K_{и2} = 8,4 \cdot 0,1 = 0,84 \text{ кВт}$$

$$Q_{см2} = P_{см2} \cdot \tg\varphi_2 = 0,84 \cdot 1,73 = 1,45 \text{ кВАр}$$

Для остальных потребителей ДР определение параметров производится аналогично.

2) Определение параметров потребителей индивидуальных повторно-кратковременного режима (ПКР):

Электропривод раздвижных ворот:

$$p_{ном1} = p_{уст1} \cdot \sqrt{PB} = 4,5 \cdot \sqrt{0,25} = 2,25 \text{ кВт}$$

$$P_{ном1} = p_{ном1} \cdot n_1 = 2,25 \cdot 3 = 6,75 \text{ кВт}$$

$$P_{см1} = P_{ном1} \cdot K_{и1} = 6,75 \cdot 0,14 = 0,945 \text{ кВт}$$

$$Q_{см1} = P_{см1} \cdot \tg\varphi_1 = 0,945 \cdot 1,73 = 1,63 \text{ кВАр}$$

Для остальных потребителей ПКР определение параметров производится аналогично.

3) Расчёт осветительной нагрузки цеха:

Таблица 1.5 – Расчёт осветительной нагрузки цеха

№ на плане	Наименование помещения (цеха)	Осветительная нагрузка				
		F (м2)	Руд.о (Вт/м2)	Рно (кВт)	Ксо	Рпо (кВт)
1	Станочное	1008	11	11,1	0,9	10
2	Заточное	144	11	1,58	0,95	1,5
3	Резьбошлифовальное	36	11	0,4	0,95	0,38
4	Инструментальная	36	11	0,4	0,8	0,32
5	Бытовка	36	11	0,4	0,8	0,32
6	Кладовая	18	11	0,2	0,6	0,12
7	Вентиляционная	18	11	0,2	0,6	0,12
8	Щитовая	24	11	0,27	0,6	0,16
9	Склад	36	11	0,4	0,6	0,24
ИТОГО :						13,1

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха определяется по формуле

$$P_{po} = P_{ho} \cdot K_{co},$$

где K_{co} – коэффициент спроса по освещению (таблица приложения П.1.1)

Установленная мощность приемников электроосвещения станочного отделения:

$$P_{ho} = P_{уд.o} \cdot F = 11 \cdot 1008 = 11088 \text{ (Вт)} = 11,09 \text{ (кВт)}$$

где F – площадь отделения (m^2)

$$P_{po} = P_{ho} \cdot K_{co} = 11,09 \cdot 0,9 = 10,0 \text{ (кВт)}$$

Аналогичным образом рассчитывается осветительная нагрузка для других отделений, результаты заносятся в таблицу 1.5, итоговые данные расчёта электрических нагрузок цеха заносятся в таблицу 1.6.

4) Определение групповых параметров потребителей ДР и ПКР:

$$P_{ном\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{ном.i} = 360 \text{ кВт}$$

$$P_{см\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{см.i} = 68,62 \text{ кВт}$$

$$Q_{см\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{см.i} = 90,63 \text{ кВАр}$$

$$S_{см\Sigma} = \sqrt{P_{см\Sigma}^2 + Q_{см\Sigma}^2} = 113,7 \text{ кВА}$$

$$K_{и.ср} = \frac{P_{см\Sigma}}{P_{ном\Sigma}} = 68,62 / 360 = 0,19$$

$$W_a = P_{см\Sigma} \cdot T_{см} = 68,62 \cdot 7,5 = 514,65 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$W_p = Q_{см\Sigma} \cdot T_{см} = 90,63 \cdot 7,5 = 679,73 \text{ кВАр}\cdot\text{ч}$$

$$\cos \varphi_{срв} = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}} = 0,604$$

$$m = P_{ном.маx} / P_{ном.мин} = 18,5 / 2,25 = 8,22$$

5) Определение эффективного количества потребителей:

Эффективное количество потребителей n_e определяется в зависимости от соотношения параметров – n , $K_{и.ср}$, m (таблица приложения П.1.4).

Так как $n \geq 5$, $K_{и.ср} < 0,2$, $m \geq 3$, то n_e определяется методом относительных единиц:

где $n=43$ – фактическое количество электроприёмников;

$n_1 = 4$ – число наибольших электроприёмников, мощность каждого из которых не менее половины мощности наибольшего электроприёмника (включая сам наибольший электроприёмник);

$P_{ном} = 360 \text{ кВт}$ – суммарная номинальная мощность всех электроприёмников;

$P_{ном1} = 242,5 \text{ кВт}$ – суммарная номинальная мощность n_1 наибольших электроприёмников группы;

$$n_3 = 0,95 \cdot \frac{P_{ном}^2}{\frac{P_{ном1}^2}{n_1} + \frac{(P_{ном} - P_{ном1})^2}{n - n_1}} = 8,18 \quad (1.32)$$

6) Определение коэффициентов максимума

Коэффициент максимума активной нагрузки определяется по аналитической формуле

$$K_{м.а} = 1 + \frac{1,5}{\sqrt{n_3}} \cdot \sqrt{\frac{1 - K_{u.ср}}{K_{u.ср}}} = 2,083$$

Коэффициент максимума реактивной нагрузки определяется в зависимости от n_3 . Так как $n_3 \leq 10$, то $K_{м.р} = 1,1$.

7) Определение максимальных (расчетных) нагрузок:

$$P_M = P_{см\Sigma} \cdot K_{м.а} = 68,62 \cdot 2,083 = 142,94 \text{ кВт}$$

$$Q_M = Q_{см\Sigma} \cdot K_{м.р} = 90,63 \cdot 1,1 = 99,7 \text{ кВар}$$

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = 174,3 \text{ кВА}$$

$$I_M = S_M / \sqrt{3} \cdot U_{ном} = 174,3 / 1,73 \cdot 0,4 = 251,9 \text{ А}$$

1.4. Расчёт потребления активной и реактивной мощности и энергии завода по данным графика электрических нагрузок завода

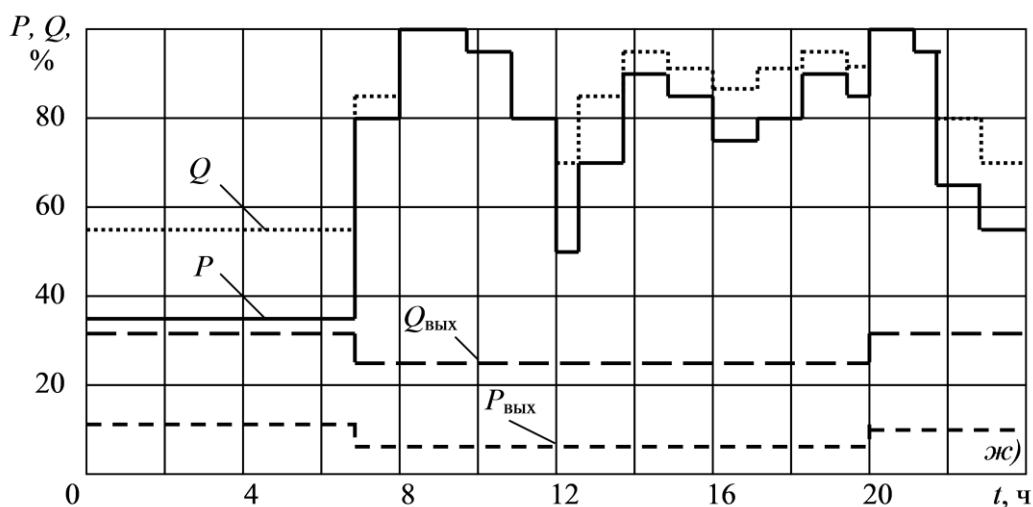


Рис. 1.2 - График электрических нагрузок машиностроительного завода

Таблица 1.6 – Таблица электрических нагрузок цеха металлорежущих станков

Номер на плане	Наименование приёмников	Нагрузка установленная						Нагрузка средняя за смену						Нагрузка максимальная				
		P _н (кВт)	n	P _{нΣ} (кВт)	K _и	cosφ	tgφ	m	P _{см} (кВт)	Q _{см} (кВАр)	S _{см} (кВА)	n ₃	K _{м.а}	K _{м.р}	P _м (кВт)	Q _м (кВАр)	S _м (кВА)	I _м (А)
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	3-фазные ДР :																	
20,21,22	Вентиляторы	5	3	15	0,65	0,8	1,17		9,75	11,41								
2,3,4	Универсальные заточные станки	2,8	3	8,4	0,14	0,5	1,73		1,18	2,04								
6,7	Резьбошлифовальные станки	6,4	2	12,8	0,14	0,5	1,73		1,79	3,1								
8,9	Заточный станок для фрезерных головок	4,2	2	8,4	0,14	0,5	1,73		1,18	2,04								
12,13,17,18,19	Круглошлифовальный станок	10	5	50	0,14	0,5	1,73		7	12,11								
14,15,16	Токарный станок	7,8	3	23,4	0,14	0,5	1,73		3,28	5,67								
23,24,29,30,36,37	Плоскошлифовальный станок	18,5	6	111	0,14	0,5	1,73		15,54	26,9								
25,26,27,28,34,35	Внутришлифовальный станок	12	6	72	0,14	0,5	1,73		10,08	17,44								
32,33,38,39	Заточный станок	3,2	4	12,8	0,14	0,5	1,73		1,79	3,1								
5,10	Заточный станок для червячных фрез	8,2	2	16,4	0,14	0,5	1,73		2,3	4,0								
	3-фазные ПКР:																	
31	Кран-балка	15/9,5	1	9,5	0,1	0,5	1,73		0,95	1,64								
1,11,40	Электропривод раздвижных ворот	4,5 2,25	3	6,75	0,1	0,5	1,73		0,68	1,18								
	Освещение :																	
	Лампы накаливания			13,1	--	1,0	--	8	13,1	--								
	ИТОГО :		43	360	0,19	0,604	1,32	8	68,62	90,63	113,7	8,2	2,083	1,1	142,94	99,7	174,3	252

Таблица 1.7 – Составление графика нагрузок завода в процентах (относительных единицах)

Номер n_i временного промежутка	1	...	...	...	...	...	...	...	...	17
Время промежутка в часах Δt_i	7	...	...	...	...	...	...	...	...	1
Активная мощность в процентах от максимальной (расчётной) P_i (%)	35	...	...	...	...	...	...	...	...	55
Реактивная мощность в процентах от максимальной (расчётной) Q_i (%)	30	...	...	...	...	...	...	...	...	70

1) Определение фактических значений P_i (кВт), Q_i (квар), S_i (кВА) для временных промежутков Δt_i производится по формулам:

$$P_{p.завод} = \sum_{i=1}^n P_{p.i.цех} \quad (1.33)$$

$$P_i \text{ (кВт)} = P_{p.завод} \cdot P_i \text{ (%) } \quad (1.34)$$

$$Q_{p.завод} = \sum_{i=1}^n Q_{p.i.цех} \quad (1.35)$$

$$Q_i \text{ (квар)} = Q_{p.завод} \cdot Q_i \text{ (%) } \quad (1.36)$$

Таблица 1.8 – Определение мощностей временных промежутков

Номер временного промежутка - n_i	1	...	...	...	...	...	...	...	...	17
Время промежутка в часах Δt_i	7	...	...	...	...	...	...	...	...	1
P_i (кВт)										
Q_i (квар)										
S_i (кВА)										

$$S_i = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} \quad (1.37)$$

2) Определение расхода активной и реактивной энергии производится в промежутках:

$$W_{a.i} \text{ (кВт·ч)} = P_i \cdot \Delta t_i \quad (1.38)$$

$$W_{p.i} \text{ (квар·ч)} = Q_i \cdot \Delta t_i \quad (1.39)$$

$$W_a = \sum_{i=1}^n W_{a.i} \text{ - суммарный расход активной энергии;}$$

$$W_p = \sum_{i=1}^n W_{p.i} \text{ - суммарный расход реактивной энергии;}$$

Таблица 1.9 – Определение расхода энергий временных промежутков

Номер временного промежутка - ni	1	...	...	...	...	...	...	...	...	17
Время проме- жутка в часах Δti	7	...	...	...	...	...	...	...	...	1
Wa.i (кВт·ч)										
Wp.i (квар·ч)										

3) Определение средневзвешенного $\cos\varphi_{срв}$ завода (для определения степени компенсации реактивной мощности – в разделе 5 - Расчёт и выбор компенсирующих устройств предприятия):

$$\cos \varphi_{срв} = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}} \quad (1.40)$$

2. ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

2.1. Выбор напряжения внешнего электроснабжения промышленного предприятия

Выбор напряжения внешнего электроснабжения предприятия определяется обычно техническими ограничениями (предельной передаваемой мощностью, наличием стандартных трансформаторов нужной мощности с конкретным высшим напряжением), возможностью применения нескольких уровней напряжения. Но главным фактором, определяющим экономичность варианта, является наличие желаемого уровня напряжения в энергосистеме (районная подстанция, электростанция и т.д.).

Из принятого ряда номинальных напряжений в стране сложились две системы напряжений электрических сетей: 110-220-500 (кВ) (основная до середины 80-х годов) и внедряемая 150-330-750 (кВ).

В курсовом проекте напряжение внешнего электроснабжения принимать равным 110 (кВ).

2.2. Выбор напряжения внутреннего электроснабжения промышленного предприятия

В сетях внутреннего электроснабжения ПП широко применяются напряжения распределительной сети 6 (кВ) и 10 (кВ), при этом перспективным классом напряжения считается 20 (кВ);

Если на предприятии нет высоковольтных ЭП на 6 (кВ), то обязательно используют напряжение 10 (кВ).

Применение ЭД 6 (кВ) требует напряжения сети 6 (кВ) (номенклатура выпускаемых ЭД на 6 (кВ) значительно шире, чем ЭД на 10 (кВ)).

В ряде случаев применяют 6 (кВ) для питания ЭД, а 10 (кВ) - для питания цеховых ТП. Если мощность ЭП 6 (кВ) составляет менее 10-15 % суммарной расчетной мощности предприятия, то используется напряжение 10 (кВ), а ЭП 6 (кВ) запитывают от дополнительных понижающих трансформаторов напряжением 10/6 (кВ).

При единичном числе ЭП напряжением 6 (кВ) (менее четырех-шести) применяют блочные схемы: понижающий трансформатор 10/6 (кВ) - ЭП. Если число ЭП более шести, то, как правило, сооружают РУ 6 (кВ), которое запитывают от трансформаторов 10/6 (кВ) соответствующей мощности.

Если высоковольтные двигатели составляют около 50 % расчетной мощности предприятия и возможна установка трансформаторов ГПП с расщепленной обмоткой (мощностью от 25 МВА), то возможен выбор

трансформаторов с низшим напряжением расщепленных обмоток 10 и 6 (кВ).

Для выбора напряжения внутреннего электроснабжения в курсовом проекте необходимо руководствоваться предлагаемым алгоритмом (рис.2.1).

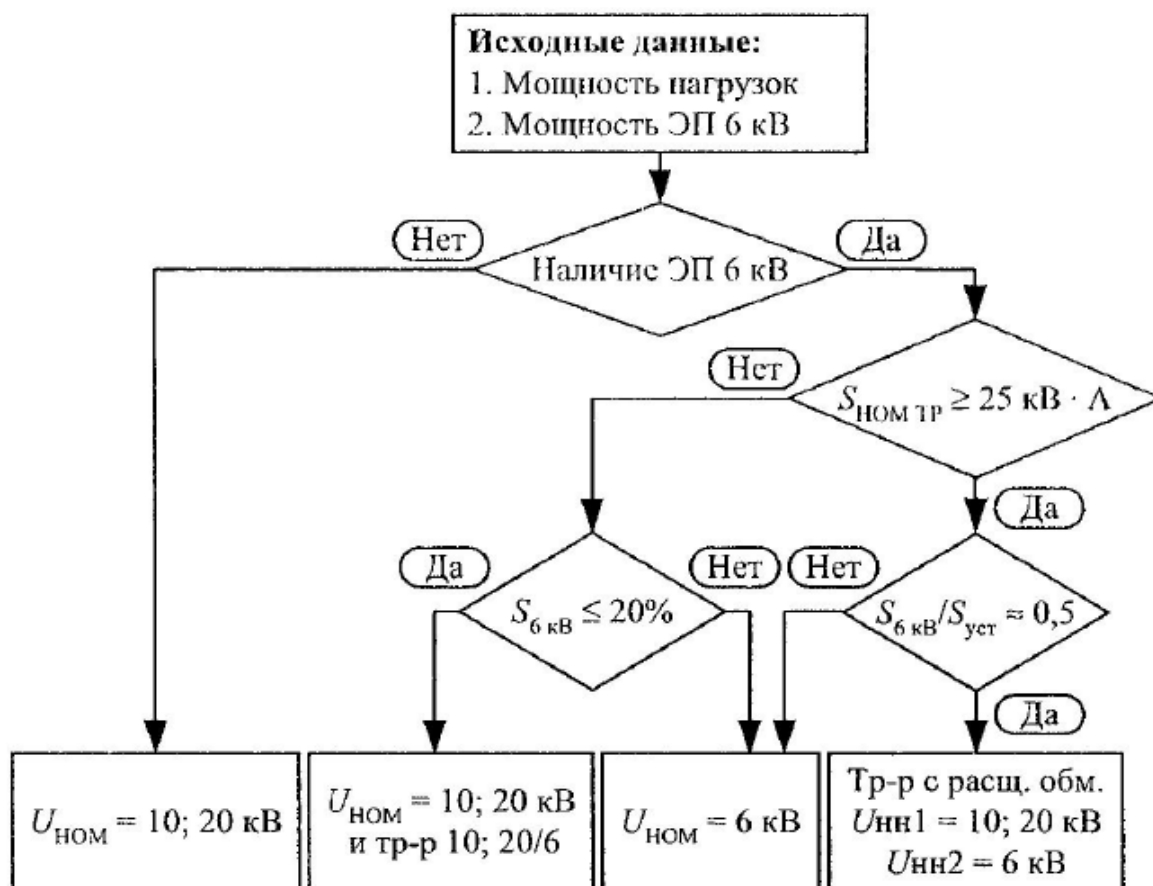


Рис. 2.1 - Блок-схема алгоритма выбора напряжения внутризаводского электроснабжения

2.3. Напряжение внутрицехового электроснабжения и режим нейтрали

Важным параметром, влияющим на выбор элементов сети и экономичность режимов, является напряжение сети, которое в свою очередь определяется номинальным напряжением ЭП. Заметим, что ЭП выбирают в технологической части проекта, поэтому для электроснабженцев они выступают как исходные данные. Существует ряд рекомендаций по выбору напряжения сети до 1 (кВ) с учетом режима нейтрали.

Напряжение 660/380 (В) (при режиме глухозаземленной нейтрали получаем два уровня напряжения для включения однофазных ЭП) целесообразно в следующих случаях:

1) для предприятий с большой удельной плотностью электрических нагрузок;

2) при необходимости по технологическим условиям отдалять подстанции ЗУР от ЭП до 1 (кВ);

3) при наличии большого числа двигателей в диапазоне от 100 до 630 (кВт).

Напряжение 660/380 (В) считается перспективным даже с учетом установки отдельного трансформатора для питания осветительной нагрузки.

Напряжение 380/220 (В) является наиболее распространенным, так как позволяет без дополнительной трансформации питать силовую нагрузку напряжением 380 (В), а осветительную и бытовую однофазную - напряжением 220 (В).

Напряжение 220/127 (В) считается устаревшим, ликвидируемым и не применяется для новых объектов.

Использование режима сети с изолированной нейтралью оправданно при повышенных требованиях к электробезопасности, что в общем случае требует технико-экономического сравнения вариантов:

1) совместного питания силовой и осветительной нагрузки напряжением 220 (В).

2) питания силовой нагрузки 380 (В), а для осветительной - установки отдельного осветительного трансформатора с вторичным напряжением 220 (В).

2.4. Выбор режима нейтрали внутризаводского и внутрицехового электроснабжения

Имеется пять способов заземления нейтрали, которые различаются в зависимости от типа и значения (от нуля до бесконечности) полного сопротивления Z_N , которое включается между нейтралью электрической сети и землей (рис. 2.2):

1) $Z_N = \infty$ – **изолированная нейтраль**, нет какого-либо соединения нейтрали с землей;

2) $Z_N = R$ – между нейтралью электрической сети и землей включено высокоомное активное сопротивление. Такой режим нейтрали называют **резистивным заземлением нейтрали**;

3) $Z_N = X_L$ – между нейтралью электрической сети и землей включено индуктивное сопротивление X_L для компенсации ёмкостных токов электрической сети. Такой режим нейтрали называют **компенсированной нейтралью**;

4) $Z_N = 0$ – **глухозаземленная нейтраль**, когда нейтраль электрической сети соединяется непосредственно с землей;

5) $Z_N \neq 0$ – *эффективно заземленная нейтраль*, когда для ограничения токов однофазного КЗ нейтрали части трансформаторов электрической сети разземляют.

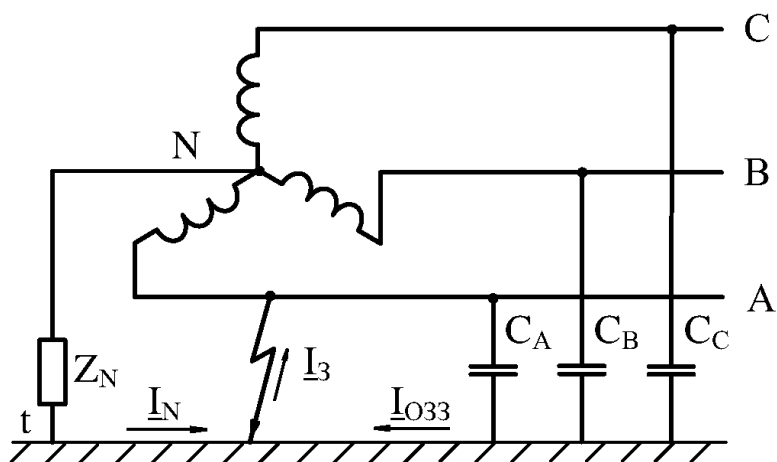


Рис. 2.2 - Схема электрической сети при повреждении изоляции между одной фазой и землей

Сравнение двух типичных способов заземления нейтрали показывает этот контраст:

1. В случае с изолированной нейтралью имеют место малые токи, протекающие через место повреждения, но возникают значительные перенапряжения.
2. В случае с глухо заземленной нейтралью перенапряжения сокращаются до минимума, но возникают большие токи в месте повреждения.

2.5. Применение режимов нейтрали

1. Изолированная нейтраль. Данный способ заземления нейтрали часто используется в промышленных, коммунальных городских и сельских электрических сетях напряжением 3–6–10–20–35 (кВ), для которых требуется обеспечение бесперебойной работы.

2. Резистивное заземление нейтрали применяются в электрических сетях напряжением 3–6–10–20–35 (кВ).

3. Компенсированная нейтраль. Данный способ заземления нейтрали применяется в распределительных сетях напряжением 3–6–10–20–35 (кВ) с высокими значениями емкостного тока.

4. Глухозаземлённая нейтраль. Данный способ заземления нейтрали применяется в электрических сетях напряжением 380 и 660 (В) (за исключением электрических сетей горнодобывающих предприятий) и напряжением 220 (кВ) и выше.

5. Эффективно заземлённая нейтраль. Данный режим нейтрали является разновидностью глухо заземленного режима нейтрали и применяется только в электрических сетях напряжением 110 (кВ).

Вопрос о выборе способа заземления нейтрали в электрических сетях разных классов напряжения долгое время был предметом серьёзных споров в связи с невозможностью найти компромиссное решение. Накопленный сегодня опыт позволяет делать надлежащий выбор в соответствии с ограничениями, действующими для каждого типа сети.

В таблице приложения П.2.1 приведено сравнение характеристик режимов работы электрических сетей с разными режимами нейтрали.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

3.1. Теоретическая часть определения ЦЭН

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). Для этого нужно провести аналогию между массами и электрическими нагрузками, а координаты их центра определить по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{p0i}) \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{p0i})} \quad (3.1)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{p0i}) \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{p0i})} \quad (3.2)$$

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 $P_{pi} + P_{poi}$:

$$P_{pi} + P_{poi} = \pi \cdot r_i^2 \cdot m \quad (3.3)$$

Из этого выражения радиус окружности:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi} + P_{poi}}{\pi \cdot m}} \quad (3.4)$$

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 α определяется из соотношения активных расчетных P_p и осветительных нагрузок P_{p0} цехов.

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{p0}}{P_p + P_{p0}} \quad (3.5)$$

Для определения места ГПП или ГРП находится центр электрических нагрузок отдельно для активной (табл. 3.1) и реактивной нагрузок, так как питание активных и реактивных нагрузок производится от разных установок (генераторы и компенсирующие устройства).

На генплан завода произвольно наносятся оси координат (рис. 3.1) и по формуле (3.1) 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 3.1 - Определение центра электрических нагрузок активной мощности

№ цеха	$P_p + P_{p0}$ (кВт)	P_{p0} (кВт)	r (мм)	α град	x (м)	y (м)	$(P_p + P_{p0}) \cdot x$	$(P_p + P_{p0}) \cdot y$
Потребители 0,4 кВ								
Потребители 6-10 кВ								
Итого	$\Sigma(P_p + P_{p0})$						$\Sigma(P_p + P_{p0}) \cdot x$	$\Sigma(P_p + P_{p0}) \cdot y$

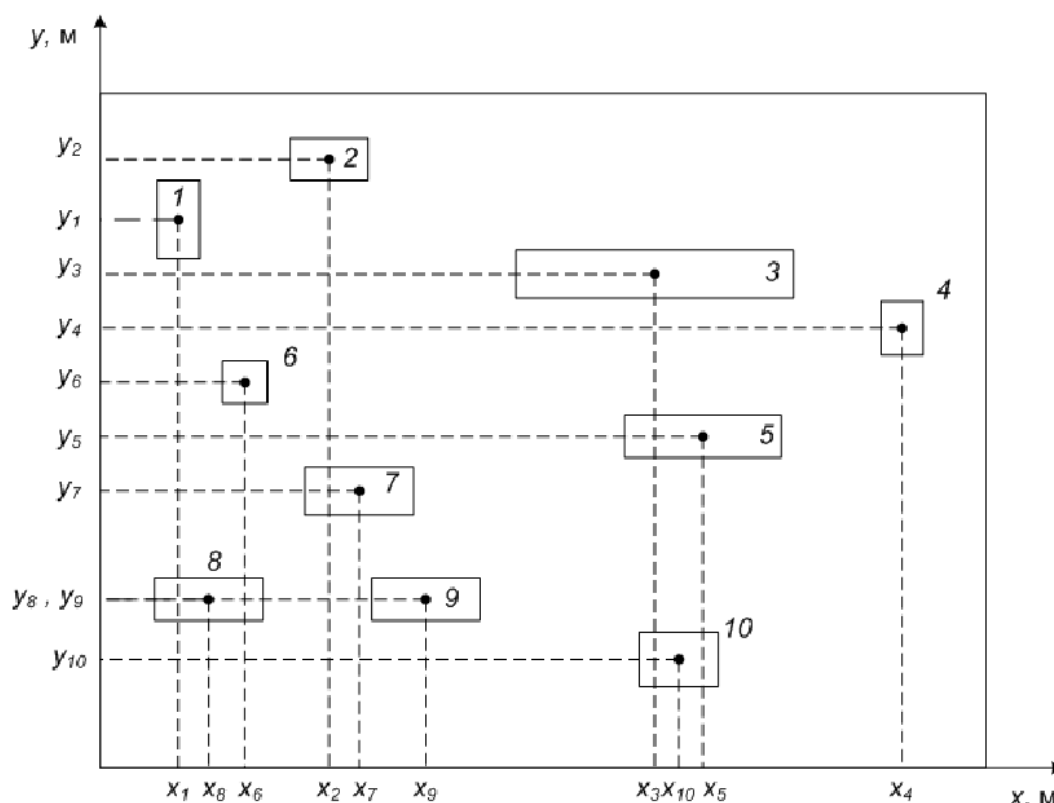


Рис 3.1 - Определение центра электрических нагрузок предприятия

3.2. Пример расчёта ЦЭН

Определить центр электрических нагрузок для активной нагрузки, параметры картограммы электрических нагрузок предприятия, генеральный план которого приведен на рисунке 3.1, нанести данные и результаты расчета на генплан. Электрические силовые и осветительные нагрузки цехов и их координаты приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Исходные данные к примеру расчёта

Параметр	Номер цеха									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$P_p + P_{p0}$ (кВт)										
P_{p0} (кВт)										
x (м)										
y (м)										

Решение:

1) На генплан наносим координаты центров электрических нагрузок каждого цеха (рис. 3.2). Масштаб генплана $M = 5$ (м/мм).

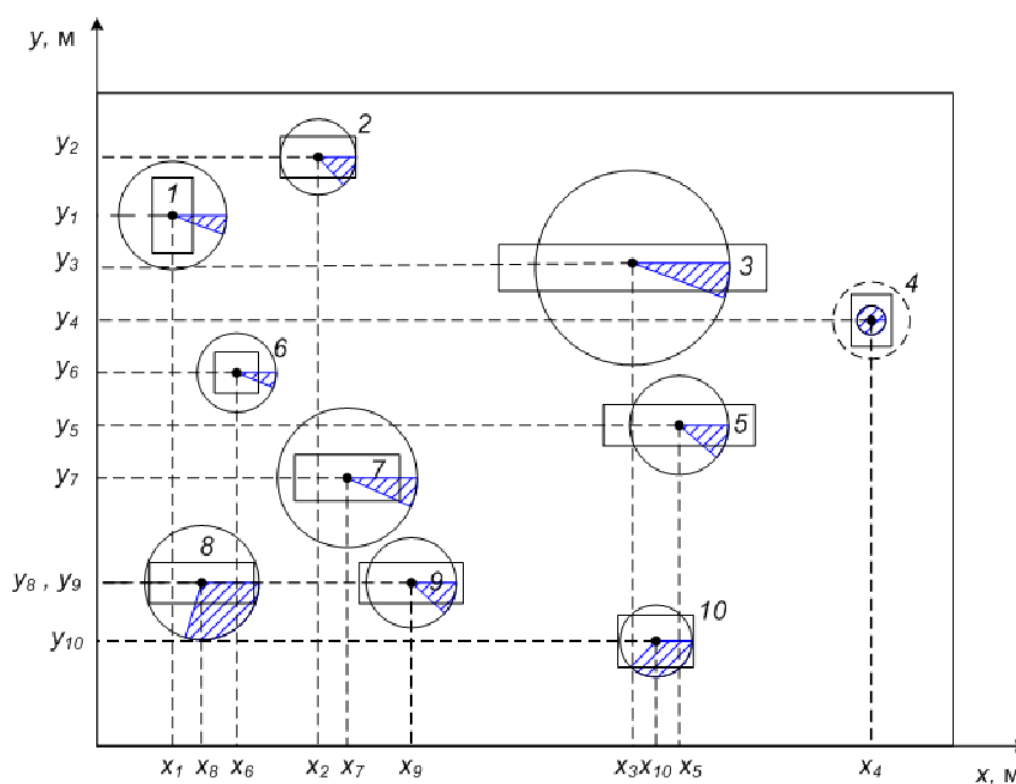


Рис. 3.2 - Картограмма нагрузок предприятия

2) Определяем радиус окружностей активных нагрузок, исходя из масштаба генплана.

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

$$m_4 = \frac{P_p + P_{p0}}{\pi \cdot r_4} = \frac{45}{3,14 \cdot 5^2} = 0,573 \text{ кВт/мм}$$

4) Принимаем масштаб $m = 0,6$ (кВт/мм).

Таблица 3.3 - Исходные данные к примеру расчёта

Пара-метр	Номер цеха									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$P_p + P_{p0}$ (кВт)	650	320	2100	330 (10 кВ)	540	350	1100	730	450	290
P_{p0} (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

5) Определяем радиус для наибольшей нагрузки при принятом масштабе:

$$r_3 = \sqrt{\frac{P_{p3} + P_{p03}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{2100}{3,14 \cdot 0,6}} = 33,4 \text{ мм}$$

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

7) Угол сектора α определяем из соотношения активных расчетных P_p и осветительных нагрузок P_{p0} цехов.

8) Проведем расчет параметров картограммы для цеха № 1.

$$r_1 = \sqrt{\frac{P_{p1} + P_{p01}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{650}{3,14 \cdot 0,6}} = 18,6 \text{ мм}$$

Результаты расчета для цеха № 1 заносим в таблицу 3.3. Расчеты для остальных цехов производим аналогично.

9) Нагрузки в виде кругов наносим на генплан, в круге выделяем сектор осветительной нагрузки. Нагрузки 0,4 (кВ) наносятся сплошной линией, 10 (кВ) – пунктирной (рис. 3.2).

10) Рассчитываем: $\Sigma(P_p + P_{p0})$, $\Sigma(P_p + P_{p0}) \cdot x$, $\Sigma(P_p + P_{p0}) \cdot y$.

11) Определяем координаты центра активных электрических нагрузок:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{p0i}) \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{p0i})} = \frac{2086950}{6905} = 302,2 \text{ м}$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{p0i}) \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{p0i})} = \frac{1986100}{6905} = 287,6 \text{ м}$$

12) Результаты расчёта заносим в итоговую таблицу 3.4.

Таблица 3.4 - Определение центра электрических нагрузок активной мощности

№ цеха	$P_p + P_{p0}$ (кВт)	P_{p0} (кВт)	r (мм)	α град	x (м)	y (м)	$(P_p + P_{p0}) \cdot x$	$(P_p + P_{p0}) \cdot y$
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

4. ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП и ТП

4.1. Общие требования к силовым трансформаторным подстанциям

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов для главных понижительных подстанций и цеховых трансформаторных подстанций промышленных предприятий должен быть технически и экономически обоснованным, так как он оказывает существенное влияние на рациональное построение схем промышленного электроснабжения.

Критериями при выборе трансформаторов являются надёжность электроснабжения, расход цветного металла и потребная трансформаторная мощность. Оптимальный вариант выбирается на основе сравнения капиталовложений и годовых эксплуатационных расходов.

Для удобства эксплуатации систем электроснабжения следует стремиться выбирать не более двух стандартных мощностей основных трансформаторов (не считая вспомогательных). Это ведёт к сокращению складского резерва и облегчает замену повреждённых трансформаторов. Желательна, где это осуществимо, установка трансформаторов одинаковой мощности.

В целях удешевления ГПП напряжением 35-220 (кВ) следует отдавать предпочтение схемам без выключателей на стороне высшего напряжения.

Цеховые трансформаторные подстанции, как правило не должны иметь распределительного устройства на стороне высшего напряжения. Широко применяется непосредственное (глухое) присоединение питающей кабельной линии к трансформатору при радиальных схемах питания и присоединение через разъединитель или выключатель нагрузки при магистральных схемах питания.

При номинальной мощности трансформатора 1000 (кВА) и выше вместо разъединителя необходимо устанавливать выключатель нагрузки, так как при напряжении 6-20 (кВ) разъединителем можно отключать ток холостого хода трансформатора мощностью не более 630 (кВА).

При сооружении цеховых трансформаторных подстанций предпочтение отдаётся комплектным трансформаторным подстанциям (КТП), полностью изготовленным на заводах.

4.2. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГПП

Основными требованиями при выборе числа трансформаторов на ГПП является надёжность электроснабжения потребителей и минимум приведённых затрат на трансформаторы. Чаще всего применяются двухтрансформаторные подстанции, прежде всего по экономическим соображениям и из условия обеспечения надёжности электроснабжения.

Однотрансформаторные ГПП применяются редко, когда могут быть обеспечены:

- автоматическое восстановление питания нагрузок 1-й категории и особой группы;
- возможность восстановления длительного питания всех основных нагрузок данного предприятия по связям вторичного напряжения с соседними ГПП, с ТЭЦ или другими источниками питания;
- возможность быстрой замены или ремонта поврежденного трансформатора для восстановления нормальной работы производства.

Работа трансформаторов ГПП почти всегда бывает раздельная. Это упрощает релейную защиту и уменьшает токи КЗ в сети вторичного напряжения.

Выбор мощности трансформаторов ГПП производится на основании расчётной нагрузки предприятия в нормальном режиме работы с учётом режима энергоснабжающей организации по реактивной мощности. В послеаварийном режиме (при отключении одного из трансформаторов) для надёжного электроснабжения потребителей предусматривается их питание от оставшегося в работе трансформатора. При этом часть неответственных потребителей, с целью снижения нагрузки трансформатора, может быть отключена.

Определение расчётной нагрузки на шинах 10 (кВ) ГПП позволяет рассчитать мощность и выбрать трансформаторы ГПП.

Основным фактором, определяющим требуемую номинальную мощность трансформатора, является допустимая относительная аварийная нагрузка. По ГОСТ 14209-97 она определяется по соображениям допустимого дополнительного теплового износа изоляции трансформатора за время аварийного режима с учетом температуры охлаждающей среды, типа трансформатора и формы суточного графика нагрузки в аварийных условиях.

В зависимости от исходных данных различают два метода выбора номинальной мощности трансформаторов:

- 1) по заданному суточному графику нагрузки предприятия за характерные сутки года для нормальных и аварийных режимов;
- 2) по расчетной мощности для тех же режимов;

В качестве исходных данных используем суточный график нагрузки типового машиностроительного завода в относительных единицах (рисунок 4.1). Используя предварительные данные расчётов, полученные в разделе 1.2.

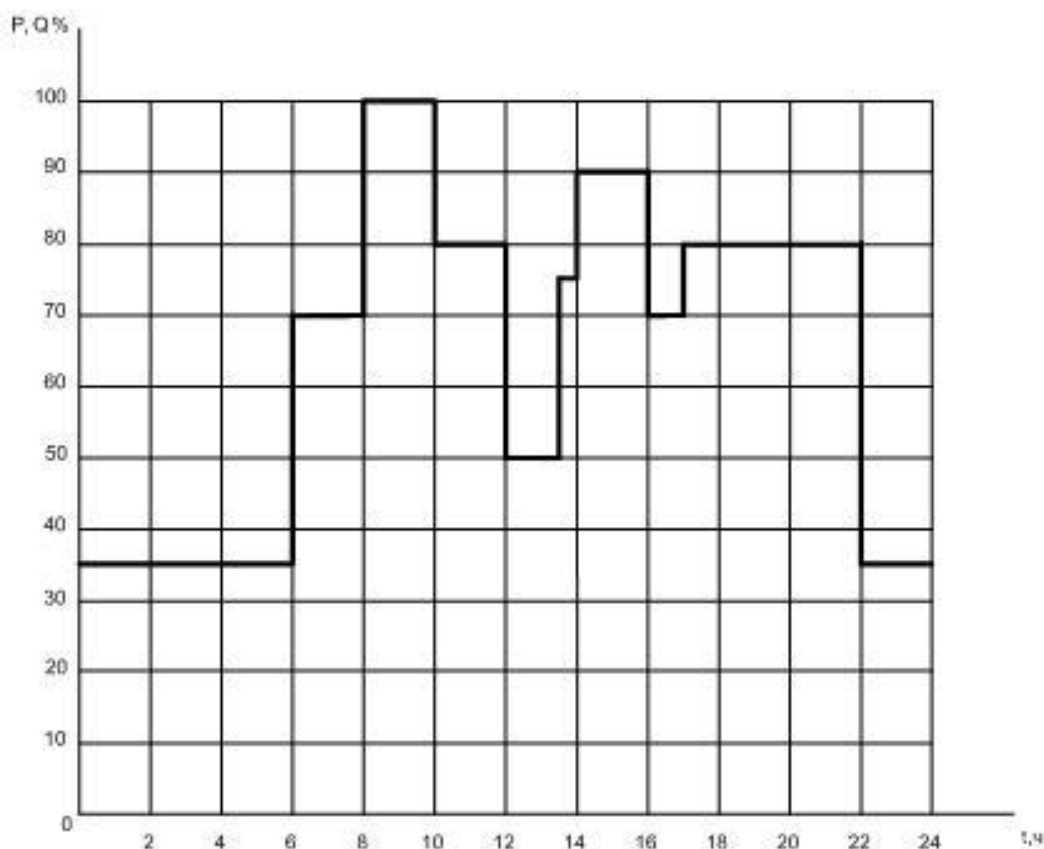


Рис. 4.1 - Суточный график машиностроительного предприятия в относительных единицах

Алгоритм расчёта по первому методу следующий :

1) Согласно ГОСТ 14209-97, исходный график нагрузки на рисунок 4.2(а) преобразуют в эквивалентный двухступенчатый на рис.4.2(б), ступеням которого соответствуют эквивалентная начальная нагрузка S_1 и перегрузка S_2 с продолжительностью соответственно t_1 и h .

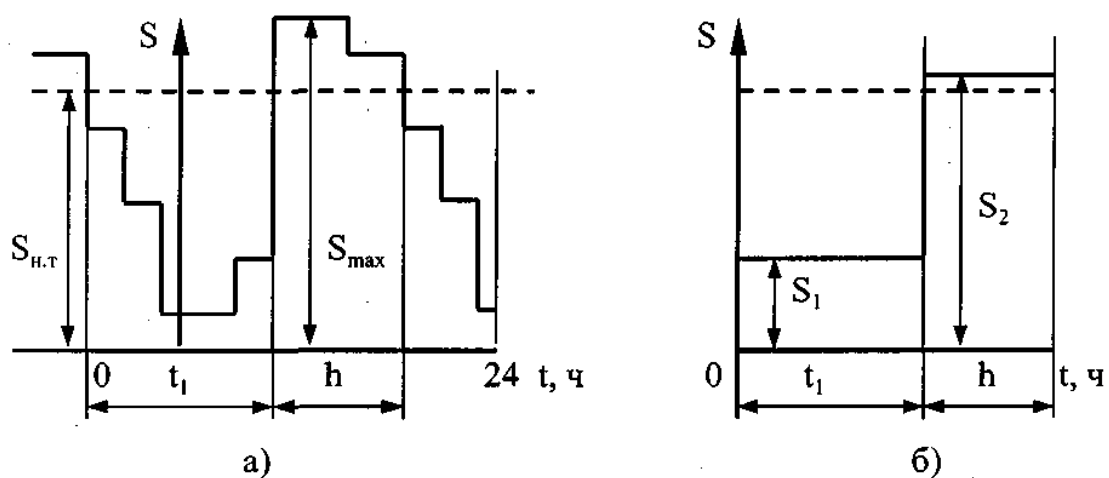


Рис. 4.2 - Переход от фактического суточного графика нагрузки (а) на эквивалентный двухступенчатый (б)

2) Так как мощность трансформатора неизвестна, то для преобразования графика используют приближенный подход. Определяем средне-квадратичную нагрузку S_{CP} по графику (рисунок 4.1), которая соответствует предварительной расчётной мощности трансформатора $S_{H.T}$ (рисунок 4.2), т.е. $S_{H.T} = S_{CP}$.

$$S_{CP} = \frac{S_1 \cdot \Delta t_1 + \dots + S_{10} \cdot \Delta t_{10}}{24} = 7578 \text{ кВА} = 7,578 \text{ (МВА)}, \quad (4.1)$$

где S_{max} - соответствует $S_{HH,ГПП} = 11790 \text{ (кВА)} = 11,790 \text{ (МВА)}$

3) Для удобства данные для дальнейших расчётов сведём в табличном виде.

Таблица 4.1 - Расчёт мощности трансформатора ГПП

Номер промежутка	$S_{HH,ГПП}$ (%)	$S_{HH,ГПП}$ (МВА)	Δt_i (часов)	$S_{HH,ГПП} \cdot \Delta t_i$ (МВА · час)	$S_{HH,ГПП}^2$ (МВА ²)	$S_{HH,ГПП}^2 \cdot \Delta t_i$ (МВА ² · час)
1	35	4,127	6	24,759	17,028	102,168
2	70	8,253	2	16,506	68,112	136,224
3	100	11,790	2	23,580	139,004	278,008
4	80	9,432	2	18,864	88,963	177,926
5	50	5,895	1,5	8,843	34,751	52,1265
6	75	8,843	0,5	4,422	78,199	39,0995
7	90	10,611	2	21,222	112,593	225,186
8	70	8,253	1	8,253	68,112	68,112
9	80	9,432	5	47,160	88,963	444,815
10	35	4,127	2	8,253	17,028	34,056

4) Линия, соответствующая $S_{H.T} = S_{CP}$ разделяет график (рисунок 4.1) на 2 зоны :

- зона начальной загрузки ($\Delta t_1, \Delta t_5, \Delta t_{10}$),
где $t = \Delta t_1 + \Delta t_5 + \Delta t_{10}$ - время начальной загрузки;
- зона перегрузки ($\Delta t_2, \Delta t_3, \Delta t_4, \Delta t_6, \Delta t_7, \Delta t_8, \Delta t_9$),
где $h = \Delta t_2 + \Delta t_3 + \Delta t_4 + \Delta t_6 + \Delta t_7 + \Delta t_8 + \Delta t_9$ - время максимальной загрузки.

5) Определяем коэффициент начальной нагрузки по формуле для временных участков $\Delta t_1, \Delta t_5, \Delta t_{10}$ и соответствующих им S_1, S_5, S_{10} .

$$K_1 = \frac{S_1}{S_{H.T}} = \frac{1}{S_{H.T}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m S_i^2 t_i}{\sum_{i=1}^m t_i}} = 4,4527 / 7,5775 = 0,588 \quad (4.2)$$

где S_1 - начальная загрузка; $\sum t_i = t$ - время начальной загрузки.

6) Определяем коэффициент перегрузки K'_2 эквивалентного графика для временных участков $\Delta t_2, \Delta t_3, \Delta t_4, \Delta t_6, \Delta t_7, \Delta t_8, \Delta t_9$ и соответствующих им мощностей:

$$K'_2 = \frac{S_2}{S_{H.T}} = \frac{1}{S_{H.T}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n S^2 t_i}{\sum_{i=1}^n t_i}} = 9,7186 / 7,5775 = 1,283 \quad (4.3)$$

где S_2 - перегрузка; $\sum t_i = h$ - время максимальной загрузки;

7) Определяем коэффициент максимума нагрузки :

$$K_{\max} = S_{\max} / S_{CP} = 11,790 / 7,5775 = 1,556 \quad (4.4)$$

8) Значение K'_2 сравниваем с $K_{\max}$, соответствующим нагрузке $S_{\max}$ на графике (при этом учитываем, что нагрузке $S_{H.T}$ соответствует $K = 1$).

Если $K'_2 \geq 0,9 K_{\max}$, то принимаем $K_2 = K'_2$.

Если $K'_2 < 0,9 K_{\max}$, то следует принять $K_2 = 0,9 K_{\max}$.

В нашем случае $K'_2 < 0,9 K_{\max}$ поэтому принимаем:

$$K_2 = 0,9 K_{\max} = 1,4004$$

9) В последнем случае продолжительность перегрузки должна быть скорректирована по формуле

$$h = \frac{(K'_2)^2 h'}{(0,9 \cdot K_{\max})^2} = (1,283^2 \cdot 9,5) / (0,9 \cdot 1,556) = 11,166 \text{ (ч)} \quad (4.5)$$

Принимаем 11 часов.

10) По найденным значениям $K_1 = 0,588$ и $h = 11$ (ч) по таблицам систематических перегрузок из ГОСТ 14209-97, составленным при различных значениях температуры окружающей среды (в нашем случае $t = 40^\circ \text{C}$) для трансформаторов с различными системами охлаждения, определяем допустимый коэффициент систематической перегрузки (по рис. 4.3): $K_{\Pi} = 1,05$.

11) Определяем мощность одного трансформатора:

$$S_{\text{тр}} = S_2 / (n_{\text{тр}} \cdot K_{\Pi}) = 9,7186 / (2 \cdot 1,05) = 4,627 \text{ (МВА)} \quad (4.6)$$

Из ряда номинальных мощностей выбираем 2 варианта расчёта:

$$S_{\text{ном.тр.1}} = 6,3 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{ном.тр.2}} = 10,0 \text{ (МВА)};$$

12) Проверяем выбранные варианты на систематическую перегрузку:

- Коэффициент загрузки трансформаторов варианта 1 в часы максимума загрузки:

$$K_{31} = S_{\max} / (2 \cdot S_{\text{ном.тр.1}}) = 11,79 / (2 \cdot 6,3) = 0,888 \quad (4.7)$$

То есть трансформаторы варианта 1 будут иметь запас по мощности.

- Коэффициент загрузки трансформаторов варианта 2 в часы максимума загрузки:

$$K_{32} = S_{\max} / (2 \cdot S_{\text{ном.тр.2}}) = 11,79 / (2 \cdot 10,0) = 0,59$$

То есть трансформаторы варианта 2 также будут иметь запас по мощности.

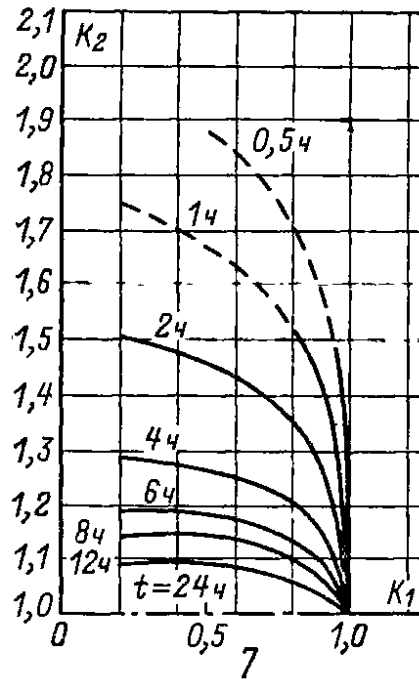


Рис. 4.3 - Кривые зависимости коэффициента допустимой перегрузки $K_П$ (K_2) силового трансформатора исполнения М (масляный) от продолжительности перегрузки t и коэффициента начальной загрузки K_1

13) Проверяем выбранные варианты на аварийную перегрузку:

При отключении одного трансформатора варианта 1, оставшийся трансформатор сможет пропустить мощность, определяемую по графику рисунка 4.3 при начальной загрузке $K_{31}(K_1) = 0,888$, времени $H=11$ ч и полученном по графику коэффициенту $K_2 = 1,2$:

$$S_{\text{тр1.авар}} = K_2 \cdot S_{\text{ном.тр.1}} = 1,2 \cdot 6,3 = 7,56 \text{ (МВА)} \quad (4.8)$$

То есть трансформатор 1 не сможет пропустить аварийную перегрузку в 11,79 (МВА) во время максимальной загрузки.

При отключении одного трансформатора варианта 2, оставшийся трансформатор сможет пропустить мощность, определяемую по графику рисунка 4.3 при начальной загрузке $K_{31}(K_1) = 0,59$, времени $H=11$ ч и полученном по графику коэффициенту $K_2 = 1,18$:

$$S_{\text{тр2.авар}} = K_2 \cdot S_{\text{ном.тр.1}} = 1,18 \cdot 10 = 11,8 \text{ (МВА)}$$

То есть трансформатор 2 сможет пропустить аварийную перегрузку в 11,79 (МВА) во время максимальной загрузки.

ВЫВОД: Так как только трансформатор варианта 2 способен выдерживать аварийную перегрузку при отключении одного трансформатора, следовательно для ГПП выбираем 2 трансформатора мощностью $S_{\text{ном.тр.2}} = 10,0$ (МВА).

Выбираем трансформатор со следующими данными:

1) Параметры трансформатора ГПП - ТДН-10000/110:

$$S_{\text{ном.тр}} = 10000 \text{ (кВА)} \quad U_{\text{вн}} = 115 \text{ (кВ)} \quad U_{\text{нн}} = 11 \text{ (кВ)}$$

$$\Delta P_{\text{к}} = 60 \text{ (кВт)} \quad \Delta P_{\text{xx}} = 14 \text{ (кВт)} \quad U_{\text{кз}}, \% = 10,5 \quad I_{\text{xx}}, \% = 0,7$$

4.3. Расчёт и выбор цеховых трансформаторов

1) Исходными данными для расчёта и выбора цеховых трансформаторов могут быть:

- а) График электрических нагрузок цеха (в работающем цеху);
- б) Технологические данные электропотребителей цеха (при проектировании электроснабжения цеха);

2) Расчёт и выбор количества и мощности трансформаторов цеха может производиться при учёте следующих факторов:

2.1) Расчёт N (количества трансформаторов) и $S_{\text{ном.тр}}$ (номинальной мощности трансформаторов) с учётом только электропотребителей цеха – предварительный расчёт.

Производится для выбора цеховых ТП и распределения трансформаторов по ТП и цехам на начальном этапе расчёта;

2.2) Расчёт N (количества трансформаторов) и $S_{\text{тр}}$ (мощности трансформаторов) с учётом :

- электропотребителей цеха;
- потерь в трансформаторах;
- компенсирующих устройств, установленных на шинах НН цеховых ТП;

Производится для расчёта нагрузок на IV уровне электроснабжения предприятия.

3) При расчёте и выборе количества и мощности цеховых трансформаторов учитываются следующие исходные данные:

3.1) Выбор количества трансформаторов в цеховых ТП зависит от наличия электрических нагрузок 1, 2, 3 категории. Категории нагрузок присваиваются технологами при проектировании цехов.

- при преобладании электрических нагрузок 1, 2 категории (50 % и более) – устанавливаются 2 трансформатора в одной ТП;

- при преобладании электрических нагрузок 3 категории (более 50 %) – устанавливаются 1 трансформатор в ТП;

3.2) Плотность электрической нагрузки цеха:

$$\sigma_{\text{цех.}i} = \frac{S_{\text{р.цех.}i}}{F_{\text{цех.}i}} \quad (\text{кВА/м}^2), \quad (4.9)$$

где $S_{\text{р.цех.}i}$ (кВА) – расчетная мощность одного цеха напряжением до 1000 (В); $F_{\text{цех.}i}$ (м²) – площадь одного цеха предприятия.

3.3) По плотности цеховой нагрузки выбирается номинальная мощность одного цехового трансформатора.

Рекомендуемые номинальные мощности трансформаторов для различных плотностей нагрузок приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Рекомендуемые номинальные мощности трансформаторов в зависимости от удельной плотности нагрузки по заводу

Удельная плотность нагрузки σ , (кВА/м ²)	Рекомендуемая номинальная мощность трансформатора: $S_{н.тр.}$ (кВА)
0,05 – 0,1	630
0,1 – 0,2	1000
0,2 – 0,3	1600
> 0,3	2500

Ряд типовых мощностей трансформаторов, используемых в цеховых ТП: 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500 (кВА).

Таблица 4.3 – Выбор мощности цеховых трансформаторов

Номер цеха	1	...	...	...	N
$S_{р.цех.i}$ (кВА)					
$F_{цех.i}$ (м ²)					
$\sigma_{цех.i}$ (кВА/м ²)					
$S_{тр.цех.i}$					

3.4) Выбор количества цеховых трансформаторов в зависимости от коэффициента загрузки одного трансформатора K_3 :

Рекомендуется применять следующие коэффициенты загрузки трансформаторов:

- при преобладании нагрузок I - категории на двухтрансформаторных ТП : $K_3 = 0,65-0,7$;

- при преобладании нагрузок II - категории на двухтрансформаторных ТП и взаимном резервировании на вторичном напряжении: $K_3 = 0,7-0,8$;

- при преобладании нагрузок II категории и наличии складского резерва трансформаторов, а также при нагрузках III – категории: $K_3 = 0,9-0,95$.

$$N_{тр.цех.i} = \frac{S_{р.цех.i}}{K_3 \cdot S_{тр.цех.i}} \quad (4.10)$$

3.5) Если количество трансформаторов получается больше 2-х (или нечётное число), то $N_{тр.цех.i}$ дополняется до целого числа.

При этом увеличивается количество цеховых ТП, с учётом того, что на каждом ТП количество трансформаторов должно быть одинаковое.

Таблица 4.4 – Выбор количества цеховых трансформаторов

Номер цеха	1	...	...	...	N
$S_{р.цех.i}$ (кВА)					
$S_{тр.цех.i}$ (кВА)					
K_3					
$N_{тр.цех.i}$ (шт.)					
Количество ТП в цеху (шт.)					

3.6) После окончательного выбора количества трансформаторов уточняется коэффициент загрузки трансформаторов

$$K_3 = \frac{S_{p.цех.i}}{N_{тр.цех.i} \cdot S_{тр.цех.i}} \quad (4.11)$$

Коэффициент загрузки должен находиться в рекомендованных пределах.

- Если K_3 меньше рекомендованных пределов, это означает, что трансформаторы ТП недогружены. При этом надо выбрать трансформаторы с более низкой мощностью (снижать на 1 ступень) и повторно проверить K_3 .

- Если K_3 больше рекомендованных пределов, это означает, что трансформаторы ТП перегружены. Следовательно необходимо либо на 1 ступень увеличивать мощность трансформаторов, либо (если мощность уже предельная) увеличивать количество ТП на одно с повторным пересчётом всех ранее перечисленных пунктов 3.1) – 3.6).

4) Последним этапом – является выбор места установки ТП в зависимости от технологии цеха и места (площади) в цеху заранее предусмотренными конструкторами и технологами.

Цеховые ТП в зависимости от применяемой технологии могут быть:

А) встроенные внутри цеха (чаще всего встроенные КТП) – при отсутствии технологических процессов, способных вызвать взрывы и пожары, а также коррозионный износ электрооборудования.

Б) пристроенные к цеху – когда в цеху не предусмотрено место для ТП, либо при применении вредных для ЭО технологий.

В) отдельно стоящие ТП – при применении в цеху взрыво- и пожароопасных технологий. При этом и ЭО цеха также имеет взрывопожаробезопасные оболочки.

5. РАСЧЁТ И ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПРЕДПРИЯТИЯ

5.1. Расчёт компенсирующих устройств высокого напряжения

До недавнего времени основным нормативным показателем, характеризующим потребление РМ, был *коэффициент мощности $\cos\varphi$* по формуле (5.1):

$$\cos\varphi = P/S \quad (5.1)$$

На вводах, питающих промышленное предприятие, средневзвешенное значение этого коэффициента должно было находиться в пределах 0,92-0,95. Следует признать, что выбор соотношения P/S в качестве нормативного не дает четкого представления о динамике изменения реального значения РМ.

Например, при уменьшении коэффициента мощности с 0,95 до 0,94 РМ изменяется на 10 %, а при уменьшении этого же коэффициента с 0,99 до 0,98 изменение РМ составляет уже 42 %. При расчетах удобнее оперировать соотношением $Q/P = \tan\varphi$, которое называли «коэффициентом реактивной мощности».

Можно уменьшить индуктивность узла нагрузки установкой емкостей или в общем случае установкой в узле устройств, потребляющих опережающий ток, а в принятой терминологии - устройств, генерирующих РМ.

Это позволяет уменьшить потребление РМ узлом нагрузки, т.е. компенсировать часть РМ узла нагрузки, поэтому такое мероприятие получило название «компенсация реактивной мощности» (КРМ). Устройства, потребляющие опережающий ток, получили название «компенсирующие устройства» (КУ), или дополнительные источники реактивной мощности.

Таким образом, установка КУ в узле нагрузки (рис. 5.1) уменьшает переток РМ в этот узел, что приводит выше точки включения КУ (на рис. 5.2 и 5.3 — векторные диаграммы мощностей и токов, соответствующие рис. 5.1) к снижению:

1) загрузки элементов в цепи питания рассматриваемого узла нагрузки (что может, в частности, привести к уменьшению выбираемого сечения токоведущих частей);

2) нагрузочных (продольных) потерь активной мощности в элементах в цепи питания рассматриваемого узла нагрузки:

$$\Delta P = \frac{P_y^2 + Q_y^2}{U^2} \cdot R = \frac{P_y^2 + (Q_H - Q_{КУ})^2}{U^2} \cdot R \quad (5.2)$$

3) потери (и падения) напряжения в элементах цепи питания узла нагрузки, что приводит к увеличению напряжения в узле.

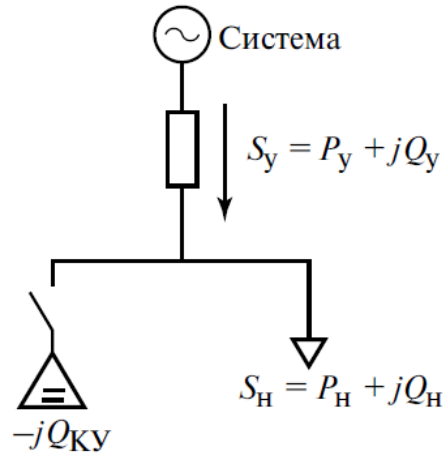


Рис. 5.1 - Принципиальная схема питания узла нагрузки:
 S_y , P_y , Q_y - полная, активная и реактивная мощности узла;
 S_H , P_H , Q_H - полная, активная и реактивная мощности нагрузки;
 Q_{KY} - реактивная мощность компенсирующего устройства

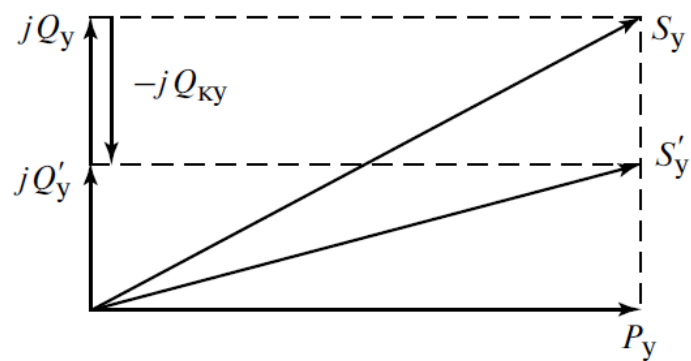


Рис. 5.2 - Векторная диаграмма мощностей при компенсации РМ,
 где jQ'_y и S'_y - реактивная и полная мощности, потребляемые узлом нагрузки
 после подключения КУ в узле

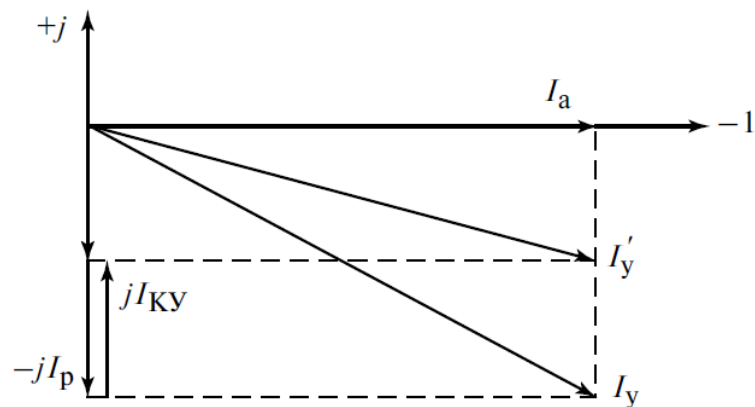


Рис. 5.3 - Векторная диаграмма токов при компенсации РМ, где I'_y - полный ток,
 потребляемый узлом нагрузки после подключения КУ в узле

Улучшение технических и экономических показателей режимов обуславливает обязательное применение КРМ при проектировании промышленных предприятий. Однако перекомпенсация (превышение генерации над потреблением РМ в узле) недопустима в любом режиме, так как это может привести к опасному для электрооборудования превышению напряжения в узле, а генерируемая РМ, протекая по элементам выше узла подключения, вызывает дополнительные потери мощности.

Субъекты электроэнергетики, желая уменьшить перетоки РМ по своим сетям, требуют в договорах от потребителей выдерживать (согласно Приказу Минпромэнерго РФ) $\text{tg}\varphi_{\text{эк}}$ на уровне 0,35-0,5; отметим, что этот приказ отрицает индивидуальность для каждого предприятия. Для поддержания коэффициента реактивной мощности необходимо устанавливать в сети предприятия КУ:

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{эк}} = Q_{\text{р}} - P_{\text{р}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{эк}} \quad (5.3)$$

где $P_{\text{р}}$, $Q_{\text{р}}$ - расчетные (максимальные) активная и реактивная мощности, (кВт), (квар); $Q_{\text{эк}}$ - требуемое значение РМ, потребляемой в часы максимальной нагрузки, (квар).

Общая мощность КУ, необходимая к установке в сети предприятия, определяется по формуле (5.3). Однако в качестве КУ могут использоваться СК, СД, БК высокого (6-10 кВ) и низкого (до 1 кВ) напряжения, причем с разными вариантами их расстановки по цеховым ТП.

Следовательно, когда решение о применении КУ принимается исходя из решения комплекса задач (КРМ, регулирование напряжения в режиме максимальных и минимальных нагрузок, улучшение других показателей качества напряжения), число вариантов практически бесконечно:

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{СК}} + Q_{\text{СД}} + Q_{\text{БК.ВН}} + \sum Q_{\text{БК.НН.i}} \quad (5.4)$$

где $Q_{\text{СК}}$ - суммарная мощность всех СК, (квар); $Q_{\text{СД}}$ - суммарная мощность всех СД, (квар); $Q_{\text{БК.ВН}}$ - суммарная мощность всех БК напряжением выше 1 кВ, (квар); $\sum Q_{\text{БК.НН.i}}$ - суммарная мощность БК, (квар), по всем i -м цеховым ТП напряжением ниже 1 (кВ).

Наиболее часто применяют следующие подходы к компенсации:

1) если присутствуют СД, то они загружаются выработкой РМ на максимально возможную величину;

2) КРМ нагрузки ниже 1 (кВ) осуществляют только БК низкого напряжения;

3) БК высокого напряжения следует использовать только при наличии ЭП выше 1 (кВ), потребляющих РМ, и их мощность определяется исходя из поддержания желаемого коэффициента реактивной мощности по выражению (5.5);

4) мощность БК НН в сети цеховых ТП определяется исходя из поддержания требуемого коэффициента реактивной мощности в режиме максимальных (расчетных) нагрузок по выражению (5.5).

При размещении и выборе мощности КУ в сети выше 1 кВ предприятия в общем случае требуют решения задачи оптимизации, различающиеся в зависимости от поставленных целей:

- выработка РМ на СД сопровождается повышенными потерями активной мощности, поэтому может оказаться выгодным приобретение БК;
- если в сети предприятия по требованию технологии установлены СД, то необходимо определить оптимальную выработку РМ на СД по критерию минимизации приведенных затрат;
- КРМ до 1 (кВ) разгружает сети предприятия и уменьшает потери электроэнергии, однако следует определить оптимальную расстановку БК по цеховым ТП, соответствующую минимальным потерям электроэнергии;
- удельные стоимости БК ниже и выше 1 (кВ) значительно различаются, поэтому необходимо определить оптимальную выработку РМ на БК различного напряжения по критерию минимизации приведенных затрат.

Так как при выборе стандартных ККУ невозможно точно подобрать мощность БК, то следует в конце расчетов суммировать мощности всех выбранных источников РМ в сети предприятия, проверить баланс мощности на бУР на предмет поддержания заданного коэффициента реактивной мощности и в случае необходимости несколько увеличить мощность части выбранных источников РМ.

5.2. Алгоритм выбора компенсирующих устройств низкого напряжения до 1000 В

1) Определение суммарной мощности компенсирующих устройств завода:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{м}} - Q_{\text{эс}} = P_{\text{м}} \cdot (\text{tg}\varphi_{\text{срв}} - \text{tg}\varphi_{\text{эс}}), \quad (5.5)$$

где $P_{\text{м}} = P_{\text{р.завод}}$ - максимальная активная мощность получасового максимума нагрузки;

$Q_{\text{м}} = Q_{\text{р.завод}}$ - максимальная реактивная мощность получасового максимума нагрузки;

$Q_{\text{эс}} = K_{\text{эс}} \cdot Q_{\text{м}}$ - реактивная мощность, получаемая от энергосистемы; где $K_{\text{эс}} = 0,95$ - коэффициент энергосистемы, принимаемый в зависимости от региона России.

2) Сравнение суммарной реактивной мощности цехов с мощностью компенсации:

Если $Q_{\text{ку}} > Q_{\text{р.цехов}}$, то компенсации реактивной мощности не требуется;

Если $Q_{\text{ку}} < Q_{\text{р.цехов}}$, то реактивную мощность компенсации необходимо распределить по цехам;

3) Определение суммарной мощности компенсирующих устройств цеха производится по формулам

$$Q_{\text{ку.цех.i}} = Q_{\text{м.цех.i}} - Q_{\text{эс.цех.i}} = P_{\text{м.цех.i}} \cdot (\text{tg}\varphi_{\text{цех.i}} - \text{tg}\varphi_{\text{эс.цех.i}})$$

где $P_{м.цех.i} = P_{р.цех.i}$ - максимальная активная мощность получасового максимума нагрузки цеха (из раздела 1.2);

$Q_{м.цех.i} = Q_{р.цех.i}$ - максимальная реактивная мощность получасового максимума нагрузки цеха (из раздела 1.2);

$Q_{эс.цех.i} = K_{эс} \cdot Q_{м.цех.i}$ - реактивная мощность, получаемая от энергосистемы для конкретного цеха;

где $K_{эс} = 0,95$ – коэффициент энергосистемы, принимаемый в зависимости от региона России.

Расчётные данные сводятся в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Расчёт и выбор КУ цеха

Номер цеха	1			n
$P_{м.цех.i}$				
$\cos\varphi_{цех.i}$				
$\tg\varphi_{цех.i}$				
$Q_{м.цех.i}$				
$Q_{эс.цех.i}$				
$Q_{ку.цех.i}$				
$Q_{ку.типовая}$				

4) Выбор типа и мощности КУ из ряда стандартных мощностей (таблица П.5.1 Приложения):

Общие принципы выборы типа и мощности КУ НН:

- В качестве КУ НН до 1000 (В) обычно выбирают батареи конденсаторов из стандартного ряда мощностей;

- КУ НН в общем случае устанавливают на шины НН ТП. При более точном расчёте (если имеются данные о построении цеховой сети электропитания) КУ НН устанавливают, как индивидуальную или групповую КРМ. То есть непосредственно у мощных потребителей реактивной мощности или на РЩ.

- Мощность установленных типовых КУ обычно меньше расчётной мощности КУ цеха:

$$Q_{КУ.ТИПОВАЯ.i} \leq Q_{КУ.ЦЕХ.i} \leq Q_{М.ЦЕХ.i} \quad (5.6)$$

- Если цех имеет электропитание от нескольких ТП, то КУ устанавливают на каждом ТП, пропорционально мощности ТП.

6. ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ВН и НН ГПП и ТП

6.1. Основные требования к схемам распределительных устройств высшего напряжения подстанций

Подстанция является одним из наиболее сложных объектов СЭС, который требует при проектировании и сооружении многообразия профессий привлечённых работников и значительных трудозатрат. Трудозатраты строительно-монтажных работ при сооружении ПС в два-три раза выше, чем при строительстве воздушных линий.

Основное назначение схем распределительных устройств подстанций заключается в обеспечении её связи с подходящими питающими линиями и отходящими распределительными линиями в различных режимах работы. Именно это определяет следующие основные требования к схемам ПС.

6.2. Типовые схемы РУ ВН подстанций

Типовые схемы распределительных устройств высшего напряжения подстанций разработаны в ОАО «Институт Энергосетьпроект» и утверждены в стандарте ОАО «ФСК ЕЭС». Типовые схемы имеют определённую нумерацию, которая состоит из двух частей – первая обозначает класс напряжения сети, в которой используется ПС, вторая – типовой номер схемы. В тексте использована только вторая часть номера схемы.

Блочные схемы (рис. 6.1) применяются на стороне высшего напряжения тупиковых или ответвительных ПС до 500 (кВ) включительно. Эти упрощённые, экономичные схемы применяются при относительно небольшом расстоянии между питающей ПС энергосистемы и проектируемой ПС. Питание может осуществляться по воздушным или кабельным линиям.

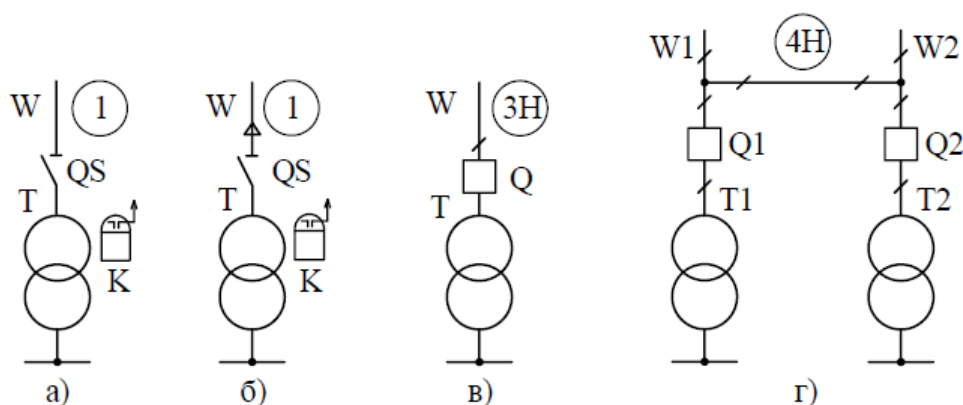


Рис. 6.1 - Типовые блочные схемы распределительных устройств высшего напряжения подстанций

Блочная схема 1 (блок «линия - трансформатор с разъединителем» - рис. 6.1, а, б) применяется на напряжении 35-330 (кВ) при питании по воздушной или кабельной линии, не имеющей ответвлений, одного трансформатора и наличии надёжной линии связи для передачи сигналов релейной защиты.

При возникновении повреждения в трансформаторе отключающий телеимпульс защиты (реле К) трансформатора передаётся на отключение выключателя, установленного в начале линии W, на питающей подстанции. Разъединитель QS перед трансформатором устанавливается с целью создания видимого разрыва при проведении ремонтных работ или выводе по каким-либо причинам трансформатора из работы.

Блочная схема 3Н (блок «линия – трансформатор с выключателем» - рис. 6.1, в) применяется на напряжении до 500 (кВ) включительно при необходимости автоматического отключения повреждённого трансформатора от линии.

Блочные схемы 1 и 3Н, представляющие собой однитрансформаторные ПС, являются, как правило, первым этапом создания двухтрансформаторной ПС с конечной схемой «сдвоенный блок без перемычки». Кроме того, схемы 1 и 3Н применяются в условиях ограниченной площади застройки или загрязнённой атмосферы, где целесообразна установка минимума коммутационной аппаратуры (в некоторых случаях разъединитель может даже отсутствовать). Применение однитрансформаторной ПС допускается при обеспечении требуемой надёжности электроснабжения потребителей.

Блочная схема 4Н (два блока «линия – трансформатор» с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линий – рис. 6.1, г) применяется на напряжении 35–220 (кВ) для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных ПС, питаемых по двум ВЛ или КЛ.

С целью упрощения схемы разъединители показаны косыми чертами.

Неавтоматическая (или ремонтная) перемычка используется в случае ремонта одной из питающей подстанции линий. При включении ремонтной перемычки, во-первых, оба трансформатора подстанции работают без перегрузок, что не вызывает их перегрева, во-вторых, в трансформаторах значительно снижаются потери активной и реактивной мощностей по сравнению с работой ПС с одним трансформатором, в-третьих, обеспечивается значительная экономия электроэнергии.

Мостиковые схемы применяются при питании ПС от линий с двухсторонним питанием (рис. 6.2, а) при необходимости осуществления, во-первых, секционирования этих линий, во-вторых, обеспечения транзита мощности через эти ПС. На напряжении 35–220 (кВ) мостиковые схемы применяются как с ремонтной перемычкой, так и при соответствующем обосновании без ремонтной перемычки.

Схема 5Н – «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (рис. 6.2, б) – применяется для проходных двухтрансформаторных ПС с двусторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов, во-первых, при повреждении на ВЛ смежными выключателями локализуется повреждённая линия, например, при повреждении линии W2 смежными выключателями на ПС1 и ПС2 производится отключение линии с двух сторон – рис. 6.2, (а); после этого трансформаторы ПС1 переводятся на питание от ЦП1 по линии W1, а ПС2 – от ЦП2 по линии W3, во-вторых, в нормальном режиме работы (при равномерном графике нагрузок).

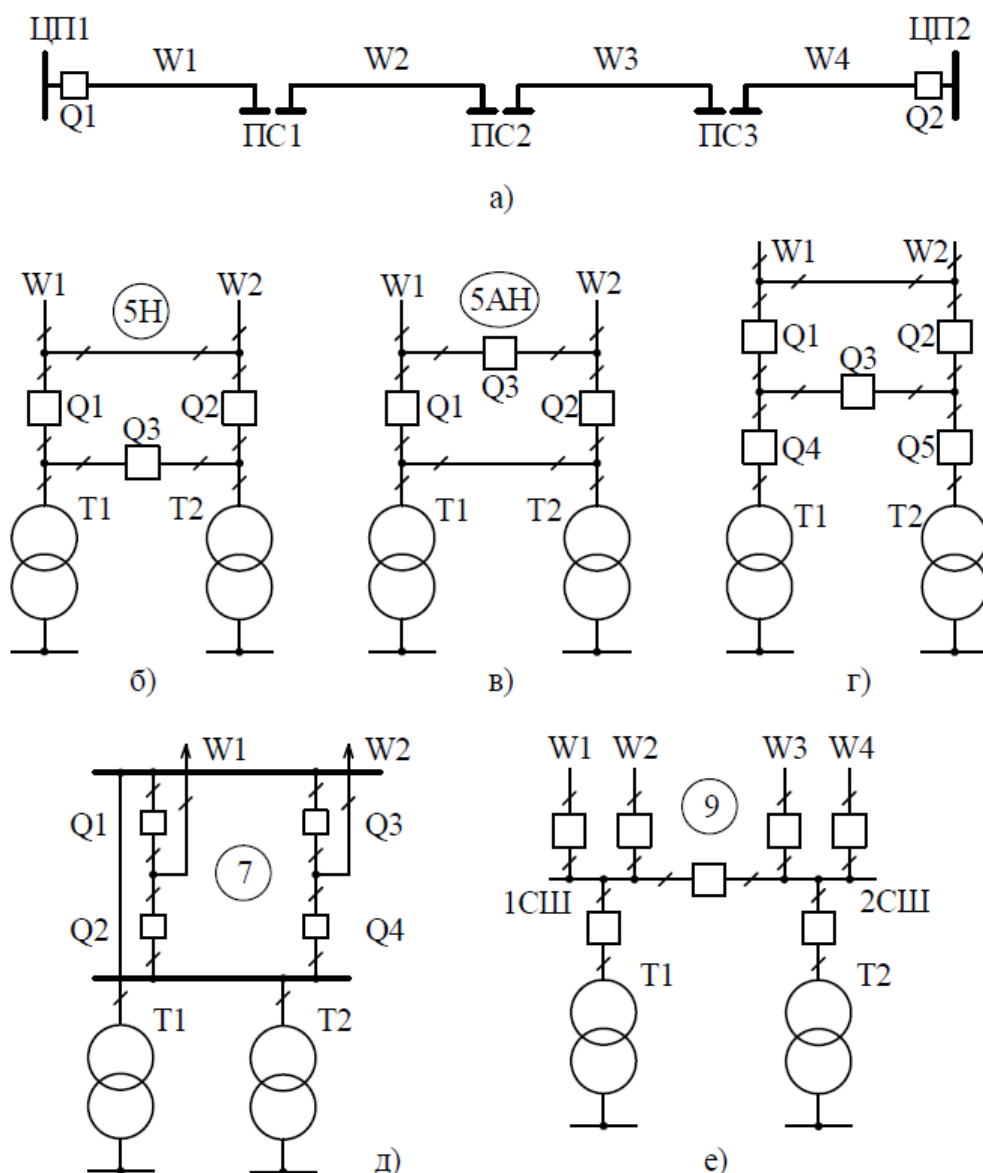


Рис. 6.2 - Типовые мостиковые схемы распределительных устройств высшего напряжения подстанций

Схема 5АН – «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (рис. 6.2, в) – при-

меняется для проходных двухтрансформаторных ПС с двусторонним питанием в условиях необходимости сохранения транзита мощности через ПС при повреждении в трансформаторе или при необходимости частого отключения одного из трансформаторов в течение суток (неравномерный график нагрузок).

Необходимость установки ремонтной перемычки в схемах 5Н и 5АН определяется возможностью отключения одной из ВЛ в схеме 5Н или одного из Т в схеме 5АН на время ремонта проходного выключателя Q3.

Схемы 5Н и 5АН получили распространение в то время, когда применялись дорогостоящие масляные баковые выключатели, например, типа МКП, которые имели большие размеры, были сложны по конструкции, в эксплуатации требовали проведения капитальных ремонтов после отключения 10 коротких замыканий.

В связи с этим при проектировании ПС стремились к минимизации количества выключателей. В результате схемы 5Н и 5АН обладают следующими недостатками:

1) В схеме 5Н при повреждении одного из трансформаторов, например, Т1, релейная защита должна отключать линейный Q1 и проходной Q3 выключатели.

Следовательно, при этом нарушается транзит мощности через подстанцию.

2) В схеме 5АН при повреждении трансформатора отключают выключатель Q1 или Q2 и транзит через подстанцию сохраняется. Но при коротком замыкании на любом отрезке линий W1–W4 вся линия отключается выключателями Q1 и Q2 (рис. 6.2, а) в центрах питания, либо двумя проходными выключателями Q3 на смежных ПС отключаются часть линий и др. - в любом варианте может быть нарушен транзит по линиям.

С появлением современных компактных, достаточно простых элегазовых выключателей, имеющих относительно меньшую стоимость, требование минимизации числа выключателей 35–220 кВ отпало.

В связи с этим схемы 5Н и 5АН модифицировались в схему «с пятью выключателями» – рис. 6.2, г. Повреждения в трансформаторах отключают выключателями Q4 и Q5, а при коротких замыканиях на одной из линий W1–W4 повреждённую линию отключают двумя смежными выключателями.

При этом локализуется только повреждённая линия, а трансформаторы всех ПС после соответствующих переключений сохраняют питание – трансформатор, смежный к повреждённой линии, запитывают через проходной выключатель. Схема РУ ВН с пятью выключателями проста, наглядна, экономична, обладает достаточно высокой надёжностью, она начала применяться в городских электрических сетях, начиная с начала XXI века.

Схема 7 – «четырёхугольник» (рис. 6.2, д) – применяются в РУ напряжением 110–750 (кВ) для двухтрансформаторных ПС, питаемых по двум ВЛ, при необходимости секционирования транзитной ВЛ. В схеме со стороны линий установлены через развилку два выключателя, подключаемых к разным трансформаторам.

Например, в нормальном режиме трансформатор Т1 может быть подключен к линии W1 с помощью выключателя Q1, трансформатор Т2 к линии W2 – с помощью выключателя Q4, а транзит через подстанцию между линиями W1 и W2 осуществляется с помощью выключателя Q2 или Q3. Данная схема обладает более высокой надёжностью по сравнению со схемами 5Н и 5АН, так как авария в линии или в трансформаторе приводит к отключению только повреждённого элемента. Но в тоже время схема «четырёхугольника» по сравнению со схемой «с пятью выключателями» имеет меньшую наглядность и более сложные алгоритмы построения релейной защиты и автоматики.

Довольно часто для электроснабжения ответственных потребителей на подстанцию могут заходить более двух воздушных линий. В этом случае в РУ ВН применяются:

- схемы с одинарной (одной) секционированной системой сборных шин (две секции сборных шин СШ, секционированных выключателем);
- схемы с двойной системой сборных шин;
- схемы с одинарной секционированной и обходной системами сборных шин и др.

Первый вид схем довольно широко используется для электроснабжения промышленных предприятий и городов, а остальные, более сложные применяются на подстанциях энергосистем. Рассмотрим более подробно первую схему.

Схема 9 – «одинарная секционированная выключателем система сборных шин» (рис. 6.2, е) – применяется на напряжение 35–220 (кВ) для ПС, на которую с целью повышения надёжности РУ заходят по две парные ВЛ или большее количество ВЛ. В системах электроснабжения промышленных предприятий и городов предусматривается обычно раздельная работа секций шин 1СШ и 2СШ.

Секционирование, как правило, выполняется так, чтобы каждая секция шин получала питание от разных источников питания. Число присоединений и нагрузка на секциях шин должны быть по возможности равными. Данная схема проста, наглядна, экономична, обладает достаточно высокой надёжностью.

В период строительства электрических сетей высокими темпами, на этапе «электрификации вширь» (1960–1985 гг.), на ПС 110 (кВ) (частично – 35 и 220 кВ) со схемами 3Н, 4Н, 5Н, 5АН в качестве коммутационных аппаратов получили широкое распространение отделители и короткозамыкатели. Простота конструкции и их относительная дешевизна

по сравнению с воздушными и масляными выключателями позволила обеспечить массовое строительство ПС в короткие сроки.

Схема «блок линия – трансформатор с отделителем и короткозамыкателем» (рис. 6.3, а) применяется для автоматического отключения повреждённого трансформатора от магистральной линии, питающей несколько подстанций. При возникновении повреждения в трансформаторе Т1 под действием релейной защиты (газовой, дифференциальной) включается короткозамыкатель QN1 и создаётся искусственное КЗ линии W1, которое отключает выключатель на головном участке питающей магистрали.

В бестоковую паузу отключается отделитель QR1, после чего автоматически с помощью устройства АПВ включается выключатель на головном участке – тем самым восстанавливается питание других отпаечных подстанций, подключенных к данной магистральной линии. Вместо включения короткозамыкателя QN1 может быть передан отключающий телеимпульс, формируемый релейной защитой К (рис. 6.3, б).

Принципиальными недостатками схем с отделителями и короткозамыкателями являются, во-первых, искусственно создаваемое КЗ значительно увеличивает, общую продолжительность наиболее тяжёлых условий работы выключателей на смежных ПС, во-вторых, головные выключатели после отключения определённого количества КЗ должны проходить ревизию или капитальный ремонт. Поэтому с 1987 г. использование отделителей и короткозамыкателей на вновь сооружаемых ПС прекращено, а при реконструкции действующих ПС они должны заменяться выключателями.

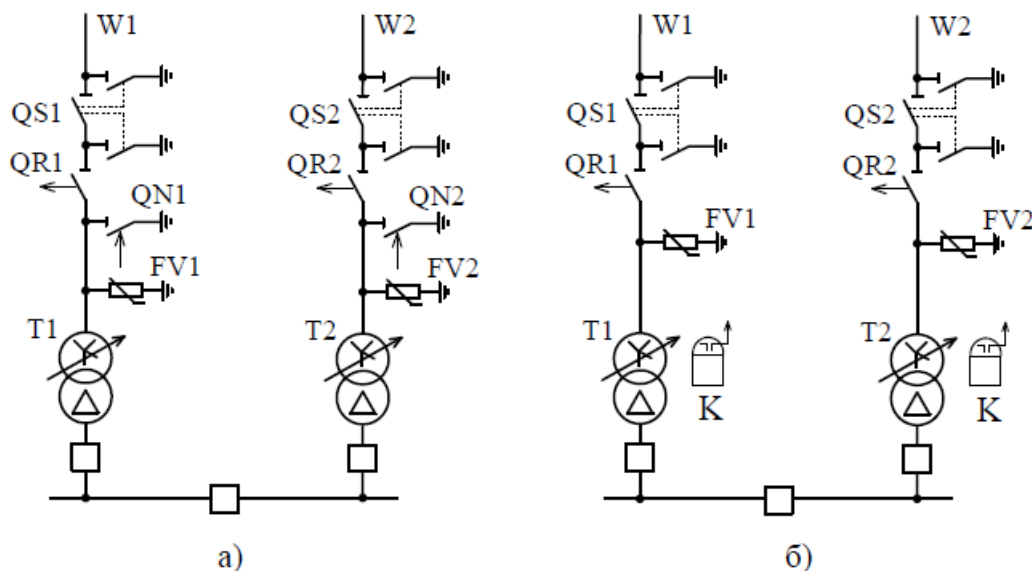


Рис. 6.3 - Схемы РУ ВН ПС с отделителями и короткозамыкателями

Отметим, что в настоящее время на многих ПС, построенных в указанное выше время и не прошедших реконструкцию, работают схемы РУ ВН с отделителями и короткозамыкателями.

6.3. Типовые схемы РУ НН подстанций

Для подачи электроэнергии непосредственно потребителям напряжением 6–10–20 (кВ) используются распределительные устройства низшего напряжения (РУНН) подстанций. Применяются схемы с одинарными и двойными системами сборных шин. При выборе схемы РУ 6–10–20 (кВ) следует применять, по возможности, наиболее простую схему.

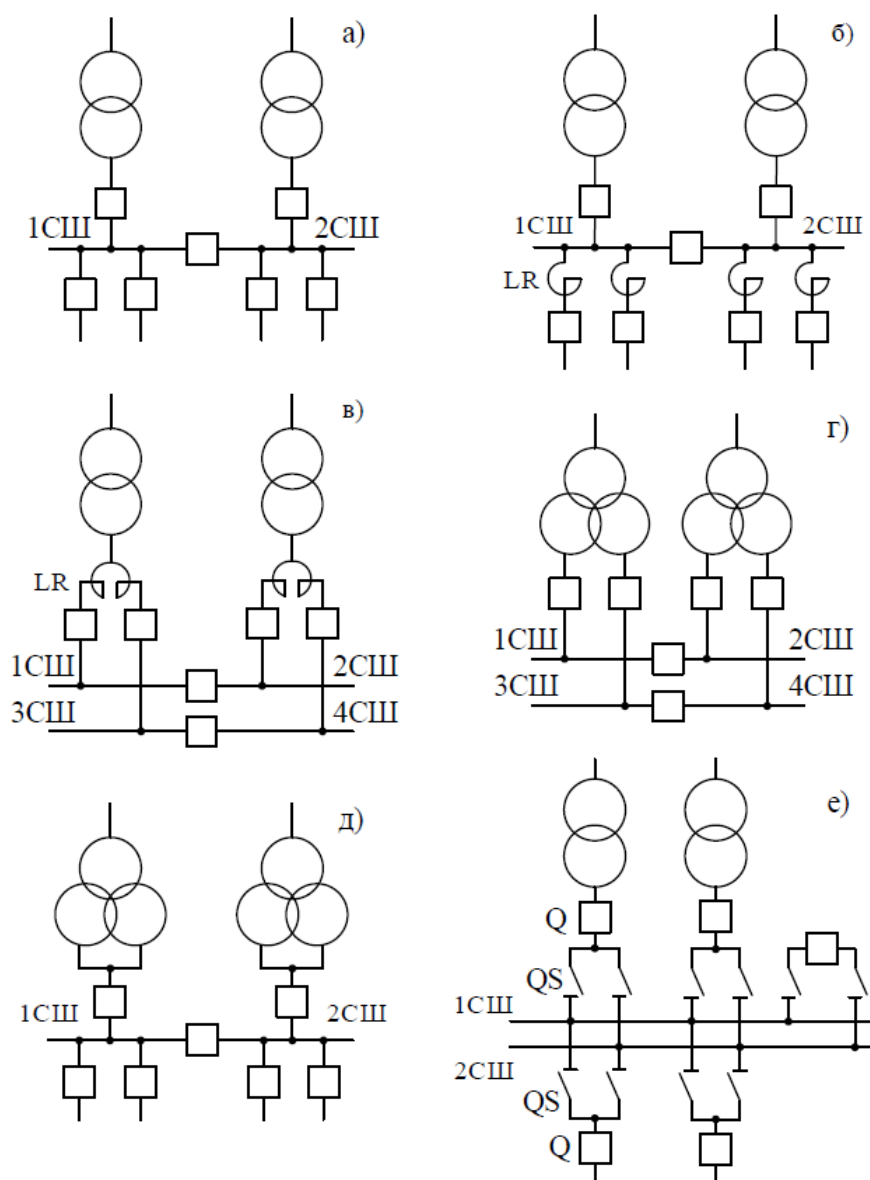


Рис. 6.4 - Типовые схемы РУ НН: (а)–(д) – с одинарной системой сборных шин; (е) – с двойной системой сборных шин

Схемы РУ НН, приведённые на рис. 6.4, (а)–(д), относятся к схемам с одинарными системами сборных шин, когда любой из трансформаторов и любой потребитель подключен только к одной секции сборных шин (СШ). В случае, если указанная СШ выводится в ремонт или аварийно теряет пи-

тание (например, при коротком замыкании на СШ), то потребитель теряет электроснабжение до восстановления нормального состояния СШ и подключения через вводной выключатель к «своему» трансформатору или через секционный выключатель к «чужому» трансформатору.

Схема РУ НН, приведённая на рис. 6.4, (е), относится к схемам с двойной системой сборных шин, когда любой из трансформаторов двухтрансформаторной подстанции и любой из потребителей может быть подключен к любой из секций сборных шин 1СШ или 2СШ с помощью одного из разъединителей QS.

В случае вывода в ремонт или аварийного отключения одной из секций сборных шин потребитель при отключенном выключателе Q с помощью разъединителей QS может быть переведён на СШ, находящуюся в работоспособном состоянии, и, следовательно, потребитель сохраняет электроснабжение на время восстановления нормального состояния «своей» СШ.

Также при отключении по каким-либо причинам одного из трансформаторов ПС секция шин, потерявшая питание, может с помощью разъединителя быть подключена ко второму трансформатору. В этом заключается преимущество двойной системы сборных шин. В тоже время усложняется проведение оперативных переключений, что требуется повышенного внимания для оперативного персонала.

Схема с одинарной секционированной выключателем системой шин (рис. 6.4, а). Применяется при двух трансформаторах с нерасщеплёнными обмотками низшего напряжения, каждая из которых соединена с одной секцией сборных шин 1СШ и 2СШ. В 50–70-е годы прошлого века, когда отключающая способность масляных выключателей напряжением 6–10 (кВ) составляла 10–12 (кА), для ограничения токов КЗ в отходящих от ПС линиях в их начале перед выключателем устанавливали индивидуальные токоограничивающие реакторы (рис. 6.4, б).

Современные вакуумные выключатели обладают высокой отключающей способностью, составляющей 20–40 (кА), поэтому индивидуальные токоограничивающие реакторы в настоящее время, как правило, не устанавливают.

Схема с двумя одинарными секционированными системами шин – с четырьмя секциями сборных шин СШ (рис. 6.4, в, г) – применяется при двух трансформаторах с расщепленной обмоткой НН или сдвоенных реакторах. Схемы со сдвоенными групповыми реакторами применяются при мощности двухобмоточных трансформаторов 63–80 (МВА) и более.

На старых подстанциях, имеющих две секции сборных шин 1СШ и 2СШ, при увеличении мощности трансформатора с 16 (МВА) на 25 (МВА) и более (двухобмоточный трансформатор заменяется на трансформатор с расщеплённой вторичной обмоткой) часто возникает ситуация, когда существующие две СШ невозможно реконструировать в четыре СШ.

В этом случае на ПС сохраняют 1СШ и 2СШ и производят запараллеливание вторичных расщеплённых обмоток (рис. 6.4, д). Но такое техническое решение приводит к увеличению в 1,8 раза тока трёхфазного короткого замыкания на стороне низшего напряжения, что в свою очередь, ведёт к требованиям увеличения термического сечения кабелей, динамической стойкости электрооборудования и ряду других отрицательных факторов.

Схема с двойной системой сборных шин (рис. 6.4, е) – с двумя секциями сборных шин 1СШ и 2СШ. Каждая из этих секций может быть подключена к любому из двух трансформаторов подстанции. В свою очередь, любой потребитель может быть подключен к любой из секций 1СШ или 2СШ. Положительные и отрицательные стороны схемы рассмотрены выше.

Рассмотрим конструктивные исполнения ячеек, которые применяются для формирования секций сборных шин СШ. Ячейки РУ НН с двухсторонним обслуживанием появились в начале 60-х годов прошлого века и имели выключатели, расположенные на тележках, выкатываемых из ячеек по полу. В последние годы с появлением вакуумных и элегазовых выключателей, которые имеют значительно меньшие вес и размеры по сравнению с аналогичными масляными выключателями, появились конструкции ячеек с выдвижными конструкциями, в которых выключатель выдвигается из ячейки на высоте 80–90 (см) от уровня пола.

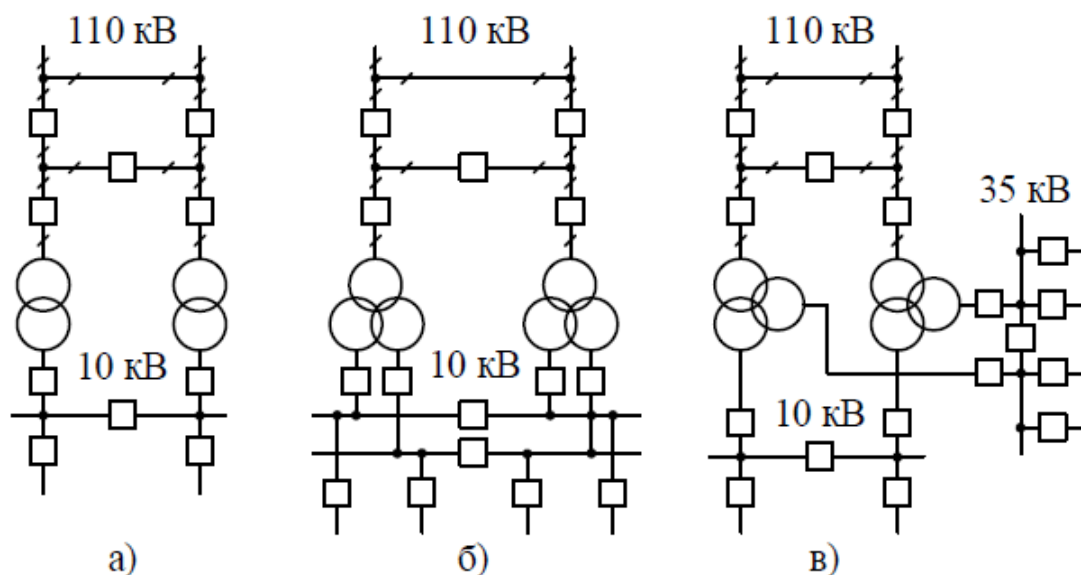


Рис. 6.5 - Схемы типовых унифицированных подстанций 110 кВ

В заключение на рисунках 6.5 и 6.6 приведены упрощённые схемы типовых унифицированных схем подстанций напряжением 110 и 220 (кВ), которые в настоящее время рекомендуются к проектированию. На рисунке 6.5 показаны варианты схем подстанций напряжением 110 (кВ) с трансформаторами: двухобмоточным, двухобмоточным с расщеплённой вто-

ричной обмоткой, трёхобмоточным. На рисунке 6.6 показаны варианты схем подстанций напряжением 220 (кВ), на которых трансформаторы заменены автотрансформаторами, что позволяет иметь на подстанции сразу три напряжения.

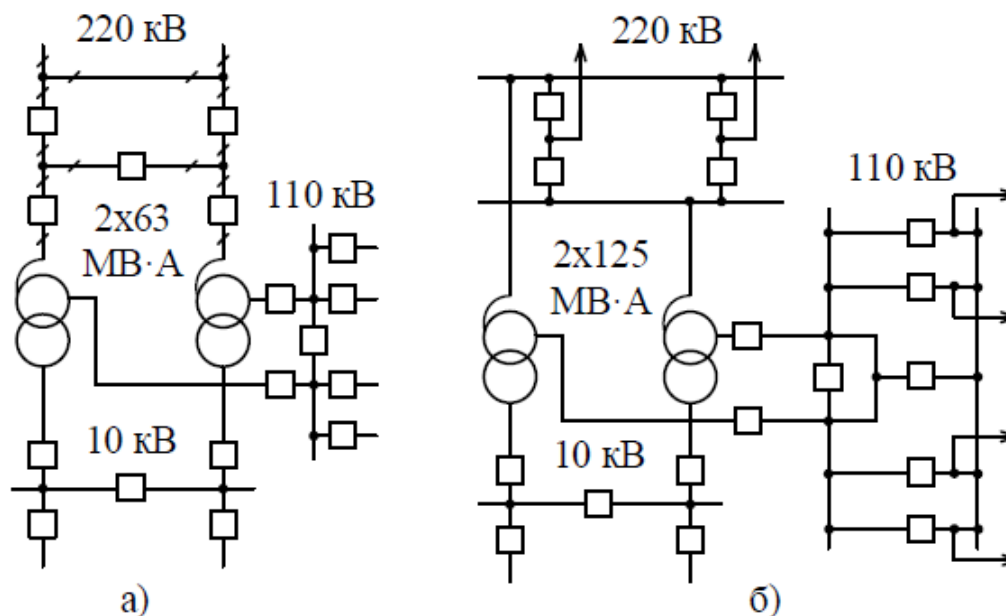


Рис. 6.6 Схемы типовых унифицированных подстанций 220 кВ

Приведённые типовые схемы РУ являются обязательными при проектировании новых, расширяемых и подлежащих техническому перевооружению и реконструкции ПС всех ведомств, в случае, если ПС в последующем будут эксплуатироваться ПАО «Россети». Применение нетиповых схем допускается только при наличии соответствующих технико-экономических обоснований.

В разделе было рассмотрено минимальное количество типовых схем РУ ВН и НН подстанций, которые в тоже время охватывают большую часть встречающихся в практике случаев проектирования новых и реконструкции действующих ПС и позволяют обеспечить надёжность и живучесть ПС с помощью экономичных унифицированных решений. Для разработанного набора схем РУ выполняются типовые проектные решения компоновок сооружений, установки оборудования, устройств управления, релейной защиты, автоматики и строительной части.

6.4. Общие указания по применению типовых схем ПС

Типовые схемы РУ ПС являются исходными при конкретном проектировании ПС электрических сетей района, города или в схемах электроснабжения промышленных предприятий. На ПС, как правило, устанавливаются два трансформатора высшего напряжения. При расширении

ПС число трансформаторов может возрасти до 3-4 при наличии обоснования.

Ниже представлены общие указания по применению схем типовых подстанций, изложенных в нормативных документах.

1. При применении типовых схем для конкретной ПС с заданным количеством РУ разных напряжений и ВЛ подлежат определению:

- типы, количество и технические параметры основного оборудования;
- необходимость и места установки регулирующих и компенсирующих устройств, токоограничивающих и дугогасящих реакторов, а также схемы их присоединения;
- режимы нейтралей трансформаторов всех классов напряжений;
- параметры оборудования высокочастотной обработки линий и количество обрабатываемых фаз;
- необходимость установки устройств для плавки гололёда на проводах и тросах ВЛ.

2. Для защиты от перенапряжений на всех типовых схемах показаны ограничители перенапряжений (ОПН). Необходимость и место установки ОПН определяется при конкретном проектировании:

- для всех классов напряжений в цепях силовых трансформаторов должны быть установлены ОПН;
- для защиты оборудования КРУЭ от грозовых перенапряжений ОПН устанавливается между вводом воздушной линии и КРУЭ;
- при устройстве кабельных вставок, соединённых с воздушными линиями, ОПН устанавливаются в местах перехода кабельных линий в ВЛ.

При наличии в месте перехода коммутационного аппарата ОПН устанавливается между коммутационным аппаратом и кабельной вставкой. Необходимость установки ОПН по обоим концам вставки определяется её длиной, параметрами ОПН и наличием других ОПН на ПС;

- для защиты шинных измерительных трансформаторов напряжения;
- неиспользуемые обмотки низшего и среднего напряжений силовых трансформаторов (автотрансформаторов), а также обмотки, временно отключенные от шин РУ в грозовой период, должны быть защищены ОПН, включёнными между вводами каждой фазы и землёй.

3. Количество трансформаторов тока и их вторичных обмоток должно обеспечивать раздельное подключение средств РЗА, средств АИИС КУЭ и других измерений. Для подключения АИИС КУЭ трансформаторы тока напряжением 220 (кВ) и выше должны иметь измерительную обмотку класса точности 0,2S, а для напряжения 150 кВ и ниже - 0,5S.

Устройства РЗА должны подключаться к разным вторичным обмоткам класса «Р» в целях обеспечения необходимой надёжности, резервирования и точности измерений. Отдельно стоящие трансформаторы тока

применяются при отсутствии встроенных в другие аппараты трансформаторов.

4. При выборе типа и количества трансформаторов напряжения (ТН) нужно обеспечивать их работу в требуемом классе точности при нормальных, послеаварийных и ремонтных режимах работы электрической сети.

Отступление от этого требования в каждом конкретном случае обосновывается. ТН должны иметь отдельную вторичную обмотку для подключения средств АИИС КУЭ и измерительных приборов класса точности не ниже 0,2 (для 220 (кВ) и выше) и не хуже 0,5 для остальных напряжений.

На каждой системе (секции) шин в РУ напряжением до 220 (кВ) при числе присоединений, подключенных к данной секции, больше 7 для обеспечения работы РЗА и АИИС КУЭ рекомендуется устанавливать по два комплекта ТН с четырьмя обмотками.

ТН к сборным шинам присоединяются через разъединители (возможность отключения секции шин, перевода питания РЗА на другой ТН и др.).

При соответствующем обосновании допускается присоединение ТН к шинам без разъединителя.

5. Электроприёмниками собственных нужд ПС переменного тока являются оперативные цепи, питающие релейную защиту, автоматику, цепи управления коммутационными аппаратами, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, электродвигатели компрессоров, освещение, электроотопление помещений, электроподогрев коммутационной аппаратуры высокого напряжения и шкафов, устанавливаемых на открытом воздухе, связь, сигнализацию и т. д. Расчётная мощность указанных приёмников производится с учётом коэффициента спроса КС, а мощность трансформаторов собственных нужд подстанций принимается не более 0,1 % номинальных мощностей силовых трансформаторов, устанавливаемых на ПС.

6.5. Состав и размещение цеховых ТП

При современном уровне развития технологий используют либо однотрансформаторные цеховые ТП, либо двухтрансформаторные с одиночной секционированной системой шин. При этом секционный коммутирующий аппарат нормально отключен для уменьшения токов КЗ. Если для питания цеха недостаточно мощности двух трансформаторов, то в производственном помещении устанавливают более одной ТП.

Современные ТП изготавливаются комплектными (КТП). При заказе КТП достаточно указать ее маркировку и набор шкафов, необходимый для конкретных условий. Возможна отдельная установка трансформатора в цехе для непосредственного питания технологического агрегата: в отдель-

ной камере (со щитом низкого напряжения или без) или открыто у стены цеха, что обусловлено требованиями собственников или условиями эксплуатации. КТП состоят из следующих основных частей:

- 1) шкафа высоковольтного ввода;
- 2) трансформатора;
- 3) РУ НН, состоящего из набора шкафов.

Цеховые ТП, как правило, не имеют распределительного устройства на стороне ВН, питающий кабель присоединяется к трансформатору через шкаф высоковольтного ввода, который может содержать высоковольтный коммутационный аппарат (выключатель нагрузки или разъединитель), аппарат защиты (предохранитель), и блок шинных накладок, которыми формируется схема электроснабжения выше 1 (кВ). Возможные схемы шкафов высоковольтного ввода показаны на рисунке 6.7.

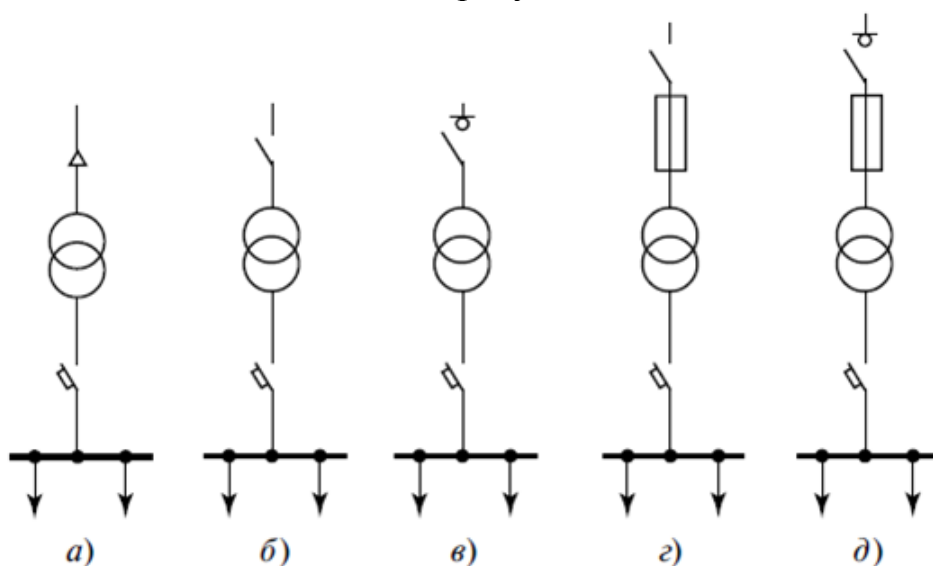


Рис. 6.7 - Схемы шкафов высоковольтного ввода КТП:

- а - глухое подключение; б — включение через разъединитель;
в - включение через выключатель нагрузки; г - включение через предохранитель и разъединитель; д - включение через предохранитель и выключатель нагрузки

Глухое подключение (без коммутационного аппарата) возможно только для радиальных схем питания ТП, когда коммутация высоковольтного выключателя на питающем РУ приводит к отключению/включению только одного трансформатора.

При магистральной и смешанной схемах питания ТП **коммутационный аппарат на вводе ТП обязателен**. Назначение этого коммутационного аппарата — снятие напряжения для вывода в ремонт трансформатора и других элементов схемы, относящихся к данной секции шин.

Например, необходимо в двухтрансформаторной ТП (рис. 6.8) плано-во отключить трансформатор Т1, при этом ЭП цеха не должны потерять питание (каждый трансформатор способен нести нагрузку всего цеха).

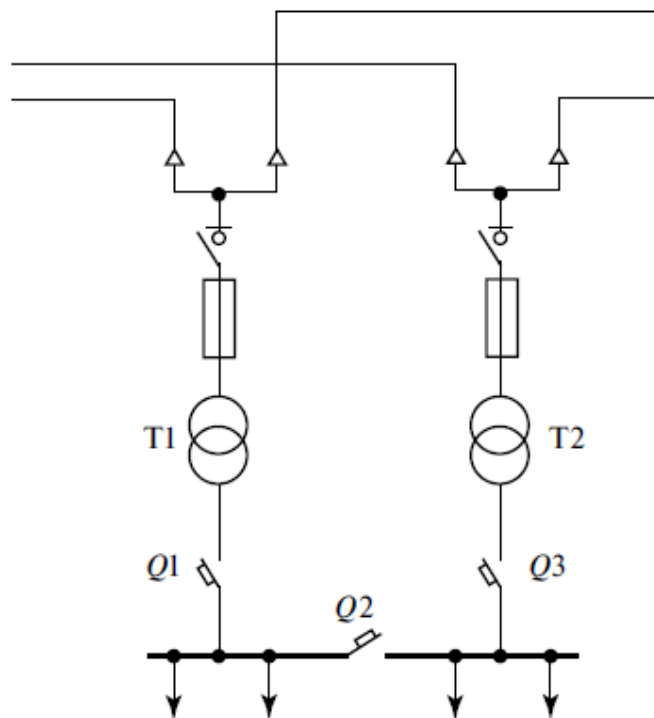


Рис. 6.8 - Иллюстрация к очередности выполнения операций оперативных переключений при выводе в ремонт трансформатора КТП

Для этого вначале включают секционный автоматический выключатель Q3 (который в нормальном режиме отключен), затем отключают низковольтный вводной автоматический выключатель Q1, разгружая трансформатор, который переходит в режим холостого хода. Затем отключают коммутационный аппарат с высокой стороны, предназначенный только для коммутации токов холостого хода трансформатора. При этом не будет перерыва питания для других ТП, подключенных к той же магистрали. Включение в работу осуществляется в обратном порядке.

Для трансформаторов с $S_{\text{ном}}$ до 1000 (кВА) ток холостого хода можно коммутировать разъединителем, а с $S_{\text{ном}}=1000$ (кВА) и выше - только выключателем нагрузки.

Предохранитель необходим для защиты трансформатора, если недостаточна чувствительность токовых защит, установленных на высоковольтном выключателе на питающем РУ, при КЗ на выводах трансформатора с низкой стороны. Изложенные рекомендации по выбору коммутационных аппаратов РУ ВН цеховой ТП изображены в виде алгоритма выбора (рис. 6.9).

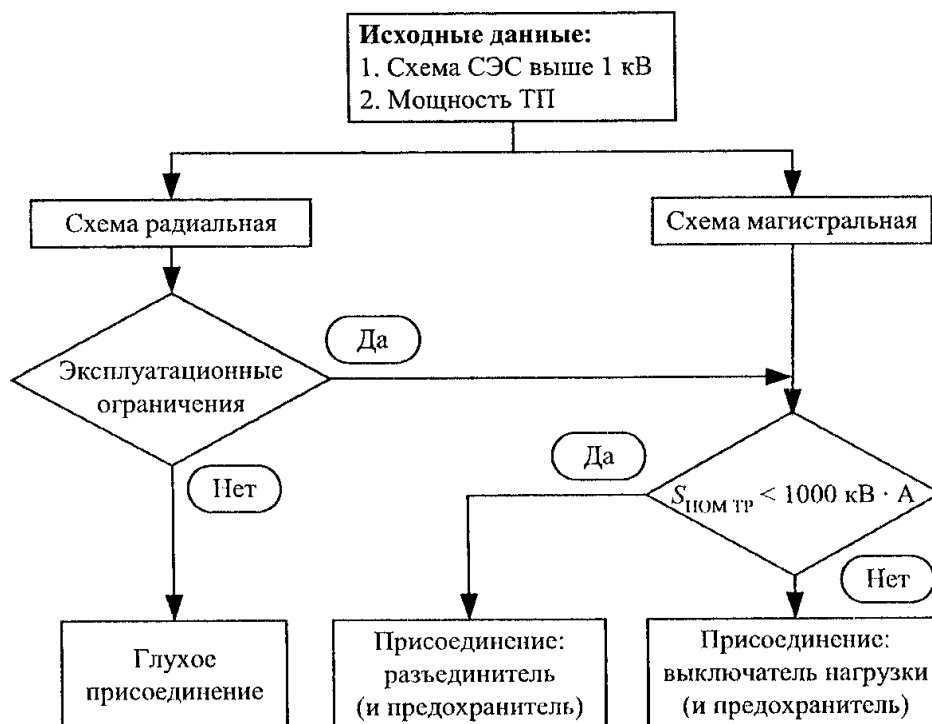


Рис. 6.9 - Алгоритм выбора коммутационного аппарата на РУ ВН цеховой ТП

Абстрагируясь от конкретного перечня 1УР, но руководствуясь территориально-административной структурой цехов, отделений, участков, качественными представлениями о технологических особенностях производства и опираясь на сведения об уже известных крупных технологических ЭП 1УР, выбирают схему РУ низкого напряжения 3УР (рис. 6.10).

Для этого принимают принципиальное решение о магистральном, радиальном или смешанном питании 2УР и 1УР и о единичных ЭП, мощность которых требует подключения непосредственно к РУ НН.

РУ НН формируется из набора шкафов:

- 1) шкаф/шкафы низковольтного ввода,
- 2) секционный шкаф (для двухтрансформаторных ТП),
- 3) линейные шкафы, которые содержат соответствующие коммутационные аппараты (вводные, секционный, линейные) - автоматические выключатели или предохранители с рубильниками.

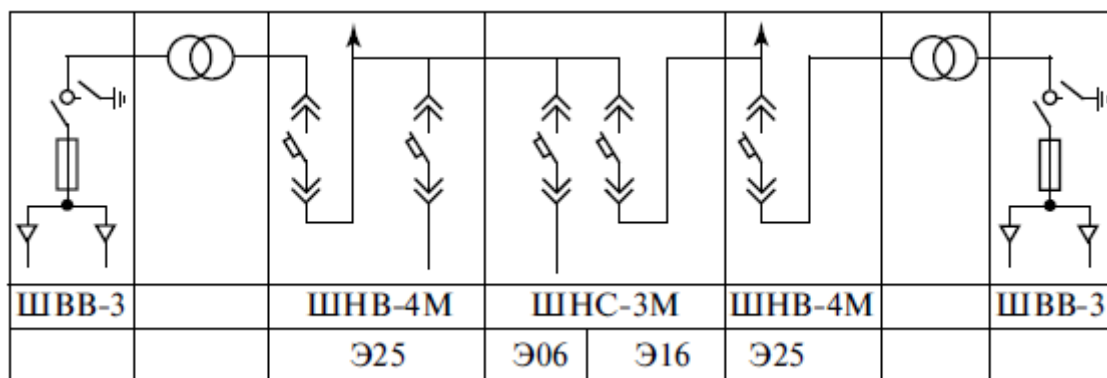


Рис. 6.10 - Примеры схем РУ НН двухтрансформаторных КТП с выходом на шинный мост

Шкафы имеют отличающуюся маркировку и разный состав у разных изготовителей, могут содержать трансформаторы тока, вольтметры, устройства учета. Как правило, каждый шкаф содержит более одного коммутационного аппарата, например шкаф ввода НН содержит вводной автоматический выключатель и два линейных (автоматические выключатели выкатные со штепсельным разъемом). Число линейных коммутационных аппаратов (соответственно отходящих линий от ТП), как правило, от 5 до 15.

Возможны два способа подключения ЩСУ к КТП: если мощность ЭП, подключаемых к ЩСУ, менее 80-90 % общей мощности, то питание на ЩСУ подается кабелями через линейный автомат; в противном случае, когда практически все ЭП получают питание от ЩСУ, он присоединяется к шинам РУ шинным мостом без выключателя. Образуется единая система шин, содержащая шины РУ КТП и шины ЩСУ. Для присоединения ЩСУ шинным мостом используют шкафы с выводом шин.

Возможны два способа подключения ШП к КТП: если мощность ЭП, подключаемых к ШП, менее 80-90 % общей мощности, то питание на ШП подается кабелями через линейный автомат. Когда практически все ЭП получают питание от ШП, используют блочную схему без РУ НН, а ШП подключают непосредственно к вводным автоматам. Для однитрансформаторных подстанций, выполненных по блочной схеме, резервирование осуществляется перемычками между ШП.

Используют различную компоновку цеховых ТП по способу расположения трансформаторов и РУ НН (рис. 6.11).

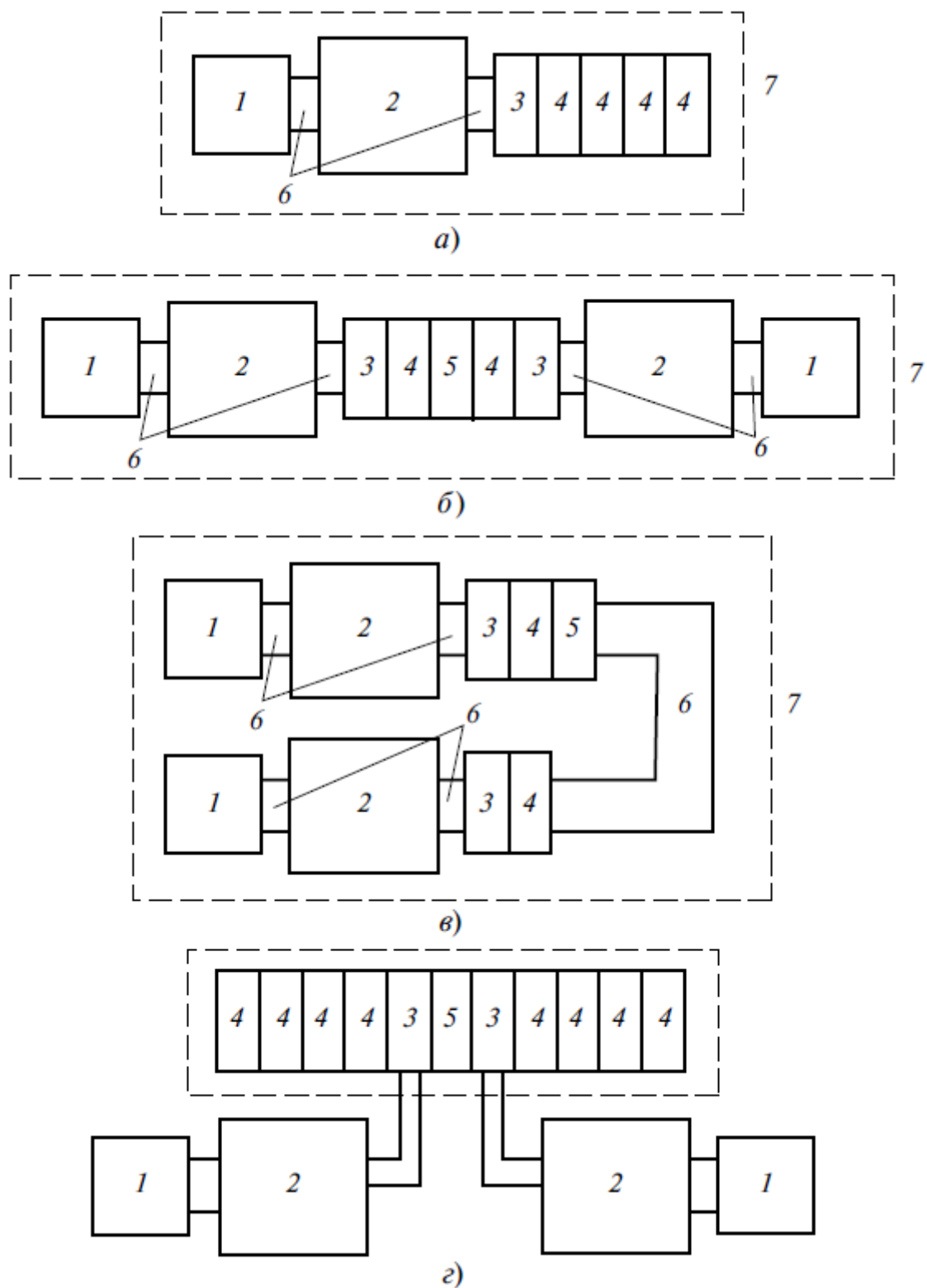


Рис. 6.11 - Компонка КТП по расположению трансформаторов и РУ НН:
а - одотрансформаторная ТП; б - двухтрансформаторная однорядного исполнения;
в - двухтрансформаторная двухрядного исполнения; г - ТП с наружной установкой
трансформаторов; 1 - шкаф высоковольтного ввода; 2 - силовой трансформатор;
3 - шкаф ввода низкого напряжения; 4 - шкаф линейных выключателей;
5 - секционный шкаф; 6 - шинные короба; 7 - ограждение подстанции

Выбор компоновки определяется удобством расположения КТП. По месту расположения различают (рис. 6.12).

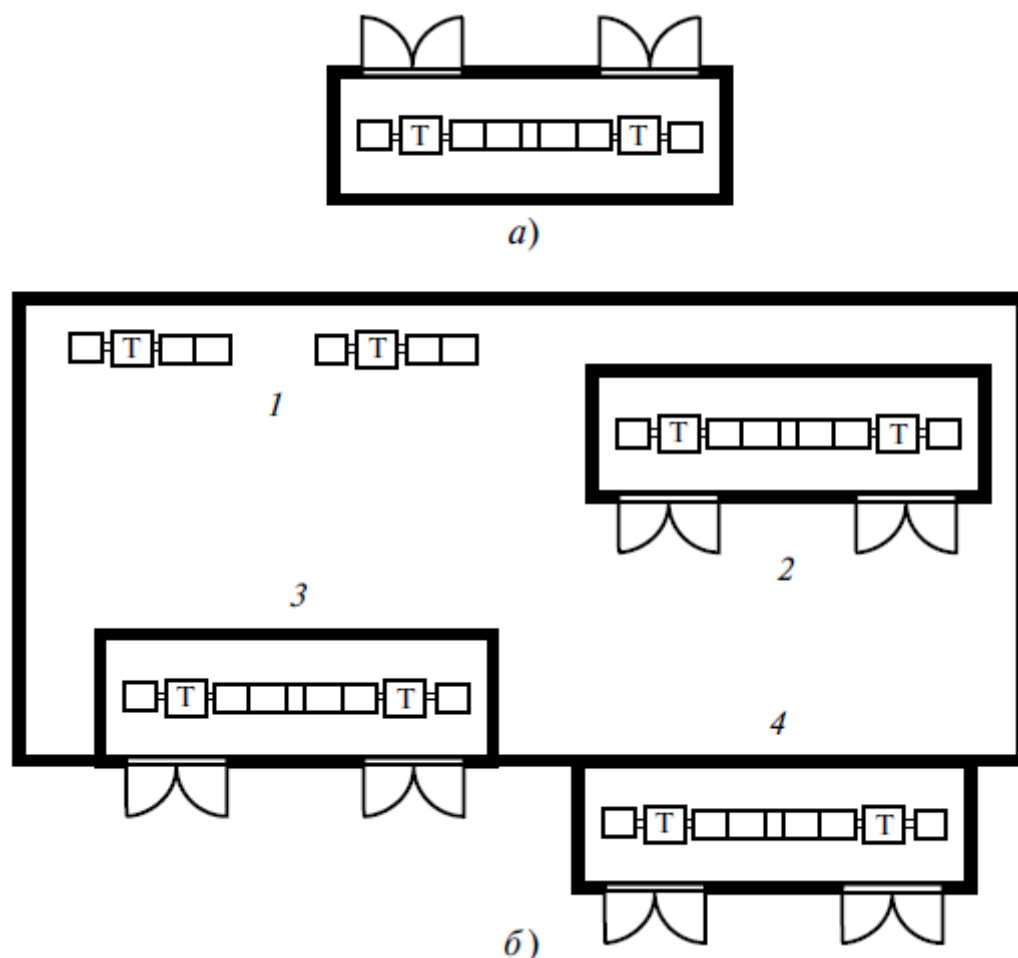


Рис. 6.12 - Варианты расположения КТП:
а - отдельно стоящая КТП; б - КТП, расположенные внутри цеха;
1 - открытая КТП; 2 - КТП в отдельном помещении;
3 - встроенная КТП; 4 - пристенная КТП

1) отдельно стоящие ТП на один или два трансформатора. Применяется также открытая установка трансформаторов без камер, иногда с разделительной перегородкой;

2) пристроенная ТП, у которой одна стена совпадает со стеной цеха, а сама подстанция расположена вне цеха; однако такое расположение ТП часто вызывает возражения со стороны архитекторов и строителей, так как портит внешний вид зданий;

3) встроенная ТП, у которой одна стена совпадает со стеной цеха, но подстанция занимает площадь цеха. Компоновки пристроенных и встроенных подстанций такие же, как отдельно стоящих, причем выкатка трансформаторов из камер проводится только наружу;

4) внутрицеховая ТП, все стены которой выходят в цех, может сооружаться только в помещениях с производствами категории Г и Д, I и II степени огнестойкости по противопожарным требованиям, а в производствах категории В - по специальному разрешению пожарного надзора. Компонировка ТП та же, что указана выше, но под масляными трансформаторами необходимо устраивать бетонированный маслоприемник на полный объем масла или с отводом масла в маслоприемник через трубу.

Отдельно стоящая цеховая ТП наименее рациональна вследствие удлинения сетей напряжением до 1000 (В) и увеличения потерь в них. Такую ТП применяют как вынужденное решение для питания пожаро- и взрывоопасных, а также подверженных коррозии цехов. Допустимые расстояния приближения ТП к взрывоопасным цехам - от 0,8 до 100 (м) в зависимости от взрывоопасности цеха, открытой или закрытой установки масляных трансформаторов. Этот вид ТП может также применяться для мелких предприятий с небольшими разбросанными по территории цехами. Существует еще ряд ограничений, накладываемых действующими правилами. КТП наружной установки должны располагаться на спланированной площадке на высоте не менее 0,2 (м) от уровня планировки, а в районах с большим снежным покровом - на высоте 1-1,2 (м).

При сооружении пристроенных и встроенных подстанций предпочтение следует отдавать наружной установке трансформаторов и с размещением щита низкого напряжения в цехе, при которой удешевляется строительная часть и улучшаются условия охлаждения трансформаторов. В результате подстанция занимает значительно меньше площади цеха, чем встроенная.

Такая открытая установка маслonaполненных трансформаторов допускается только у стен зданий с производствами категорий Г и Д (по противопожарным нормам). Расстояние от трансформатора до стены нормируется в зависимости от степени огнестойкости здания. Шины, соединяющие выводы вторичного напряжения трансформатора со щитом НН, заключают в короба из листовой стали.

Внутрицеховые ТП следует размещать у колонн цеха, в мертвой зоне мостовых кранов. Применяют установку ТП на антресолях, под которыми могут быть проходы конвейеров или другое технологическое оборудование; такой вариант целесообразен, главным образом, в многопролетных цехах большой ширины, когда это не мешает размещению технологического оборудования.

7. ВЫБОР СХЕМ ВНУТРЕННЕГО И ВНУТРИЦЕХОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

7.1. Внутри заводские электрические сети напряжением 6–20 (кВ)

Внутри заводское распределение электроэнергии выполняется по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величин, требуемой степени надежности питания и других особенностей рассматриваемого промышленного объекта. Все три вида схем нашли широкое распространение в СЭС действующих промышленных предприятиях.

7.1.1. Радиальные схемы внутреннего электроснабжения 6–20 (кВ)

Радиальные схемы целесообразны, когда потребители расположены в различных направлениях от пункта питания (подстанции, распределительного пункта). Наиболее характерные типы радиальных схем приведены на рис. 7.1.

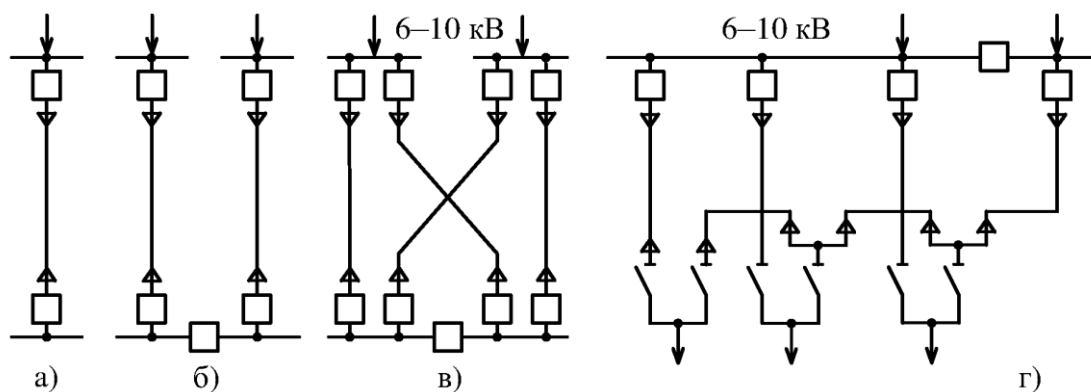


Рис. 7.1 - Радиальные схемы: а – одноцепная; б – двухцепная; в – перекрёстная двухцепная; г – одиночные радиальные с общей резервной магистралью

Схемы распределения электроэнергии внутри промышленных предприятий, как правило, имеют ступенчатое построение. Число ступеней зависит от мощности предприятия и распределения нагрузок на его территории. В большинстве случаев применяются одно- или двухступенчатые схемы, так как большее число ступеней усложняет коммутацию, релейную защиту и, самое главное, увеличивает капитальные вложения в электрические сети.

Схемы с числом ступеней более двух допускается выполнять при их технико-экономическом обосновании.

На первой ступени распределения электроэнергии по кабельным сетям напряжением 6–10 (кВ) целесообразно применение радиальных схем, связывающих пункты питания главной понизительной подстанции с проме-

жуточными высоковольтными распределительными пунктами РП, к которым подключаются линии второй ступени распределения электроэнергии – цеховые ТП, высоковольтные электроприемники.

Сооружение РП, как правило, целесообразно при числе отходящих от нее линий не менее восьми. Вопрос об установке высоковольтного РП в цехе, или для группы цехов необходимо рассматривать при наличии в них высоковольтных потребителей электроэнергии и, прежде всего, электродвигателей.

На второй ступени распределения электроэнергии от РП к цеховым ТП и отдельным электроприемникам на напряжение 6, 10 (кВ) могут быть применены также радиальные или магистральные схемы. Вся коммутационная аппаратура устанавливается на РП, а в цеховых ТП предусматриваются только выключатели нагрузки, разъединители или же в большинстве случаев выполняется глухое присоединение трансформаторов.

Питание двухтрансформаторных подстанций радиальными линиями осуществляется от разных секций: сборных шин РП (ГПП). Пропускная способность каждой линии и трансформатора рассчитывается на покрытие всех нагрузок в нормальном режиме и дополнительно ответственных нагрузок 1-й и 2-й категорий в послеаварийном режиме, когда выходит из работы одна линия или один трансформатор.

При применении радиальных схем осуществляется глубокое секционирование всей СЭС, начиная от основных центров питания и кончая сборными шинами напряжением до 1000 (В) цеховых подстанций и высоковольтных распределительных пунктов. На секционных аппаратах обычно предусматривается АВР.

7.1.2. Магистральные схемы внутреннего электроснабжения 6-20 (кВ)

Магистральные линии целесообразны при последовательном расположении групп электроприемников на территории предприятия. При магистральных схемах уменьшается число ячеек распределительных устройств ГПП или РП, к которым подключаются отходящие линии - в этом заключается одно из преимуществ магистральных схем распределения электроэнергии.

На многих ПП, прежде всего крупных, токи коротких замыканий в системе электроснабжения имеют достаточно большие значения (5-20 кА) и сечение кабельных линий, отходящих от сборных шин ГПП или РП, приходится завышать исходя из условий их термической стойкости. В этих случаях магистральные схемы позволяют лучше, чем радиальные, использовать сечение кабелей, выбранное по экономической плотности тока и проверенное на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Магистральные схемы имеют большое количество вариантов конфигурации. Рассмотрим наиболее применяемые.

Одиночные магистрали без резервирования (рис. 7.2, а) могут быть применены лишь в тех случаях, когда допустим перерыв питания не только на время отыскания и отключения поврежденного участка магистрали, но и его восстановления.

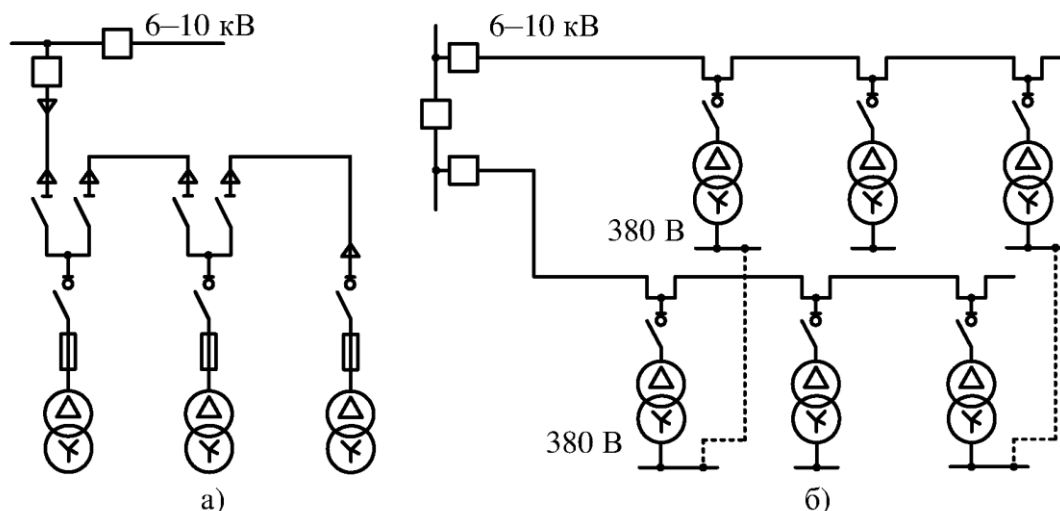


Рис. 7.2 - Одиночные магистральные линии

Такие схемы применяются для потребителей 3-й категории. Недостатком одиночных магистральных схем является невозможность резервирования по вторичному напряжению соседних однотрансформаторных подстанций, т.к. они питаются от одной магистрали и при отключении её обесточиваются одновременно все ТП. Для устранения этого недостатка близко расположенные однотрансформаторные подстанции, питаемые от разных одиночных магистралей, можно резервировать по низковольтной стороне (рис. 7.2, б).

Ко второй группе магистральных схем относятся схемы с несколькими (двумя и более) параллельными сквозными магистралями, которые являются схемами высокой надежности и могут быть применены для питания потребителей любой категории.

Двойные сквозные магистрали подключаются к ГПП или РП с двумя секциями сборных шин и применяются, в частности, для питания двухтрансформаторных подстанций без сборных шин на высшем напряжении (рис. 7.3, а) или РП с двумя секциями сборных шин (рис. 7.3, б). Первая схема имеет широкое применение на ПП, а вторая используется реже – для питания энергоёмких предприятий.

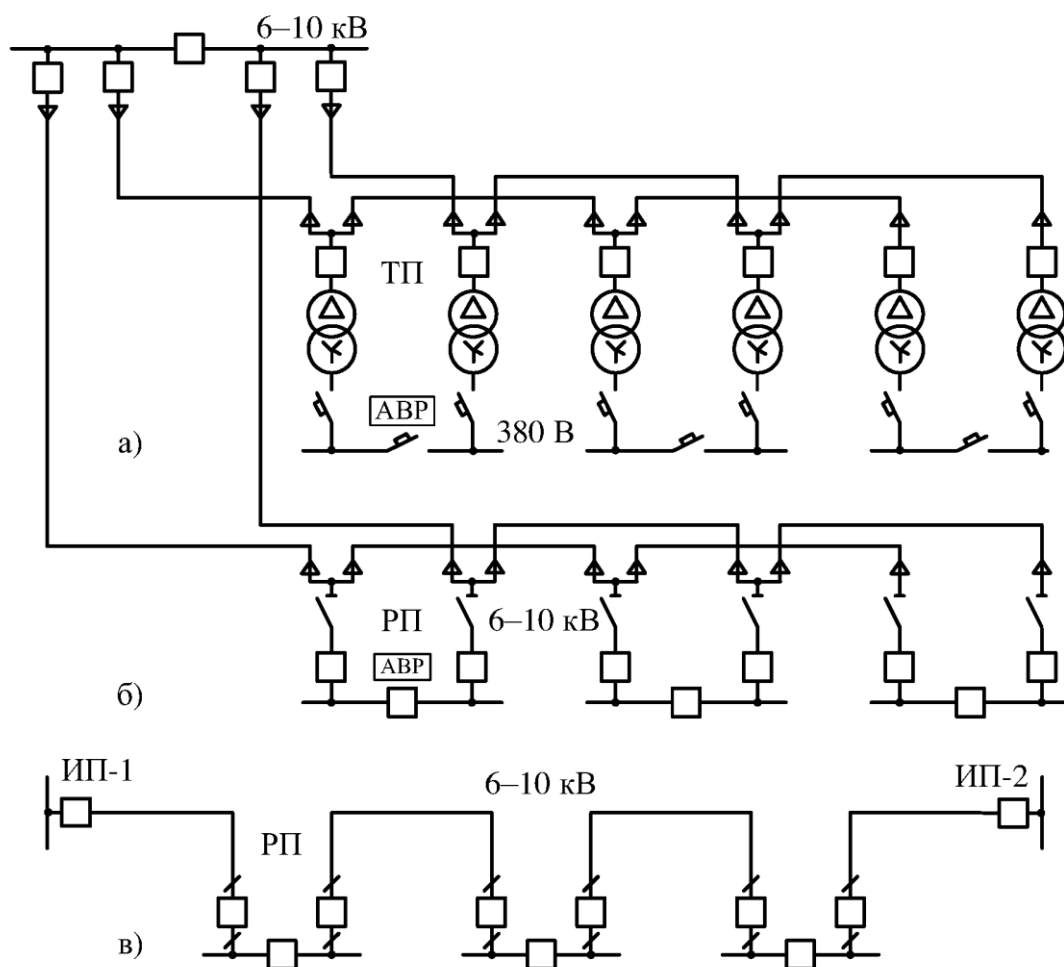


Рис. 7.3 - Магистральные схемы

Каждый трансформатор двухтрансформаторной подстанции или каждая секция спорных шин РП питается от различных магистралей. Каждая магистраль рассчитана на покрытие основных нагрузок ТП или РП с учетом допустимой её перегрузки. Секции сборных шин распределительных устройств ТП или РП нормально работают раздельно, а в случае аварии на одной из магистралей электроприёмники переключаются на оставшуюся в работе магистраль. При необходимости это может быть сделано автоматически при помощи устройств АВР, установленных на секционных автоматах ТП или секционных выключателях РП.

Число трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали, зависит от значений электрических нагрузок питаемых объектов. Чем больше мощность трансформаторов, тем меньшее число их можно присоединить к одной магистрали: не более двух-трех трансформаторов мощностью 1000–2500 (кВА) и не более трех-четырех мощностью 250–630 (кВА).

На рисунке 7.3,в) приведена магистральная схема питания высоковольтных распределительных пунктов от двух источников питания ИП1 и ИП2 – от двух разных подстанций.

7.1.3. Конструктивные исполнения внутризаводских электрических сетей

Для распределения электрической энергии на промышленных предприятиях широко используются кабельные линии напряжением 6-10 (кВ). Долгие годы преобладали кабели с пропитанной бумажной изоляцией (БПИ) – рис. 7.4.

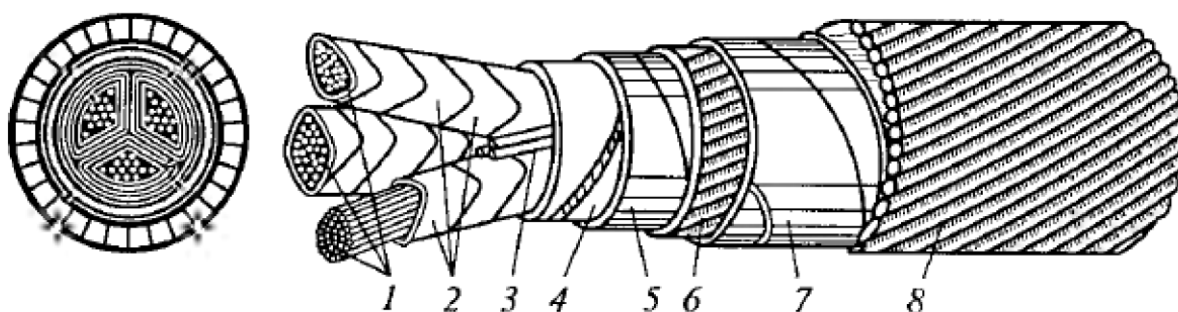


Рис. 7.4 - Кабель с бумажной изоляцией напряжением 10 (кВ) типа СБ или АСБ: 1 – медные или алюминиевые жилы; 2 – фазная изоляция из пропитанной бумаги; 3 – наполнитель из джута; 4 – поясная изоляция из пропитанной маслом бумаги; 5 – свинцовая оболочка; 6 – джутовая прослойка; 7 – броня из стальной ленты; 8 – джутовый покров

Это связано с тем, что БПИ являлась единственным видом изоляции на данное напряжение. Наряду с этим шёл интенсивный поиск изоляционного материала на основе полимерных композиций, который обладал бы значительными преимуществами и мог заменить БПИ. Такой материал был получен на основе полиэтилена и получил название «сшитый полиэтилен» – СПЭ (рис.7.5).

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) призваны заменить устаревшие кабели с пропитанной бумажной изоляцией. В настоящее время многие страны практически полностью перешли на использование силовых кабелей среднего напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) и имеют положительный опыт их эксплуатации.

Кабели прокладывают в земляных траншеях, туннелях, каналах, блоках, на кронштейнах, по эстакадам, стенам зданий и другим сооружениям.

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{Р.К}}}{j_{\text{э}}} \quad (7.2)$$

где $j_{\text{э}}$ - экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности $T_{\text{м}}$ использования максимума нагрузки.

По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к $F_{\text{э}}$. При выборе типа исполнения кабеля должны учитываться условия окружающей среды. Для выбранного кабеля по таблицам находят длительно допустимый ток $I_{\text{дл.доп.т}}$.

Примечание: Сечение кабеля напряжением до 1 (кВ) определяется только по длительно допустимому току.

3. Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле

$$I_{\text{дл.доп.ф}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{дл.доп.т}} > \frac{I_{\text{Р.К}}}{n_{\text{к}}} \quad (7.3)$$

где $K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий число параллельно прокладываемых кабелей; $K_{\text{т}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий температуру среды, в которой прокладывается кабель; $n_{\text{к}}$ – число параллельных кабелей в кабельной линии.

Согласно ПУЭ для кабельных линий, прокладываемых по трассам с различными условиями охлаждения, сечения кабелей должны выбираться по участку трассы с худшими условиями охлаждения, если его длина составляет более 10 (м). Например, при прокладке кабеля в траншее и кабельном канале цеха коэффициент $K_{\text{т}}$ берется по температуре цеха не ниже $+20 \div 25$ °С.

4. Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребителей 1- и 2-й категорий. При этом нагрузка на линию удваивается, то есть $I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{Р.К}}$. Допустимая перегрузка кабеля в указанном режиме :

$$I_{\text{ав}} - K_{\text{ав}} \cdot I_{\text{дл.доп.ф}} > \frac{I_{\text{Р.К}}}{n_{\text{к}}} \quad (7.4)$$

где $K_{\text{ав}}$ – коэффициент перегрузки кабеля.

5. Потеря напряжения в кабельной линии :

$$\Delta U = \frac{P_{\text{Р.К}} \cdot r_0 \cdot L_{\text{к}} + Q_{\text{Р.К}} \cdot x_0 \cdot L_{\text{к}}}{n_{\text{к}} \cdot U_{\text{ном}}^2} \cdot 100 \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5 \% \quad (7.5)$$

где $P_{\text{Р.К}}$, $Q_{\text{Р.К}}$ – расчетные активная и реактивная нагрузки, передаваемые по кабельной линии в послеаварийных режимах; x_0 , r_0 – удельные индуктивное и активное сопротивления кабеля; $L_{\text{к}}$ – длина кабельной линии.

На этом предварительный расчет кабельных линий для нормального и аварийного режимов заканчивается.

7.1.5. Алгоритм расчёта электрических сетей 6-20 кВ

1) Производим выбор схемы электроснабжения :

- а) радиальная;
- б) магистральная;
- в) комбинированная (смешанная);

2) Используя ранее выбранное напряжение электроснабжения для сети внутреннего электроснабжения предприятия (например $U_{ном} = 10$ кВ) и выбранный тип нейтрали - изолированный (раздел 2 КП) находим токи во всех элементах сети для нормального и аварийного режимов и выбираем тип (марку) кабеля по экономической плотности тока по формулам (7.1) и (7.2):

$$I_{P.K} = \frac{S_{P.K.}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}},$$

$$F_{\Sigma} = \frac{I_{P.K}}{j_{\Sigma}}.$$

Таблица 7.1.1 – Расчёт нагрузок сети 10 (кВ) и выбор кабелей

№	Наименование участка сети	Мощность участка $S_{PK}(кВА)$	Ток участка I_{PK} (А)	Сечение кабеля F_{Σ} (мм ²)	Количество кабелей в нормальном режиме работы - n_K	Тип кабеля
1	ГПП – ТП1					АВВГ- (150х3)
...						
N	ГПП - ТП _N					АВВГ- (150х3)

3) Для выбранных кабелей выписываем из таблиц их параметры:

Таблица 7.1.2 – Параметры выбранных кабелей 10 (кВ)

№	Наименование участка сети	Наименование кабеля	Длительно допустимый ток кабеля $I_{дл.доп.т}$ (А)	Удельное активное сопротивление кабеля r_0 (мОм/м)	Удельное реактивное сопротивление кабеля x_0 (мОм/м)
1	ГПП – ТП1	АВВГ- (150х3)			
...					
N	ГПП - ТП _N	АВВГ- (150х3)			

4) Определяем фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

$$I_{\text{дл.доп.ф}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{дл.доп.т}} > \frac{I_{\text{р.к.}}}{n_{\text{к}}},$$

где $K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий число параллельно прокладываемых кабелей; $K_{\text{т}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий температуру среды, в которой прокладывается кабель; $n_{\text{к}}$ – число параллельных кабелей в кабельной линии.

Таблица 7.1.3 – Определение фактического тока кабелей 10 (кВ)

№	Наименование участка сети	Наименование кабеля	Длительно допустимый ток кабеля $I_{\text{дл.доп.т}}$ (А)	$K_{\text{п}}$	$K_{\text{т}}$	$I_{\text{р.к.}}/n_{\text{к}}$	Фактически допустимый ток кабеля $I_{\text{дл.доп.ф}}$ (А)
1	ГПП – ТП1	АВВГ-(150х3)					
...							
N	ГПП - ТП _N	АВВГ-(150х3)					

5) Определяем потери напряжения на участке сети в нормальном режиме работы. Потеря напряжения не должна превысить 5 %.

Если потеря напряжения превысит 5 % - необходимо увеличивать сечение кабеля на 1 номинал и повторять расчёт заново.

Если все номиналы сечений исчерпаны – необходимо добавлять параллельно проложенный кабель. При этом необходимо начинать с наименьшего номинала.

$$\Delta U = \frac{P_{\text{р.к.}} \cdot r_0 \cdot L_{\text{к}} + Q_{\text{р.к.}} \cdot x_0 \cdot L_{\text{к}}}{n_{\text{к}} \cdot U_{\text{ном}}^2} \cdot 100 \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5 \%$$

где $P_{\text{р.к.}}$, $Q_{\text{р.к.}}$ – расчетные активная и реактивная нагрузки, передаваемые по кабельной линии в послеаварийных режимах; x_0 , r_0 – удельные индуктивное и активное сопротивления кабеля; $L_{\text{к}}$ – длина кабельной линии.

Таблица 7.1.4 – Потеря напряжения на участке сети в нормальном режиме

№	Наименование участка сети	Наименование кабеля	Длина участка $L_{\text{к}}$ (м)	Активное сопротивление кабеля R (Ом)	Реактивное сопротивление кабеля X (Ом)	Кол-во параллельных кабелей $n_{\text{к}}$ (шт.)	Потеря напряжения в участке сети $\Delta U(\text{В})/\Delta U(\%)$
1	ГПП – ТП1	АВВГ-150х3					
...							
N	ГПП - ТП _N	АВВГ-150х3					

5) Определяем потери напряжения на участке сети в послеаварийном режиме работы (при отключении 1 линии):

Таблица 7.1.5 – Потеря напряжения на участке сети в аварийном режиме

№	Наименование участка сети	Наименование кабеля	Длина участка L(м)	Активное сопротивление кабеля R (Ом)	Реактивное сопротивление кабеля X (Ом)	Кол-во параллельных кабелей n (шт.)	Потеря напряжения в участке сети $\Delta U(B)/\Delta U(\%)$
1	ГПП – ТП1	АВВГ-150х3					
...							
N	ГПП - ТП _N	АВВГ-150х3					

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребителей 1- и 2-й категорий. При этом нагрузка на линию удваивается, то есть $I_{AB} = 2 \cdot I_{P.K.}$. Допустимая перегрузка кабеля в указанном режиме:

$$I_{AB} - K_{AB} \cdot I_{дл. доп. ф} > \frac{I_{P.K.}}{n_K},$$

где K_{AB} – коэффициент перегрузки кабеля. Обычно принимается равным 1,3.

7.2. Расчёт и выбор внутрицеховой схемы электроснабжения цеха

Приближение высокого напряжения к месту потребления вследствие совершенствования технологий изготовления электротехнического оборудования, увеличение плотности электрической нагрузки привели к тому, что на промышленных предприятиях, как правило, отсутствуют силовые сети до 1 (кВ) вне помещений.

Обобщенно структура сети выглядит следующим образом: цеховая трансформаторная подстанция с низшим напряжением до 1 (кВ), к которой присоединена внутрицеховая сеть (электрически связанные уровни 1УР, 2УР и 3УР находятся в одном производственном здании).

К внутрицеховым сетям предъявляются требования надежности, экономичности, учета возможности роста нагрузки и возможности изменения места расположения ЭП (в специальных случаях). К проводникам и схемам до 1 кВ предъявляются следующие требования:

1) сечение проводников не должно допускать их разрушения в нормальном и аварийных режимах;

2) исполнение проводников, способ их прокладки должны соответствовать условиям окружающей среды, исключать возможность механического повреждения и учитывать присоединение к ЭП;

3) схема электрической сети должна обеспечивать минимальную длину и минимальные затраты на нее, обеспечивая резервирование в необходимых случаях.

При разработке сетей до 1 (кВ) учитывают следующие инженерные рекомендации:

- пространственное расположение проводников не должно приводить к появлению так называемых «встречных потоков мощности», что ведет к увеличению длины линий и увеличению потерь мощности;

- схема сети должна соответствовать технологическому процессу (циклу) и учитывать вопросы бесперебойности его питания;

Например, при отказе одного элемента должны терять питание ЭП одного процесса, а не по одному ЭП из нескольких независимых технологических процессов;

- резервирование питания осуществляется не ниже 3УР, другими словами, схемы присоединения к 2УР и 3УР ответственного ЭП (первой категории по надежности) и малоответственного ЭП (третьей категории) не различают.

Важным параметром, влияющим на выбор элементов сети и экономичность режимов, является напряжение сети, которое в свою очередь определяется номинальным напряжением ЭП. Заметим, что ЭП выбирают в технологической части проекта, поэтому для электроснабженцев они выступают как исходные данные.

Напряжение 380/220 (В) является наиболее распространенным, так как позволяет без дополнительной трансформации питать силовую нагрузку напряжением 380 (В), а осветительную и бытовую однофазную - напряжением 220 (В). Напряжение 220/127 (В) считается устаревшим, ликвидируемым и не применяется для новых объектов.

Использование режима сети с изолированной нейтралью оправданно при повышенных требованиях к электробезопасности, что в общем случае требует технико-экономического сравнения вариантов:

- 1) совместного питания силовой и осветительной нагрузки напряжением 220 (В);

- 2) питания силовой нагрузки 380 (В), а для осветительной - установки отдельного осветительного трансформатора с вторичным напряжением 220 (В).

Рассмотрим схемы питания отдельных ЭП на 1УР. Применяют радиальную (рис. 7.6), магистральную (рис. 7.7), смешанную (является комбинацией первых двух) схемы.

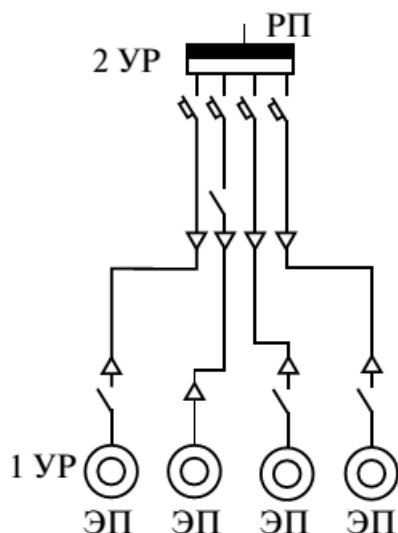


Рис. 7.6 - Радиальная схема питания ЭП от 2УР
с различным расположением магнитных пускателей

Наиболее затратна радиальная схема, при магистральной и смешанной схемах хуже показатели надежности. На этом уровне управление включением/отключением ЭП осуществляется автоматическими выключателями и магнитными пускателями, контакторами.

Магнитные пускатели и контакторы обязательны при подключении ЭД, при частых коммутациях других ЭП. Допускается устанавливать магнитные пускатели в начале линии и непосредственно у ЭП (определяется требованиями технологии). Канализация электроэнергии к отдельным ЭП осуществляется кабелями или проводами.

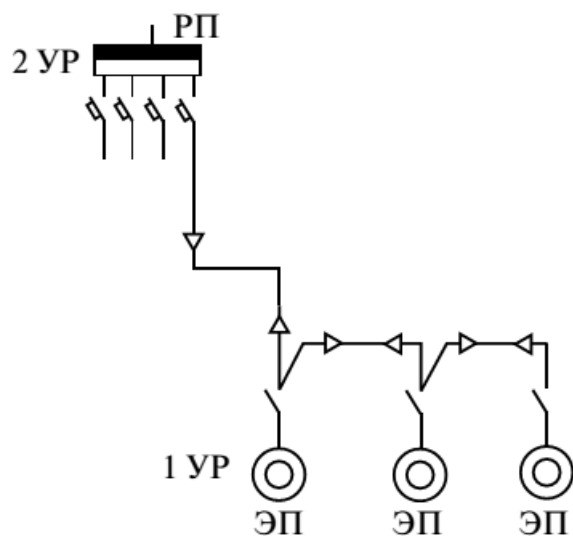


Рис. 7.7 - Магистральная схема питания ЭП от 2УР

Отдельные ЭП или магистраль ЭП присоединяют к 2УР, которым могут быть распределительные пункты (РП), групповые щитки питания, шиннопроводы (ШП) или щит станции управления (ЩСУ).

Выбор конкретного устройства 2УР определяется условиями окружающей среды в помещении, пространственным расположением ЭП.

Если среда в помещении допускает установку коммутационных аппаратов, то используют либо схему с РП, либо с ШП. Если ЭП располагаются концентрированными группами, то целесообразно применение схемы с РП.

В свою очередь, РП могут получать питание по радиальной (рис. 7.8), магистральной или смешанной схеме.

Как правило, РП получают питание от 3УР - РУ цеховой ТП.

Однако допускается их присоединение к устройствам 2УР - к РП, ШП, ЩСУ. Промышленностью выпускаются РП с рубильниками и предохранителями, с автоматическими выключателями и магнитными пускателями, с числом присоединений от 4 до 12 (в зависимости от мощности отходящих линий).

Не допускается подключение к РП ЭП с $P_{ном}$ свыше 70 (кВт) (их подключают непосредственно к 3УР). На вводе РП устанавливается коммутационный аппарат или осуществляется глухое подключение. Наличие аппарата определяется схемой подключения РП к питающей сети, необходимостью отключения отдельного РП при КЗ или профилактических работах.

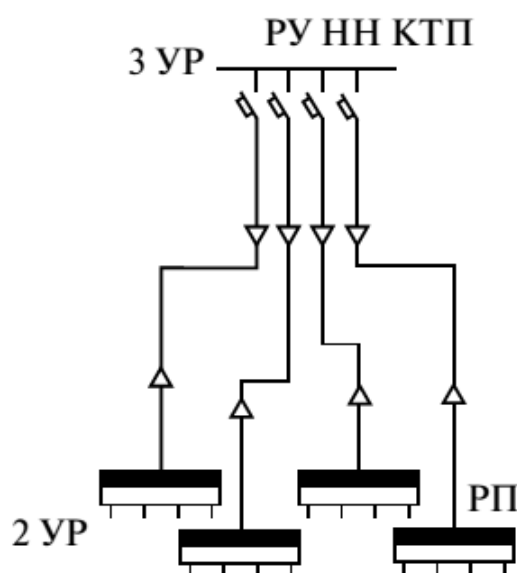


Рис. 7.8 - Радиальная схема питания РП от 3УР (распределительное устройство низкого напряжения комплектной трансформаторной подстанции – РУ НН КТП)

При радиальной схеме (рис. 7.6) коммутационный аппарат на вводе не обязателен; если РП включены в магистральную схему или смешанную, то вводной коммутационный аппарат необходим. Канализация электроэнергии к РП осуществляется кабелями.

Если число ЭП значительно и они равномерно распределены по помещению или продольно концентрируются, то целесообразно применение ШП как более экономичного по сравнению с кабелями на ту же пропускную мощность. Присоединять ШП к ЗУР, т.е. к РУ цеховой ТП, можно через линейные автоматы. ШП не имеет ограничений по числу присоединений отдельных ЭП и их мощности, т.е. возможно присоединение всех ЭП цеха, производственного помещения.

В этом случае допустимо применение блочной схемы без РУ цеховой ТП, т.е. ШП присоединяют непосредственно к вводным автоматам цеховой ТП (рис. 7.9), а резервирование можно осуществлять перемычками между ШП. Намети́лась тенденция заменять часть ШП сложной конфигурации (повороты, обходы и т.д.) пучком кабелей.

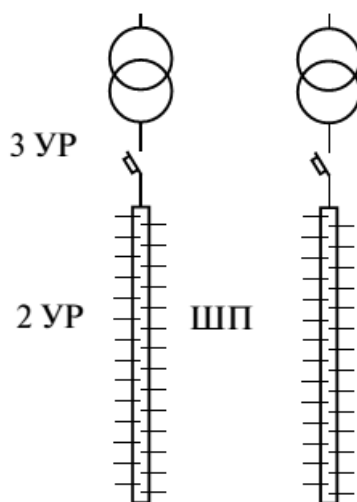


Рис. 7.9 - Подключение ШП к вводным автоматам (блочная схема)

Если среда в производственном помещении не допускает установки коммутационных аппаратов общего исполнения, то необходимо применение схемы с ЩСУ, который устанавливают в отдельном помещении с нормальной средой (как правило, в помещении с цеховой ТП). ЩСУ не типовый элемент в том смысле, что его не изготавливают целиком промышленно, а формируют для конкретного цеха на каждое присоединение (либо из автоматов, магнитных пускателей или контакторов, либо из блоков управления, содержащих их в сборе).

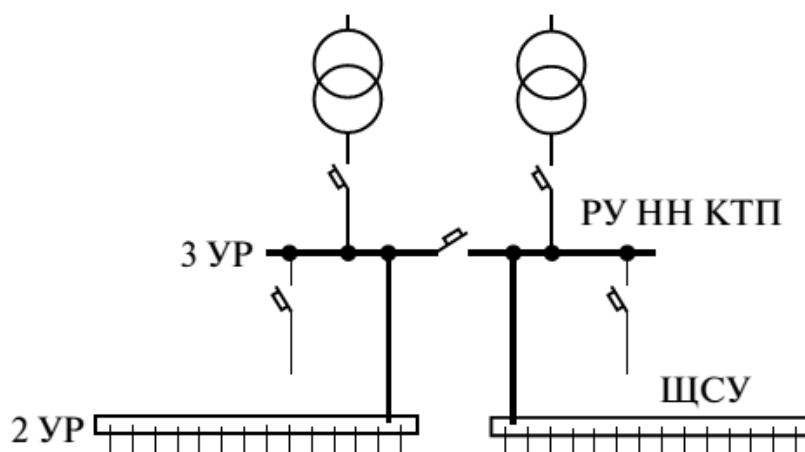


Рис. 7.10 - Подключение ЩСУ к РУ цеховой ТП шинным мостом

Схема присоединения ЭП к ЩСУ полностью радиальная, поэтому наиболее затратная, однако при этом удастся вынести все коммутационные аппараты из производственного помещения с опасной средой, что дешевле, чем использовать коммутационные аппараты взрывозащищенного исполнения.

При схеме с ЩСУ также возможно подключение крупных ЭП непосредственно к 3УР. К РУ цеховой трансформаторной подстанции ЩСУ присоединяется либо через линейный автомат, либо от шин РУ на шины ЩСУ (рис. 7.10) шинным мостом без коммутационного аппарата (по инженерной рекомендации в том случае, если к ЩСУ присоединено более 80 % общего числа ЭП).

Общий алгоритм выбора способа присоединения ЭП на 2 уровне показан на рисунке 7.11. Алгоритм способа присоединения 2 уровня к 3 уровню показан на рисунке 7.12.

7.3. Расчёт цеховых электрических сетей 0,4 кВ

1) Определяем способ выполнения сети электроснабжения согласно рис. 7.11:

- а) кабельными линиями;
- б) шинопроводами;

2) Производим выбор схемы электроснабжения :

- а) радиальная;
- б) магистральная;
- в) комбинированная (смешанная);

3.1) Определяем тип нейтрали для сети 0,38 (кВ) – глухозаземлённая.

3.2) Определяем количество жил в кабелях (шин в шинопроводе) – 4.

4) Исходя из схемы сети определяем нагрузку выбранных силовых пунктов (РП или РЦ) или шинопроводов (ШП) типа ШРА по методу упорядоченных диаграмм в табличном виде (по аналогии раздела 1 – КП).

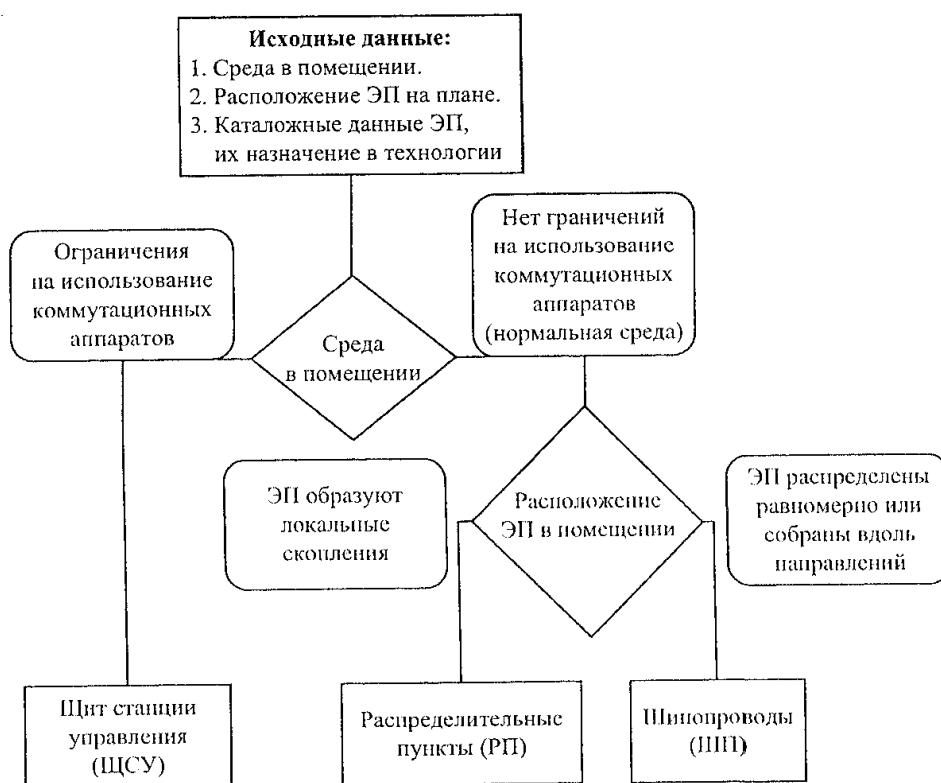


Рис. 7.11 - Алгоритм выбора электроустановки 2УР

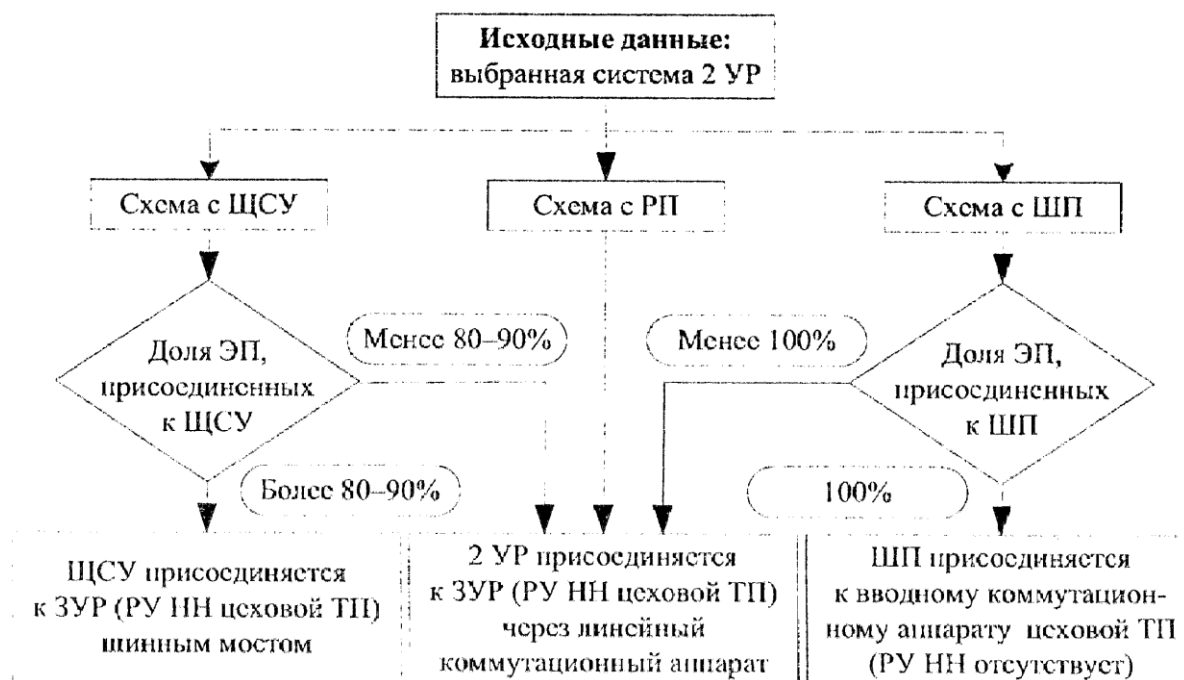


Рис. 7.12 - Алгоритм выбора способа присоединения ЭУ 2УР к ЗУР

Таблица 7.2.1 – Определение нагрузок РЩ (СП, РП, ШП)

№	ЭП	Рн	n	Ки	cosφ	tgφ	m	Рсм	Qсм	Scм	n ₃	Ка	Кр	Рм	Qм	Sm	Im
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	<u>РЩ1</u>																
1	ЭП1																
2	ЭП2																
	Итого																

5) Исходя из схемы сети определяем нагрузку на участках сети ГРЩ-РЩ.

Таблица 7.2.2 – Расчёт нагрузок сети 0,4 (кВ) и выбор кабелей

№	Наименование участка сети	Рр (кВт)	Qр (квар)	Sp (кВА)	Ip (А)	I _{доп} кабеля	Тип кабелей
1	ГРЩ-РЩ1						
...							
N	ГРЩ-РЩN						

6) Для выбранных кабелей выписываем из таблиц их параметры

Таблица 7.2.3 – Параметры выбранных кабелей на участках сети ГРЩ-РЩ

№	Наименование участка сети	Наименование кабеля	Удельное активное сопротивление R ₀ (мОм/м)	Удельное реактивное сопротивление X ₀ (мОм/м)
1	ГРЩ-РЩ1	АВВГ-150х3		
...				
N	ГРЩ-РЩN	АВВГ-150х3		

7) Определяем потери напряжения на участках сети от ГРЩ до РЩ в нормальном режиме работы.

Таблица 7.2.4 – Потеря напряжения на участках сети ГРЩ-РЩ

№	Наименование участка сети	Наименование кабеля	Длина участка	Активное сопротивление кабеля	Реактивное сопротивление кабеля	Кол-во параллельных кабелей	Потеря напряжения в участке сети
1	ГРЩ-РЩ1						
...							
N	ГРЩ-РЩN						

8) Исходя из схемы сети определяем нагрузку на участках сети РЩ-ЭП.

Таблица 7.2.5 – Расчёт нагрузок сети 0,4 (кВ) от РЩ к ЭП и выбор кабелей

№	Наименование участка сети	P_p (кВт)	Q_p (квар)	S_p (кВА)	I_p (А)	$I_{доп}$ кабеля	Тип кабелей
1	РЩ1-ЭП1						
...							
N	РЩ1-ЭП _N						

9) Для выбранных кабелей выписываем из таблиц их параметры:

Таблица 7.2.6 – Параметры выбранных кабелей на участках сети РЩ-ЭП

№	Наименование участка сети	Наименование кабеля	Удельное активное сопротивление	Удельное реактивное сопротивление
1	РЩ1-ЭП1	АВВГ-150х3		
...				
N	РЩ1-ЭП _N	АВВГ-150х3		

Таблица 7.2.7 – Потеря напряжения на участках сети РЩ -ЭП

№	Наименование участка сети	Наименование кабеля	Длина участка $L(м)$	Активное сопротивление кабеля R	Реактивное сопротивление кабеля X	Кол-во параллельных кабелей	Потеря напряжения в участке сети (В)
1	РЩ1-ЭП1						
...							
N	РЩ1-ЭП _N						

8. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

8.1. Расчёт короткого замыкания сети высокого напряжения

В зависимости от мощности источника питания предприятия при расчётах тока КЗ. выделяют два характерных случая:

- 1) КЗ. в цепях, питающихся от системы бесконечной мощности;
- 2) КЗ. вблизи генератора ограниченной мощности.

Системой бесконечной мощности условно считают источник, напряжение, на шинах которого остается практически неизменным при любых изменениях тока в подключенной к нему цепи. Отличительной особенностью такого источника является малое собственное сопротивление по сравнению с сопротивлением цепи КЗ.

Для систем электроснабжения промышленных предприятий типичным случаем является питание от источника неограниченной мощности ($S_c = \infty$, $X_c = 0$).

В нашем расчёте учитываем особенности расчёта токов КЗ. в установках выше 1 кВ:

- активные сопротивления элементов системы электроснабжения не учитываем, если выполняется условие $r_{\Sigma} < x_{\Sigma} / 3$, где r_{Σ} и x_{Σ} - суммарные активные и реактивные сопротивления элементов системы электроснабжения до точки КЗ.;

Расчёт токов КЗ. начинаем с выбора характерных точек с максимально-возможными значениями токов КЗ. .

Для расчета токов КЗ составляем расчетную схему электроснабжения и на её основе схему замещения.

Расчёт ТКЗ в ЭУ выше 1 (кВ) производим *методом относительных величин*.

8.2. Пример расчёта токов КЗ. в сети напряжением выше 1 (кВ)

Дано:

- 1) Схема ЭСПП с характерными точками КЗ – К1, К2, КЗ;
В качестве точки КЗ. – КЗ выбрана наиболее удалённая ТП1.
- 2) ГПП с 2 трансформаторами $S_{\text{ном.т}} = 16000$ (кВА) типа ТДН;
Параметры ΔP_k и u_{k3} (%) взяты из каталога трансформатора.
- 3) $U_{\text{вн}} = 115$ (кВ), $U_{\text{нн}} = 10,5$ (кВ);
- 4) Длина ВЛ от ЭС до ГПП: $l_{\text{ВЛ}} = 10$ (км); $x_{0\text{ВЛ}} = 0,4$ (Ом/км);
- 5) Параметры КЛ от ГПП до ТП1: $R_{\text{КЛ}} = 0,329$ (Ом), $X_{\text{КЛ}} = 0,85$ (Ом);

Расчёт:

Расчёт токов КЗ начинаем с выбора характерных точек с максимально-возможными значениями токов КЗ. На линии ВЛ 110 (кВ) ГПП – точка К1. На шинах РУ 10 (кВ) ГПП – точка К2. На шинах ТП-1 с наибольшей нагрузкой – точка К3.

Для расчета токов КЗ составляем расчетную схему электроснабжения (рис.8.1) и на её основе схему замещения (рис. 8.2).

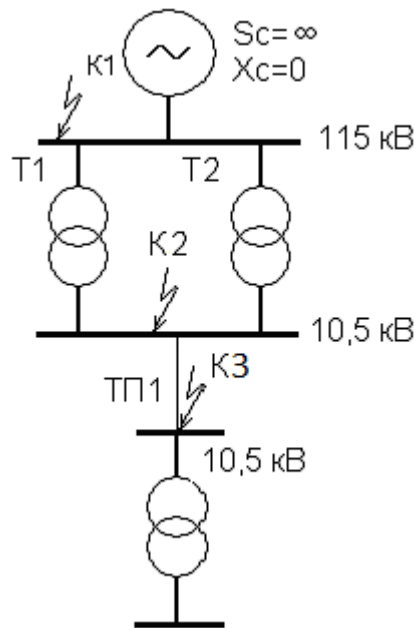


Рис. 8.1 - Расчетная схема короткого замыкания

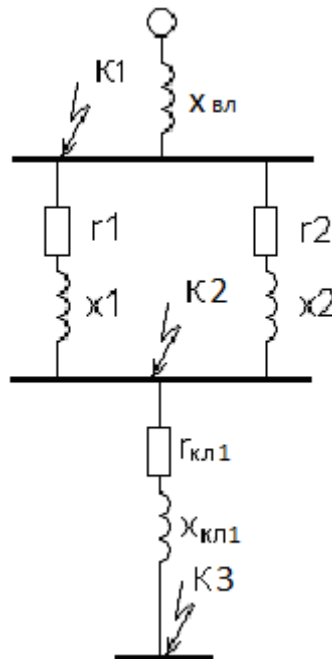


Рис. 8.2 - Схема замещения короткого замыкания

1) Принимаем за базисную мощность номинальную мощность трансформатора ГПП, $S_{\delta} = S_{\text{НОМ.Т}} = 16000$ (кВА). За базисные напряжения принимаем величины, соответствующие расчётным ступеням: $U_{\delta} = 115$ (кВ) и $U_{\delta} = 10,5$ (кВ);

2) Определяем базисные токи по ступеням согласно формулам:

$$I_{\delta} = \frac{\sum S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta_n}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,4(A)$$

$$I_{\delta} = \frac{\sum S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta_n}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 881(A)$$

3) Определяем сопротивление ВЛ до ГПП :

$$x_{\text{ВЛ}*} = x_{\text{УД.ВЛ}} \cdot l_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{S_B}{U_B^2} = 0,4 \cdot 10 \cdot (16,0/115^2) = 0,0048 (\text{о.е.})$$

4) Находим сопротивления трансформаторов ГПП:

$$r_{1*} = r_{2*} = \frac{\Delta P_K}{S_{\text{НОМ.Т}}} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{0,085}{16,0} \cdot \frac{16,0}{16,0} = 0,0053 (\text{о.е.})$$

$$x_{1*} = x_{2*} = \sqrt{\left(\frac{u_K}{100}\right)^2 - r_{1*}^2} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}} = 0,1048 \cdot 1 = 0,1048 (\text{о.е.})$$

5) Находим сопротивления кабельной линии от ГПП до ТП-1:

Вместо $(r_{\text{УД}} \cdot l_{\text{КЛ}})$ и $(x_{\text{УД}} \cdot l_{\text{КЛ}})$ - подставляем значения $R_{\text{КЛ}}$, $X_{\text{КЛ}}$ (из таблицы - Расчёт потерь напряжения в кабельных сетях 10 кВ);

$$r_{\text{КЛ1}*} = r_{\text{УД1}} \cdot l_{\text{КЛ1}} \cdot \frac{S_B}{U_B^2} = 0,329 \cdot 0,25 \cdot (16,0/10,5^2) = 0,0119 (\text{о.е.})$$

$$x_{\text{КЛ1}*} = x_{\text{УД1}} \cdot l_{\text{КЛ1}} \cdot \frac{S_B}{U_B^2} = 0,082 \cdot 0,25 \cdot (16,0/10,5^2) = 0,0030 (\text{о.е.})$$

6) Находим суммарные сопротивления до точек КЗ – К1, К2, К3:

$$x_{\Sigma 1*} = x_{\text{ВЛ}*} / 2 = 0,0048 / 2 = 0,0024 (\text{о.е.})$$

$$r_{\Sigma 2*} = (r_{1*} / 2) = 0,0053 / 2 = 0,00265 (\text{о.е.})$$

$$x_{\Sigma 2*} = x_{\Sigma 1*} + (x_{1*} / 2) = 0,0024 + (0,1048 / 2) = 0,0548 (\text{о.е.})$$

$$r_{\Sigma 3*} = r_{\Sigma 2*} + r_{\text{КЛ1}*} = 0,00265 + 0,0119 = 0,01455 (\text{о.е.})$$

$$x_{\Sigma 3*} = x_{\Sigma 2*} + x_{\text{КЛ1}*} = 0,0548 + 0,0030 = 0,0578 (\text{о.е.})$$

7) Проверяем выполнение условия $r_{\Sigma} < x_{\Sigma} / 3$:

для точки К1: выполняется

для точки К2: $0,00265 < 0,01827$

для точки КЗ: $0,01455 < 0,01926$

Если условие выполняется – то не учитываются активные сопротивления.

8) Рассчитываем полные сопротивления КЗ до точек К1, К2, КЗ:

$$Z_{\Sigma 1*} = \sqrt{(r_{\Sigma 1*}^2 + x_{\Sigma 1*}^2)} = 0,0024 \text{ (о.е.)}$$

$$Z_{\Sigma 2*} = \sqrt{(r_{\Sigma 2*}^2 + x_{\Sigma 2*}^2)} = 0,0548 \text{ (о.е.)}$$

$$Z_{\Sigma 3*} = \sqrt{(r_{\Sigma 3*}^2 + x_{\Sigma 3*}^2)} = 0,0578 \text{ (о.е.)}$$

9) Рассчитываем токи КЗ в точках К1, К2, КЗ:

$$I_{к.К1} = I_B / Z_{\Sigma 1*} = 80,4 / 0,0024 = 33500 \text{ (А)}$$

$$I_{к.К2} = I_B / Z_{\Sigma 2*} = 881 / 0,0548 = 16077 \text{ (А)}$$

$$I_{к.КЗ} = I_B / Z_{\Sigma 3*} = 881 / 0,0578 = 15242 \text{ (А)}$$

10) Находим ударные коэффициенты по кривой (рис. 8.3))

Для точки К1: $K_{уд1} = 1,95$

Для точки К2: $T_{a2} = x_{\Sigma 2*} / r_{\Sigma 2*} = 20,7$ $K_{уд2} = 1,85$

Для точки КЗ: $T_{a3} = x_{\Sigma 3*} / r_{\Sigma 3*} = 4,0$ $K_{уд3} = 1,45$

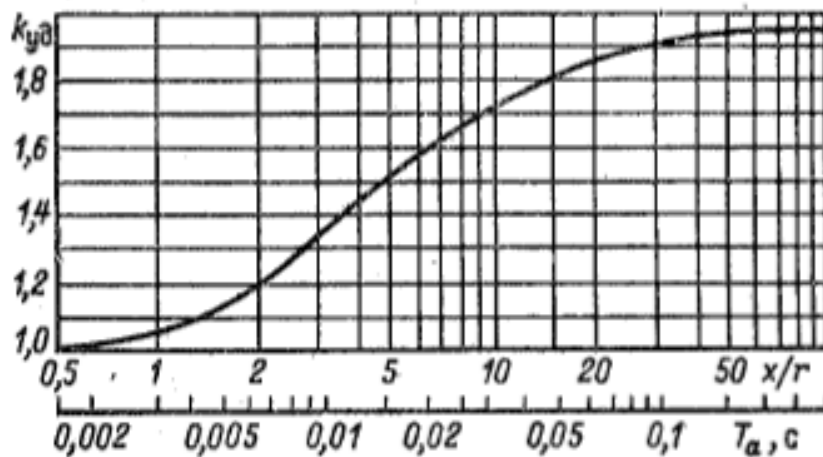


Рис. 8.3 - Зависимость ударного коэффициента $K_{уд}$ от постоянной времени $T_a = x / r$

11) Находим ударные токи КЗ в точках К1, К2, КЗ:

$$i_{уд1} = K_{уд1} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к.К1} = 1,95 \cdot 1,41 \cdot 33500 = 92108 \text{ (А)}$$

$$i_{уд2} = K_{уд2} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к.К2} = 1,85 \cdot 1,41 \cdot 16077 = 41937 \text{ (А)}$$

$$i_{уд3} = K_{уд3} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к.КЗ} = 1,45 \cdot 1,41 \cdot 15242 = 31162 \text{ (А)}$$

8.3. Выбор электрических аппаратов напряжением выше 1 (кВ)

Выбор электрических аппаратов состоит из выбора аппаратов по условиям длительной работы в нормальном режиме и проверки аппаратов по

условиям кратковременной работы в аварийном режиме, т.е. в режиме короткого замыкания.

Все аппараты, включенные в электрические цепи последовательно, должны надежно работать не только в нормальном режиме, но и обладать необходимой устойчивостью при коротком замыкании.

Аппараты должны удовлетворять условиям длительной номинальной работы, режиму перегрузки (форсированный режим) и режиму возможных коротких замыканий. Как правило, все элементы системы электроснабжения выбирают по номинальным параметрам и проверяют по устойчивости при сквозных токах короткого замыкания и перенапряжениях.

Номинальное напряжение аппарата соответствует классу его изоляции. Всегда имеется определенный запас электрической прочности, оговариваемый техническими условиями на изготовление и позволяющий аппарату работать длительное время при напряжении на 10-15 % выше номинального (максимальное рабочее напряжение аппарата).

Отклонения напряжения на практике обычно не превышают указанных величин. Поэтому при выборе аппарата достаточно выполнить условие:

$$U_{\text{ном.а}} \geq U_{\text{ном.эл}}$$

где $U_{\text{ном.а}}$ – номинальное напряжение аппарата; $U_{\text{ном.эл}}$ – номинальное напряжение электроустановки, в которой используется аппарат.

При протекании номинального тока при номинальной температуре окружающей среды аппарат может работать неопределенно долго без недопустимого перегрева.

Аппараты, выбранные по номинальному напряжению и номинальному току, подлежат проверке на термическую и динамическую стойкость при токах короткого замыкания, а также на отключающую способность.

Измерительные трансформаторы, кроме того, проверяют на соответствии их работы требуемому классу точности.

В состав ГПП комплектного исполнения на сторонах высокого напряжения 110 и 10 (кВ) входят :

- 1) выключатели высокого напряжения;
- 2) разъединители;
- 3) ограничители перенапряжения;
- 4) трансформаторы тока;
- 5) трансформаторы напряжения;

1) Условиями выбора выключателей высокого напряжения являются:

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

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$$

$$I_{\text{kt}} = I'' \leq I_{\text{откл.ном}}$$

$$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{макс.доп}} = i_{\text{дин}}$$

$$I_{\infty}^2 \cdot t_{\phi} \leq I_t^2 \quad \text{или} \quad (I'')^2 \cdot (t_{откл} + t_a) \leq [I_{откл}^2 \cdot 3]_{доп}$$

2) Условия выбора разъединителей:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

$$I_{уд} \leq i_{макс.доп} = i_{дин}$$

$$I_{\infty}^2 \cdot t_{\phi} \leq I_t^2 \quad \text{или} \quad (I'')^2 \cdot (t_{откл} + t_a) \leq [I_{откл}^2 \cdot 3]_{доп}$$

3) Условия выбора трансформаторов напряжения:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

4) Условия выбора ограничителей напряжения:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

5) Условия выбора трансформаторов тока (измерительных):

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

$$I_{уд/дин} \leq i_{дин}$$

$$I'' \cdot \sqrt{t_{откл}} \leq I_{тер} \cdot \sqrt{t_{тер}}$$

Для удобства проверки условий выбора аппаратов сведём в табличном виде (таблицы 8.1 - 8.8).

8.3.1. Выбор и проверка выключателей напряжением 110 и 10 (кВ)

Выключатели выбираются по номинальному току, номинальному напряжению, типу и роду установки, а также на электродинамическую, термическую стойкость и на отключающую способность в режиме короткого замыкания.

Исходными расчётными данными для выбора электрических аппаратов на высшем напряжении (ВН) ГПП является нагрузка ГПП при отключении одного из трансформаторов ГПП.

$$I_{ВН} = \frac{S_{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (\text{А}). \quad (8.1)$$

Исходными расчётными данными для выбора электрических аппаратов на низшем напряжении (НН) является нагрузка ГПП при отключении одного из трансформаторов ГПП.

$$I_{НН} = \frac{S_{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} \quad (\text{А}). \quad (8.2)$$

Сравнения расчётных и номинальных данных выключателей 110 и 10 (кВ) приведены в таблицах 8.1 и 8.2, соответственно.

Таблица 8.1 - Расчётные и номинальные данные выключателя 110 (кВ)

Наименование оборудования и тип аппарата	Параметр сравнения	Параметры		
		Данные каталога	Расчётные данные точки К1	Условие проверки
1	2	3	4	5
Выключатель нагрузки ВН Q1, Q2 (марка выключателя)	Номинальное напряжения	U_n (кВ)	U_c (кВ)	$U_n \geq U_c$
	Номинальный ток	I_n (А)	I_p (А)	$I_n \geq I_p$
	Действующее значение полного тока КЗ	$I_{уд.доп.}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)	$i_{уд.доп.} \geq i_{уд}$
	Динамическая стойкость	i_m (кА)	$i_{уд}$ (кА)	$i_m \geq i_{уд}$
	Термическая стойкость	I_t (кА) t (с) $I_t^2 t$ (кА ² ·с)	I_∞ (кА) t_{Π} (с) $I_\infty^2 t_{\Pi}$ (кА ² ·с)	$I_t^2 t \geq I_\infty^2 t_{\Pi}$

Таблица 8.2 - Расчётные и номинальные данные выключателя 10 (кВ)

Наименование оборудования и тип аппарата	Параметр сравнения	Параметры		
		Данные каталога	Расчётные данные точки К2	Условие проверки
1	2	3	4	5
Выключатель нагрузки НН Q3, Q4 (марка выключателя)	Номинальное напряжения	$U_{ном}$ (кВ)	U_c (кВ)	$U_n \geq U_c$
	Номинальный ток	I_n (А)	I_p (А)	$I_n \geq I_p$
	Действующее значение полного тока КЗ	$I_{уд.доп.}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)	$i_{уд.доп.} \geq i_{уд}$
	Динамическая стойкость	i_m (кА)	$i_{уд}$ (кА)	$i_m \geq i_{уд}$
	Термическая стойкость	I_t (кА) t (с) $I_t^2 t$ (кА ² ·с)	I_∞ (кА) t_{Π} (с) $I_\infty^2 t_{\Pi}$ (кА ² ·с)	$I_t^2 t \geq I_\infty^2 t_{\Pi}$

8.3.2. Выбор и проверка разъединителей напряжением 110 и 10 (кВ)

Разъединители выбираем по номинальному току, номинальному напряжению и проверяем на электрическую, динамическую и термическую стойкость. Сравнения расчётных и номинальных данных разъединителей 110 и 10 (кВ) приведены в таблицах 8.3 и 8.4 соответственно.

Таблица 8.3 - Расчётные и номинальные данные выключателя 110 (кВ)

Наименование оборудования и тип аппарата	Параметр сравнения	Параметры		
		Данные каталога	Расчётные данные точки К1	Условие проверки
1	2	3	4	5
Разъединитель ВН: QS1, QS2 (марка разъединителя)	Номинальное напряжения	U_N (кВ)	U_C (кВ)	$U_N \geq U_C$
	Номинальный ток	I_N (А)	I_P (А)	$I_N \geq I_P$
	Действующее значение полного тока КЗ	$I_{уд.доп.}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)	$i_{уд.доп.} \geq i_{уд}$
	Динамическая стойкость	i_M (кА)	$i_{уд}$ (кА)	$i_M \geq i_{уд}$
	Термическая стойкость	I_t (кА) t (с) $I_t^2 t$ (кА ² ·с)	I_∞ (кА) t_{Π} (с) $I_\infty^2 t_{\Pi}$ (кА ² ·с)	$I_t^2 t \geq I_\infty^2 t_{\Pi}$

Таблица 8.4 - Расчётные и номинальные данные выключателя 10 (кВ)

Наименование оборудования и тип аппарата	Параметр сравнения	Параметры		
		Данные каталога	Расчётные данные точки К2	Условие проверки
1	2	3	4	5
Разъединитель НН: QS3, QS4 (марка разъединителя)	Номинальное напряжения	$U_{ном}$ (кВ)	U_C (кВ)	$U_N \geq U_C$
	Номинальный ток	I_N (А)	I_P (А)	$I_N \geq I_P$
	Действующее значение полного тока КЗ	$I_{уд.доп.}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)	$i_{уд.доп.} \geq i_{уд}$
	Динамическая стойкость	i_M (кА)	$i_{уд}$ (кА)	$i_M \geq i_{уд}$
	Термическая стойкость	I_t (кА) t (с) $I_t^2 t$ (кА ² ·с)	I_∞ (кА) t_{Π} (с) $I_\infty^2 t_{\Pi}$ (кА ² ·с)	$I_t^2 t \geq I_\infty^2 t_{\Pi}$

8.3.3. Выбор и проверка трансформаторов тока напряжением 110 и 10 (кВ)

Сравнение расчётных и номинальных данных трансформаторов тока 110 и 10 (кВ) приведены в таблицах 8.5 и 8.6, соответственно.

Таблица 8.5 - Расчётные и номинальные данные трансформаторов тока на напряжение 110 (кВ)

Наименование оборудования и тип аппарата	Параметр сравнения	Параметры		
		Данные каталога	Расчётные данные точки К1	Условие проверки
1	2	3	4	5
<u>Трансформатор тока ВН: (ТА)</u> (марка трансформатора тока)	Номинальное напряжение	$U_{ном}$ (кВ)	U_C (кВ)	$U_{уст} \leq U_{ном}$
	Номинальный ток	$I_{ном}$ (А)	I_P (А)	$I_{max} \leq I_{ном}$
	Динамическая стойкость	$I_{1ном}$ (А) $K_{дин}$ $K_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}$ (кА)	$i_{уд}$ (кА)	$i_{уд} \leq K_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}$
	Термическая стойкость	$I^2_{тер} \cdot t_{тер}$ (кА ² · с)	I_{∞} (кА) $t_{П}$ (с) $I_{\infty}^2 t_{П}$ (кА ² · с)	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Таблица 8.6 - Расчётные и номинальные данные трансформаторов тока на напряжение 10 (кВ)

Наименование оборудования и тип аппарата	Параметр сравнения	Параметры		
		Данные каталога	Расчётные данные точки К2	Условие проверки
1	2	3	4	5
<u>Трансформатор тока НН: (ТА)</u> (марка трансформатора тока)	Номинальное напряжение	$U_{ном}$ (кВ)	U_C (кВ)	$U_{уст} \leq U_{ном}$
	Номинальный ток	$I_{ном}$ (А)	I_P (А)	$I_{max} \leq I_{ном}$
	Динамическая стойкость	$i_{уд}$ (кА)	$i_{уд}$ (кА)	$i_{уд} \leq K_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}$
	Термическая стойкость	$I^2_{тер} \cdot t_{тер}$ (кА ² · с)	I_{∞} (кА) $t_{П}$ (с) $I_{\infty}^2 t_{П}$ (кА ² · с)	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

8.3.4. Выбор и проверка трансформаторов напряжения 110 и 10 (кВ)

Сравнение расчётных и номинальных данных трансформаторов напряжения 110 и 10 (кВ) приведены в таблицах 8.7 и 8.8 соответственно.

Таблица 8.7 - Расчётные и номинальные данные трансформаторов напряжения 110 (кВ)

Наименование оборудования и тип аппарата	Параметр сравнения	Параметры		
		Данные каталога	Расчётные данные точки К1	Условие проверки
1	2	3	4	5
<u>Трансформатор напряжения ВН: (ТВ)</u> (марка трансформатора напряжения)	Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$ (кВ)	$U_{\text{уст}}$ (кВ)	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

Таблица 8.8 - Расчётные и номинальные данные трансформаторов напряжения 10 (кВ)

Наименование оборудования и тип аппарата	Параметр сравнения	Параметры		
		Данные каталога	Расчётные данные точки К2	Условие проверки
1	2	3	4	5
<u>Трансформатор напряжения НН: (ТВ)</u> (марка трансформатора напряжения)	Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$ (кВ)	$U_{\text{уст}}$ (кВ)	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

9. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ЗАЩИТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ В ЦЕХОВЫХ СЕТЯХ ДО 1000 (В)

9.1. Расчёт ТКЗ в сетях до 1000 (В)

9.1.1. Цель и особенности расчетов ТКЗ в сетях до 1000 (В)

Расчет выполняется с целью выбора коммутационной аппаратуры, шинопроводов, кабелей и другого электрооборудования, а также для проверки чувствительности защит.

Особенности расчета токов КЗ в сетях до 1000 (В):

- учитываются активные и индуктивные сопротивления всех элементов цепи до точки короткого замыкания;
- при питании от энергосистемы не учитывается затухание периодической составляющей тока КЗ ввиду большой удаленности генераторов;
- при питании от маломощных местных электростанций или от автономных генераторов напряжением выше 1000 (В) затухание периодической составляющей тока КЗ не учитывается, если мощность генератора превышает мощность понижающего трансформатора в пять и более раз;
- при питании от автономных или аварийных генераторов напряжением 0,4 (кВ) затухание учитывается независимо от мощности генератора.

В зависимости от цели расчета учитывают разные расчетные режимы работы электрической схемы. При выборе аппаратуры расчетным считается максимальный режим, так как токи КЗ имеют наибольшие значения. Этот же режим принимается и при расчетах токов пуска и самозапуска электродвигателей с целью обеспечения несрабатывания защит в сети. При проверке чувствительности защит расчетным является минимальный режим, при котором токи КЗ имеют наименьшие значения. Этот же режим используют для проверки возможности пуска и самозапуска электродвигателей.

При расчетах металлических коротких замыканий (сопротивление контакта в месте повреждения не учитывается) определяют следующие значения токов:

$I_{КЗ\max}^{(3)}$ — максимальный ток трехфазного металлического КЗ при максимальном режиме работы питающей энергосистемы, используется для выбора аппаратуры и защит, проверки селективности их действия;

$I_{КЗ\min}^{(2)}$ — минимальный ток двухфазного металлического КЗ при минимальном режиме работы энергосистемы, используется для проверки чувствительности защит;

$I_{КЗ\min}^{(1)}$ — минимальный ток однофазного металлического КЗ, определяется для проверки чувствительности и селективности действия защит.

Большинство КЗ в сетях до 1000 (В) происходит через электрическую дугу, сопротивление которой существенно ограничивает ток КЗ. В

85 % случаев КЗ возникают вследствие металлического контакта, однако электродинамические силы, пропорциональные квадрату тока, разбрасывают металлические проводники, разрывают закоротки небольшого сечения и КЗ переходит в дуговое. Чтобы учесть токоограничивающее действие электрической дуги, определяют следующие значения токов и напряжений:

$I_{\text{КЗср}}^{(3)}$ – средний, наиболее вероятный ток трехфазного КЗ, вычисленный с учетом токоограничивающего действия дуги в месте повреждения, используется для выбора аппаратуры в сети, в том числе отходящих от КТП линий, в случае, если невозможно выбрать аппаратуру, стойкую при металлическом КЗ (кроме вводных и секционного выключателей КТП, которые всегда следует выбирать по металлическим КЗ), а также для проверки селективности защит при этом токе, если при металлическом КЗ она не обеспечивается;

$I_{\text{КЗ,Р}}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного КЗ, вычисленный с учетом токоограничивающего действия дуги в месте повреждения, используется для проверки чувствительности защит;

$I_{\text{КЗ,Р}}^{(1)}$ – минимальный ток однофазного КЗ, вычисленный с учетом токоограничивающего действия дуги в месте повреждения, используется для проверки чувствительности защит;

$U_{\text{КЗост}}$ – остаточное напряжение при КЗ через дугу, используется для проверки чувствительности максимальных токовых защит с пуском по напряжению, устанавливаемых на понижающих трансформаторах и генераторах напряжением 0,4 (кВ).

Определяются также значения ударного тока короткого замыкания $i_{\text{уд}}$ и его тепловой импульс. Их используют для выбора аппаратуры (автоматических выключателей, рубильников), шинопроводов и другого электрооборудования.

9.2. Сопротивления элементов схемы замещения

Для расчетов токов короткого замыкания составляют схему замещения, в которую входят все сопротивления цепи до точки КЗ.

Расчет сопротивлений отдельных элементов выполняется по приведенным ниже соотношениям.

9.2.1. Питающая энергосистема

Активное и индуктивное сопротивления питающей энергосистемы до зажимов высокого напряжения ВН понижающего трансформатора находят по току КЗ на стороне ВН и приводят к стороне низшего напряжения:

$$x_{C.HH} = x_{C.BH} \cdot \left(\frac{U_{ном.тр.HH}}{U_{ном.тр.BH}} \right)^2 \quad (9.1)$$

$$r_{C.HH} = r_{C.BH} \cdot \left(\frac{U_{ном.тр.HH}}{U_{ном.тр.BH}} \right)^2 \quad (9.2)$$

где $x_{C.BH}$ и $r_{C.BH}$ – индуктивное и активное сопротивления энергосистемы, соответственно, приведенные к стороне ВН; $x_{C.HH}$ и $r_{C.HH}$ – то же, приведенные к стороне НН понижающего трансформатора; $U_{ном.тр.HH}$ и $U_{ном.тр.BH}$ – номинальные напряжения обмоток НН и ВН понижающего трансформатора.

Допускается при расчетах токов КЗ не учитывать активное сопротивление энергосистемы, а индуктивное – принимать равным полному сопротивлению энергосистемы, определяя его значение по известному току $I_{КЗ.ВН}^{(3)}$ или мощности $S_{КЗ.ВН}^{(3)}$ трехфазного КЗ на зажимах ВН понижающего трансформатора 6(10)/0,4 (кВ):

$$x_{C.BH} \approx \frac{U_{C.BH}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.ВН}^{(3)}} = \frac{U_{C.BH}^2}{S_{КЗ.ВН}^{(3)}}, \quad (9.3)$$

где $U_{C.BH}$ – напряжение энергосистемы со стороны ВН трансформатора, при котором определялись ток и мощность КЗ системы.

9.2.2. Трансформаторы

Полное сопротивление двухобмоточных трансформаторов определяется по выражению:

$$Z_{тр} = \frac{u_{кз} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном.тр}}, \quad (9.4)$$

где $u_{кз}$ – напряжение короткого замыкания, %; $U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора; $S_{ном.тр}$ – номинальная мощность трансформатора.

Активное сопротивление определяется по потерям КЗ в трансформаторе:

$$r_{тр} = \frac{\Delta P_{КЗ} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном.тр}^2}, \quad (9.5)$$

где $\Delta P_{КЗ}$ – потери короткого замыкания.

В соотношениях (9.4) и (9.5) в качестве $U_{ном}$ может быть использовано номинальное напряжение любой обмотки трансформатора. Сопротивление трансформатора будет приведено к тому напряжению, которое подставляется в (9.4) и (9.5).

Индуктивное сопротивление трансформатора определяется по выражению:

$$x_{mp} = \sqrt{z_{mp}^2 - r_{mp}^2} = \frac{U_{ном}^2}{S_{ном.тр}} \cdot \sqrt{\left(\frac{u_{кз}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{кз}}{S_{ном.тр}}\right)^2} \quad (9.6)$$

Параметры трансформаторов, широко применяемых в сетях 6(10)/0,4 кВ, приведены в таблице приложения П.9.1.

9.2.3. Воздушные и кабельные линии

Активное и индуктивное сопротивления кабельных и воздушных линий электропередачи определяется по соотношениям:

$$X_{КЛ,ВЛ} = x_0 \cdot l \quad R_{КЛ,ВЛ} = r_0 \cdot l \quad (9.7)$$

где x_0 и r_0 – индуктивное и активное погонное сопротивление проводников, соответственно; l – длина проводников.

Погонное индуктивное сопротивление воздушных линий электропередачи с проводами из цветных металлов зависит от среднего геометрического расстояния между проводами. Его значение приводится в справочной литературе. Линии со стальными проводами применяют редко.

Их погонные сопротивления зависят от конструкции провода и протекающего тока.

9.2.4. Шины и шинопроводы

Их сопротивления рассчитывают по соотношениям (9.7). Сопротивления шин и шинопроводов длиной 5 (м) и менее можно не учитывать, так как их влияние на ток КЗ невелико.

При известных расстояниях между прямоугольными шинами индуктивное сопротивление (мОм/м) можно определить по выражению:

$$x_0 = 0,1445 \cdot \lg \frac{4 \cdot a_{cp}}{h} \quad (9.8)$$

где $a_{cp} = \sqrt[3]{a_{12} \cdot a_{13} \cdot a_{23}}$ – среднее геометрическое расстояние между фазами, мм; h – высота шины, мм.

9.2.5. Реакторы

Реактор напряжением 0,4 кВ типа РТТ-0,38-50-0,14 имеет номинальные параметры: напряжение 380 В, ток 50 А, индуктивное сопротивление при частоте 50 Гц составляет 140 мОм, активное – для исполнения УЗ (алюминиевая обмотка) 17 мОм, для исполнения ТЗ (медная обмотка) 16 мОм.

Токоограничивающие реакторы устанавливают в линиях 6(10) (кВ) или в цепи трансформатора для ограничения токов КЗ до таких значений, которые позволили бы применить сравнительно легкую аппаратуру (выключатели, разъединители) и не завышать сечение кабелей в сети электроснабжения.

Сопротивление реактора (Ом) определяется, по соотношениям:

$$x_p = \omega \cdot L = 314 \cdot L \quad (9.9)$$

$$x_p = \frac{u_{K3} \cdot U_{ном}}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{ном}} \quad (9.10)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение реактора; $I_{ном}$ – номинальный ток реактора; u_{K3} – напряжение короткого замыкания, %.

Активное сопротивление реакторов 6(10) (кВ) мало и в расчетах не учитывается.

9.2.6. Трансформаторы тока

Активное и индуктивное сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока принимают по справочным данным или приложению 5 - ГОСТ Р 50270–92.

9.2.7. Автоматические выключатели, рубильники, переходные сопротивления

Сопротивления токовых катушек и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей, рубильников, а также переходные сопротивления контактов и контактных соединений (вставных контактов, болтовых соединений шин и др.) принимают по справочникам и каталогам.

Приближенно сопротивление контактов рекомендуется учитывать следующим образом: 0,1 (мОм) - для контактных соединений кабелей; 0,01 (мОм) - для шинопроводов; 1,0 (мОм) - для коммутационных аппаратов.

При определении токов металлического короткого замыкания $I_{K3max}^{(3)}$ и $I_{K3min}^{(3)}$ переходное сопротивление в месте повреждения не учитывается.

9.2.8. Определение полного сопротивления участка сети

Полное сопротивление участка сети z является геометрической суммой активного r и индуктивного x сопротивлений. В схеме с последовательно включенными элементами при определении полного сопротивления до места КЗ необходимо отдельно определить суммарное активное сопротивление r_{Σ} , отдельно суммарное индуктивное x_{Σ} , а затем найти их геометрическую сумму:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}. \quad (9.11)$$

Если определять z_i для каждого элемента сети $z_i = \sqrt{r_i^2 + x_i^2}$, а затем найти их арифметическую сумму, то величина полного сопротивления z_{Σ} будет завышенной, а ток короткого замыкания – заниженным.

В сетях встречается и параллельное включение двух или нескольких элементов. Эквивалентное сопротивление такой схемы определяется:

$$z_{\text{эк}} = \frac{\sqrt{r_1^2 + x_1^2} \cdot \sqrt{r_2^2 + x_2^2}}{\sqrt{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2}} \quad (9.12)$$

Эквивалентные активные и реактивные сопротивления цепи, состоящей из двух параллельно включенных элементов, определяются по выражениям:

$$r_{\text{эк}} = \frac{r_2 \cdot z_1^2 + r_1 \cdot z_2^2}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2} = \frac{r_2 \cdot (r_1^2 + x_1^2) + r_1 \cdot (r_2^2 + x_2^2)}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2} \quad (9.13)$$

$$x_{\text{эк}} = \frac{x_2 \cdot z_1^2 + x_1 \cdot z_2^2}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2} = \frac{x_2 \cdot (r_1^2 + x_1^2) + x_1 \cdot (r_2^2 + x_2^2)}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2} \quad (9.14)$$

9.2.9. Приведение сопротивлений к расчетному напряжению

Отдельные участки сетей связаны между собой трансформаторами.

При составлении схемы замещения все сопротивления, находящиеся на разных сторонах трансформатора, необходимо привести к одному расчетному напряжению. В сети с несколькими последовательно включенными трансформаторами приведение производится при переходе через каждый трансформатор.

Если дана схема (рис. 9.1) и требуется всю ее привести, например, к генераторному напряжению, то приведение выполняется следующим образом:

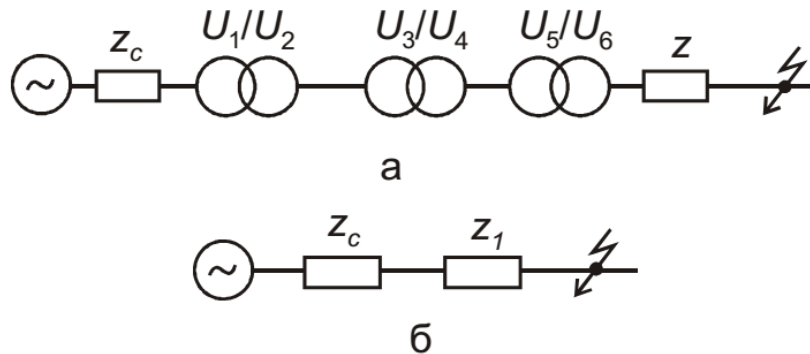


Рис. 9.1 - Схемы приведения к расчетному напряжению при нескольких трансформаторах: а – исходная; б – расчетная

- сопротивление z приводится к напряжению U_5 :

$$z_5 = z \cdot \left(\frac{U_5}{U_6} \right)^2$$

- приведенное к напряжению U_5 сопротивление приводится к напряжению U_3 :

$$z_3 = z_5 \cdot \left(\frac{U_3}{U_4} \right)^2 = z \cdot \left(\frac{U_5}{U_6} \right)^2 \cdot \left(\frac{U_3}{U_4} \right)^2$$

- приведенное к напряжению U_3 сопротивление приводится к напряжению U_1 :

$$z_1 = z_3 \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2 = z \cdot \left(\frac{U_5}{U_6} \cdot \frac{U_3}{U_4} \cdot \frac{U_1}{U_2} \right)^2 \quad (9.15)$$

Промежуточные значения (z_3 , z_5) можно не выполнять, а сразу использовать уравнение (9.15).

Схема замещения примет вид схемы, приведенной на рис. 9.1,(б).

Сопротивление самих трансформаторов и линий между ними в данном случае для упрощения не учитывается.

Приведение сопротивлений к расчетному напряжению может выполняться приближенно или точно. В приближенном способе, когда действительные данные трансформаторов не известны, пользуются средними номинальными напряжениями каждой ступени: 0,4; 0,525; 6,3; 10,5; 37; 115 (кВ). В этом случае вычисления упрощаются. Так, в уравнении (9.15) $U_3 = U_2$, $U_5 = U_4$ и уравнение принимает вид

$$z_1 = z \cdot \left(\frac{U_1}{U_6} \right)^2. \quad (9.16)$$

При расчетах действительных сетей при приведении сопротивлений необходимо пользоваться номинальными напряжениями холостого хода трансформаторов и уравнением (9.15), а не (9.16).

Токи КЗ, определенные для всей сети при одном расчетном напряжении, пересчитываются на те напряжения, где рассматривается установка защит или выбор оборудования. Пересчет выполняется по соотношениям:

$$I_1 = I_2 \cdot \frac{U_2}{U_1} \quad I_2 = I_1 \cdot \frac{U_1}{U_2} \quad (9.17)$$

где U_1 и U_2 – напряжения холостого хода трансформаторов; I_1 и I_2 – токи КЗ на стороне с напряжением U_1 и U_2 , соответственно.

При приведении токов и сопротивлений к разным напряжениям можно пользоваться простым правилом: при увеличении напряжения сопротивления увеличиваются, токи уменьшаются; при уменьшении напряжения сопротивления уменьшаются, токи увеличиваются.

9.2.10. Пример расчёта ТКЗ цеха напряжением до 1 (кВ)

В качестве исходной расчётной схемы выберем ремонтно-механический цех со следующими исходными данными:

- 1) 2 трансформатора ТП-6 ТМ-400-10/0,4 (кВ); $S_{\text{ном}} = 400$ (кВА);
- 2) Кабельная линия ТП1 – ТП-6 - кабель АВВГ-2х(120х3);

- 3) Кабельная линия ТП-6 – РЩ-1 - кабель АВВГ-2х(4х120);
- 4) Линия ЭСН РЩ-1 – Потребитель №1 с $P_n = 55 \text{ кВт}$, $\cos\varphi = 0,85$,
Режим – ДР, $I_n = 98,4 \text{ (А)}$;
- 5) Автоматические выключатели:
SF1 : Автоматический выключатель 380 (В), 600 (А) ;
SF21 : Автоматический выключатель 380 (В), 400 (А) ;
SF31 : Автоматический выключатель 380 (В), 100 (А) ;
- 6) Расчётные точки КЗ :
- на шинах РУНН ТП-6 – К1;
- на шинах рапредщита РЩ1 – К2:
- на шинах потребителя ЭП1 – К3.

Требуется:

- 1) составить схему замещения, пронумеровать точки КЗ;
- 2) рассчитать сопротивления и нанести их на схему замещения;
- 3) определить токи КЗ в каждой точке;

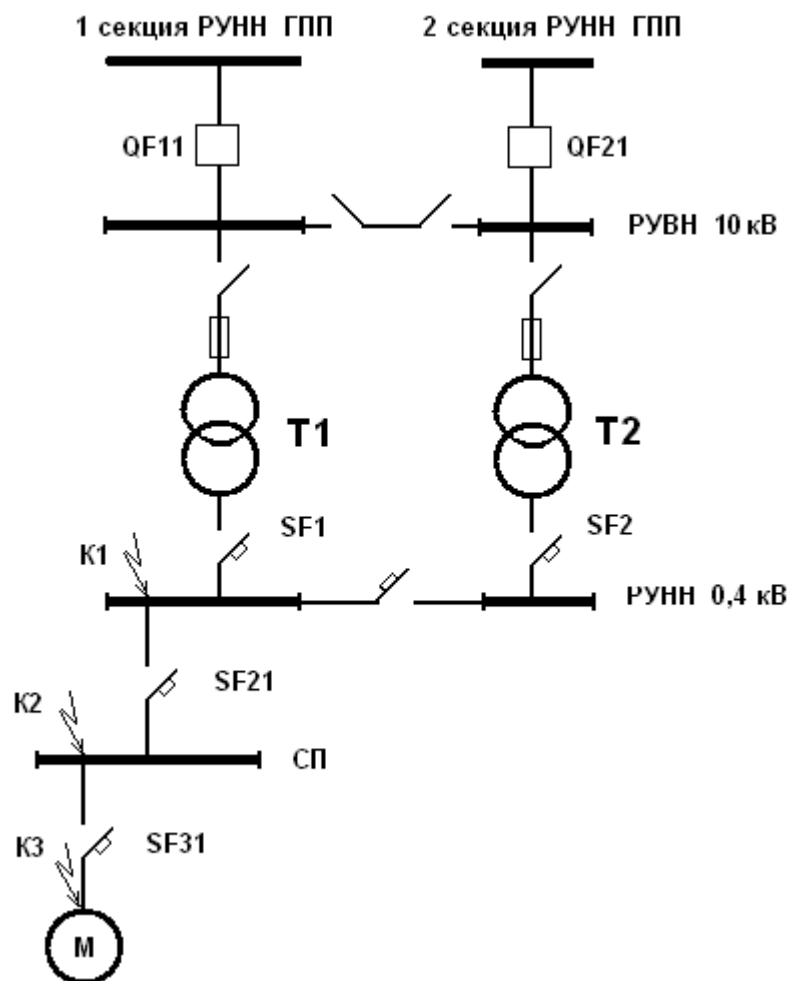


Рис. 9.2 - Расчётная схема короткого замыкания в сети до 1 (кВ)

Решение:

На основании расчётной схемы КЗ (рис. 9.2) в сети до 1 (кВ) составляем схему замещения (рис. 9.3). Для упрощения расчёта принимаем, что в работе находится 1 линия ТП1 - ТП-6, 1 трансформатор ТП-6.

Схема замещения (рис. 9.3) представляет собой вариант расчетной схемы, в которой все элементы заменены сопротивлениями, а магнитные связи - электрическими. Точки КЗ выбираются на ступенях распределения и на конечном электроприемнике. Точки КЗ нумеруются сверху вниз, начиная от источника.

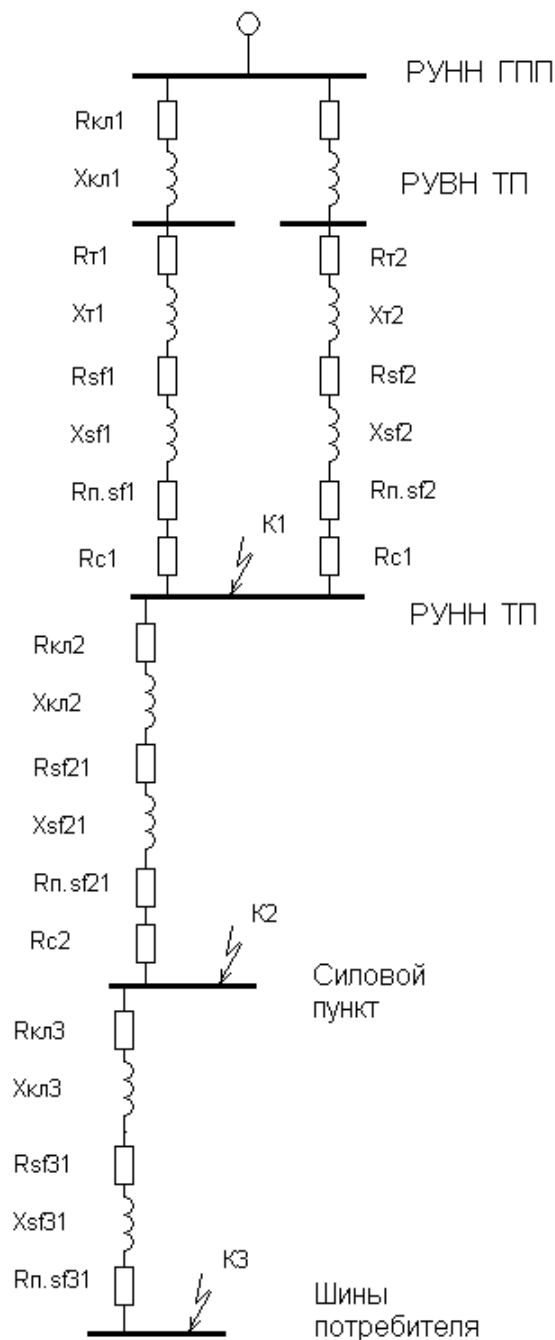


Рис. 9.3 - Схема замещения расчёта КЗ в сети до 1 кВ

Сопровитвления схемы замещения определяем по следующим формулам и таблицам:

1) Для силовых трансформаторов 10/0,4 (кВ) - расчётным путём или из справочных таблиц трансформаторов;

2) Для токовых трансформаторов – из справочных таблиц;

3) Для коммутационных и защитных аппаратов – из справочных таблиц. Сопровитвления зависят от $I_{н.а}$ аппарата. При этом сопротивление предохранителей не учитывается, а у рубильников учитывается только переходное сопротивление контактов;

4) Переходные сопротивление ступеней электроснабжения – из справочных таблиц;

5) Для линий кабельных, воздушных и шинопроводов из соотношений: $R_{л} = r_0 \cdot L_{л}$, $X_{л} = x_0 \cdot L_{л}$; Где r_0 и x_0 – удельные активные и индуктивные сопротивление (мОм/м); $L_{л}$ – протяжённость линии;

6) Сопротивления петли «фаза-нуль»:

- удельные активные и реактивные сопротивление:

$R_{оп} = 2 \cdot r_0$, $X_{оп}$ - из справочных данных; $X_{оп} = 0,15$ (мОм/м) - для КЛ до 1 (кВ) и проводов в трубах; $X_{оп} = 0,6$ (мОм/м) - для ВЛ до 1 (кВ);

$X_{оп} = 0,4$ (мОм/м) - для изолированных открыто проложенных проводов, $X_{оп} = 0,2$ (мОм/м) - для шинопроводов.

7) Для неподвижных контактных соединений – из справочных данных;

8) Сопротивления элементов на ВН приводятся к НН по формулам

$$R_{НН} = R_{ВН} \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \right)^2 \quad (9.18)$$

$$X_{НН} = X_{ВН} \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \right)^2 \quad (9.19)$$

где $R_{ВН}$ и $X_{ВН}$ – сопротивление на ВН в (мОм); $R_{НН}$ и $X_{НН}$ – приведённые сопротивление на НН в (мОм); $U_{ВН}$ и $U_{НН}$ – напряжения в (кВ).

Расчёт параметров схемы замещения и токов КЗ:

1) Расчётный ток на ВН:

$$I_{ВН} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{400}{1,73 \cdot 10} = 23,12 \text{ А}$$

2) Параметры кабеля от ТП1 до ТП-6 для ВН:

Для марки кабеля – АВВГ-2х(120х3):

$I_{доп} = 295$ А, $R_{кл.ВН} = 0,057$ (Ом), $X_{кл.ВН} = 0,018$ (Ом);

3) Параметры кабеля от ТП1 до ТП-6, приведённые к НН:

$$R_{кл.НН} = R_{кл.ВН} \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \right)^2 = 0,057 \cdot 0,0016 = 0,0912 \text{ (мОм)};$$

$$X_{KL.HH} = X_{KL.BH} \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2 = 0,018 \cdot 0,0016 = 0,0288 \text{ (МОм)}$$

4) Параметры трансформаторов ТП-6:

$$R_T = 5,5 \text{ (МОм)}; X_T = 17,1 \text{ (МОм)}; Z_T = 18 \text{ (МОм)}; Z_T^{(1)} = 195 \text{ (МОм)};$$

5) Параметры автоматов:

$$SF1 : R_{SF1} = 0,12 \text{ (МОм)}; X_{SF1} = 0,13 \text{ (МОм)}; R_{пSF1} = 0,25 \text{ (МОм)};$$

$$SF21 : R_{SF21} = 0,15 \text{ (МОм)}; X_{SF21} = 0,17 \text{ (МОм)}; R_{пSF21} = 0,4 \text{ (МОм)};$$

$$SF31 : R_{SF31} = 1,3 \text{ (МОм)}; X_{SF31} = 1,2 \text{ (МОм)}; R_{пSF31} = 0,75 \text{ (МОм)};$$

6) Параметры кабельных линий :

КЛ1 (ТП1-ТП6) :

$$R_{KL1} = R_{KL.HH} = 0,0912 \text{ (МОм)},$$

$$X_{KL1} = X_{KL.HH} = 0,0288 \text{ (МОм)}$$

КЛ2 (РУНН ТП6-РЩ1):

$$R_{KL2} = 0,004 \text{ (Ом)} = 4 \text{ (МОм)}$$

$$X_{KL2} = 0,0012 \text{ (Ом)} = 1,2 \text{ (МОм)}$$

КЛ3 (РЩ1-ЭП1) :

$$R_{KL3} = 0,031 \text{ (Ом)} = 31 \text{ (МОм)}$$

$$X_{KL3} = 0,0023 \text{ (Ом)} = 2,3 \text{ (МОм)}$$

7) Параметры переходных сопротивлений ступеней

электрообеспечения:

$$\text{- ТП-6 – РУНН : } R_{C1} = 15 \text{ (МОм)}$$

$$\text{- РУНН – РЩ-1 : } R_{C2} = 20 \text{ (МОм)}$$

8) Параметры упрощённой схемы замещения :

$$R_{\Sigma 1} = R_{KL1} + R_T + R_{SF1} + R_{пSF1} + R_{C1} =$$

$$= 0,0912 + 5,5 + 0,12 + 0,24 + 15 = 20,95 \text{ (МОм)}$$

$$X_{\Sigma 1} = X_{KL1} + X_T + X_{SF1} = 0,0288 + 17,1 + 0,13 = 17,26 \text{ (МОм)}$$

$$R_{\Sigma 2} = R_{KL2} + R_{SF21} + R_{пSF21} + R_{C2} = 4 + 0,15 + 0,4 + 20 = 24,55 \text{ (МОм)}$$

$$X_{\Sigma 2} = X_{KL2} + X_{SF21} = 1,2 + 0,17 = 1,37 \text{ (МОм)}$$

$$R_{\Sigma 3} = R_{KL3} + R_{SF31} + R_{пSF31} = 31 + 1,3 + 0,75 = 33,05 \text{ (МОм)}$$

$$X_{\Sigma 3} = X_{KL3} + X_{SF31} = 2,3 + 1,2 = 3,5 \text{ (МОм)}$$

9) Параметры сопротивлений короткого замыкания:

$$R_{K1} = R_{\Sigma 1} = 20,95 \text{ (МОм)}$$

$$X_{K1} = X_{\Sigma 1} = 17,26 \text{ (МОм)}$$

$$Z_{K1} = \sqrt{(R_{K1}^2 + X_{K1}^2)} = 27,36 \text{ (МОм)}$$

$$R_{K2} = R_{\Sigma 1} + R_{\Sigma 2} = 20,95 + 24,55 = 45,5 \text{ (МОм)}$$

$$X_{K2} = X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 2} = 17,26 + 1,37 = 18,63 \text{ (МОм)}$$

$$Z_{K2} = \sqrt{(R_{K2}^2 + X_{K2}^2)} = 49,17 \text{ (МОм)}$$

$$R_{K3} = R_{K2} + R_{\Sigma 3} = 45,5 + 33,05 = 78,55 \text{ (МОм)}$$

$$X_{K3} = X_{K2} + X_{\Sigma 3} = 18,63 + 3,5 = 22,13 \text{ (МОм)}$$

$$Z_{K3} = \sqrt{(R_{K3}^2 + X_{K3}^2)} = 81,61 \text{ (МОм)}$$

10) Определяем ударные коэффициенты по графику $K_y = f\left(\frac{R_K}{X_K}\right)$

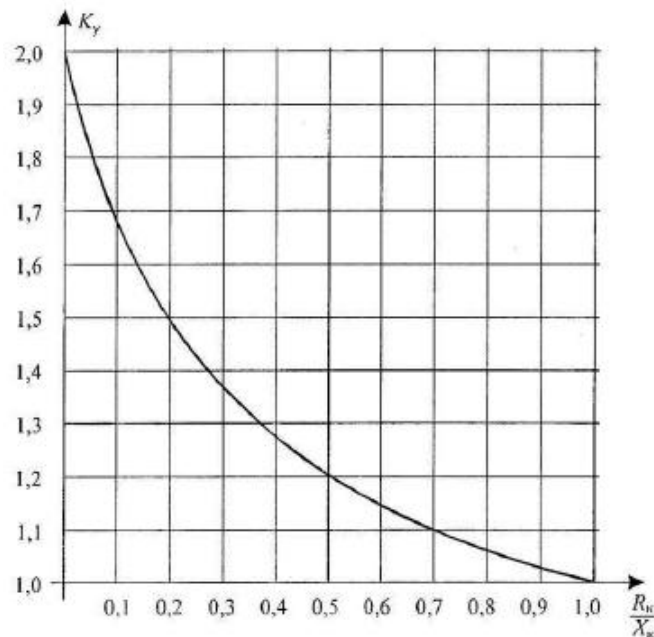


Рис. 9.4 - Определение ударных коэффициентов

$$K_{y1} = f\left(\frac{R_{K1}}{X_{K1}}\right) = f(1,214) = 1$$

$$K_{y2} = f\left(\frac{R_{K2}}{X_{K2}}\right) = f(2,44) = 1$$

$$K_{y3} = f\left(\frac{R_{K3}}{X_{K3}}\right) = f(3,55) = 1$$

$$q_1 = \sqrt{1 + 2(K_{y1} - 1)^2} = 1$$

$$q_2 = \sqrt{1 + 2(K_{y2} - 1)^2} = 1$$

$$q_3 = \sqrt{1 + 2(K_{y3} - 1)^2} = 1$$

11) Определяем трёхфазные токи КЗ:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_K}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} = 380 / (1,73 \cdot 27,36) = 8,03 \text{ (кА)}$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{U_K}{\sqrt{3} \cdot Z_{K2}} = 380 / (1,73 \cdot 49,17) = 4,47 \text{ (кА)}$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_K}{\sqrt{3} \cdot Z_{K3}} = 380 / (1,73 \cdot 81,61) = 2,69 \text{ (кА)}$$

$$I_{yK1} = q_1 \cdot I_{K1}^{(3)} = 8,03 \text{ (кА)}$$

$$I_{yK2} = q_2 \cdot I_{K2}^{(3)} = 4,47 \text{ (кА)}$$

$$I_{yK3} = q_3 \cdot I_{K3}^{(3)} = 2,69 \text{ (кА)}$$

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot K_{y1} \cdot I_{K1}^{(3)} = 11,242 \text{ (кА)}$$

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot K_{y2} \cdot I_{K2}^{(3)} = 6,258 \text{ (кА)}$$

$$i_{yK3} = \sqrt{2} \cdot K_{y3} \cdot I_{K3}^{(3)} = 3,766 \text{ (кА)}$$

9.3. Выбор защитных электрических аппаратов в цеховых сетях напряжением до 1000 (В)

9.3.1. Общие сведения о защитных электрических аппаратах в системах электроснабжения до 1 (кВ)

Одним из основных условий успешной и безопасной работы электрооборудования является его надежная защита как от сверхтока, так и тока утечки. В системах сельского электроснабжения наибольшее распространение получили аппараты, реагирующие на появление сверхтока в месте их установки, которые называются токовыми аппаратами защиты.

Аппаратом защиты называется коммутационный аппарат, автоматически отключающий электрическую цепь при повреждениях или аномальных режимах. В электрических сетях напряжением до 1 кВ в этом качестве используются плавкие предохранители, автоматические выключатели, электротепловые реле и устройства защитного отключения (УЗО).

Плавкий предохранитель - коммутационный аппарат, который вследствие расплавления одного или нее нескольких специально спроектированных и калиброванных элементов размыкает цепь, в которую он включен, отключая ток, если в течение достаточно продолжительного времени он превышает заданное значение. В состав плавкого предохранителя входят держатель, основание, держатель плавкой вставки и плавкая вставка.

Автоматический выключатель - механический коммутационный аппарат, способный включать, проводить и отключать токи при нормальном состоянии цепи, а также токи короткого замыкания в течение заданного времени при указанном аномальном состоянии цепи. Воздушный автоматический выключатель - выключатель, контакты которого размыкаются и замыкаются в воздухе при атмосферном давлении.

Автоматические выключатели снабжаются специальным устройством релейной защиты, которое в зависимости от их типа выполняется в виде токовой отсечки, максимальной токовой защиты или двухступенчатой токовой защиты. Для этого используются электромагнитные и электротепловые реле, которые называются расцепителями.

Конструктивно автоматические выключатели намного сложнее предохранителей и представляют собой сочетание выключателя и расцепителя.

Расцепитель - механическое устройство, связанное с автоматическим выключателем или встроенное в него, которое освобождает удерживающий механизм выключателя и вызывает его автоматическое срабатывание.

Электротепловое реле - коммутационный аппарат, применяемый в качестве комплектующего изделия в схемах управления электроприводом, предназначенный для защиты электродвигателя от перегрузок, в том числе возникающих при обрыве одной из фаз сети.

Устройства защитного отключения (УЗО), управляемые дифференциальным током (далее - УЗО-Д), предназначены для защиты людей и их имущества от поражения током и его теплового действия в электрических сетях переменного тока с номинальным напряжением не выше 440 (В) и номинальным током не более 200 (А). УЗО-Д - механический коммутационный аппарат или совокупность элементов, которые при достижении (превышении) дифференциальным током заданного значения и определенных условиях эксплуатации вызывают размыкание силовых контактов.

Автоматические выключатели со встроенной защитой от сверхтока могут дополняться функцией защиты от тока утечки. Автоматический выключатель, управляемый дифференциальным током со встроенной защитой от сверхтока (АВДТ), выполняет функции защиты от сверхтока.

9.3.2. Основные параметры защитных аппаратов до 1 (кВ)

Аппараты защиты выбираются по рабочим параметрам.

Рабочие параметры - номинальное напряжение, номинальный ток аппарата, номинальный ток расцепителя - определяются на основе технических данных проектируемой электроустановки.

Номинальные значения - общий термин, обозначающий значения параметров, определяющие рабочие условия, в соответствии с которыми проводятся испытания и на которые рассчитано электрооборудование. Для номинального переменного тока и соответствующего напряжения приводятся действующие значения симметричной составляющей, для постоянного тока при наличии мелкой пульсации номинальное напряжение определяется как среднее, а номинальный ток - как действующее значение. Это относится к любым значениям напряжения и тока, если нет других указаний.

Аппараты защиты должны быть проверены по режимам короткого замыкания (КЗ). При проверке определяются максимально и минимально возможные токи КЗ. По максимальным токам КЗ защитные аппараты проверяются на отключающую (или включающую) способность и стойкость к токам КЗ. По минимально возможным токам КЗ определяются максимально возможные выдержки времени защитных аппаратов, а в установках свыше 1 (кВ) проверяется чувствительность релейных защит.

Ток короткого замыкания – сверхток, обусловленный замыканием с ничтожно малым полным сопротивлением между точками электрической сети, которые в нормальных условиях эксплуатации имеют различный потенциал.

Сверхтоком в соответствии с ГОСТ 30331.1-95 называется электрический ток, значение которого превосходит наибольшее рабочее значение.

Ток перегрузки - это сверхток в электрической сети при отсутствии электрических повреждений. Примером является пусковой ток электродвигателя.

Током утечки в сети с заземленной нейтралью называется ток, протекающий по участку электрической сети, соединенной параллельно с нулевым рабочим проводником, а при отсутствии последнего - это ток нулевой последовательности.

Длительное прохождение сверхтока в электрической сети приводит к ряду нежелательных последствий:

1) перегрев электрических аппаратов и проводников, что может привести к пожару;

2) порча электрооборудования из-за деформации деталей под действием электромагнитных сил, возникающих при больших сверхтоках;

3) понижение уровня электробезопасности при коротких замыканиях.

При расчете токов КЗ в электроустановках напряжением до 1 (кВ) следует исходить из условия, что подведенное к трансформатору напряжение неизменно и равно его номинальному напряжению.

Отключающая способность аппарата защиты - это свойство отключать максимально возможный ток в защищаемой цепи без нарушения работоспособности самого аппарата при установленном напряжении в принятых условиях эксплуатации.

Отключающая способность каждого аппарата защиты должна быть не менее значения ожидаемого тока короткого замыкания в той точке сети, где установлен аппарат, за исключением случаев, оговоренных ниже.

Быстродействие аппарата защиты - это способность автоматически отключать электрическую цепь за наибольшее допустимое время при минимальном сверхтоке, обеспечивающая требуемую электробезопасность. Данную способность в электроустановках напряжением до 1 (кВ) проверяют по току однофазного короткого замыкания с использованием время-токовых характеристик аппарата защиты (рис. 9.5).

Времятоковая характеристика (характеристика расцепления) - кривая зависимости преддугового времени или времени отключения от ожидаемого тока в установленных условиях срабатывания. Эта зависимость в нормативно-технических документах (технических условиях, каталогах) приводится в виде графика с логарифмической системой координат. Основы логарифмической шкалы (размеры одного десятичного разряда) долж-

ны находиться в соотношении 2:1 с более длинными размерами по оси абсцисс.

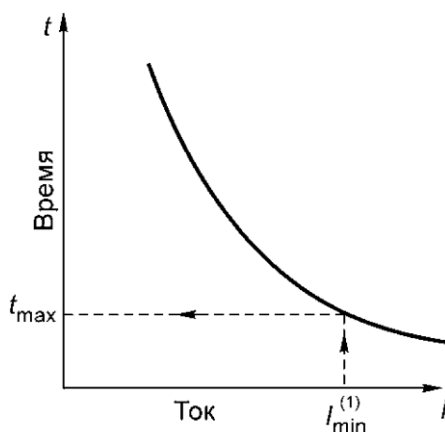


Рис. 9.5 - Определение быстродействия по времятоковой характеристике аппарата защиты

Зона времятоковых характеристик - область, ограниченная минимальной преддуговой времятоковой характеристикой и максимальной времятоковой характеристикой отключения в установленных условиях (рис. 9.6).

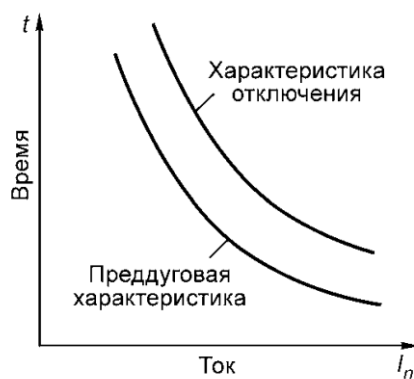


Рис. 9.6 - Зоны времятоковых характеристик предохранителя

На рисунке 9.7 показаны зоны срабатывания электротермического и электромагнитного расцепителей автоматического выключателя. Времятоковая характеристика автоматического выключателя с холодного состояния проходит выше аналогичной характеристики с нагретого состояния (рис. 9.7).

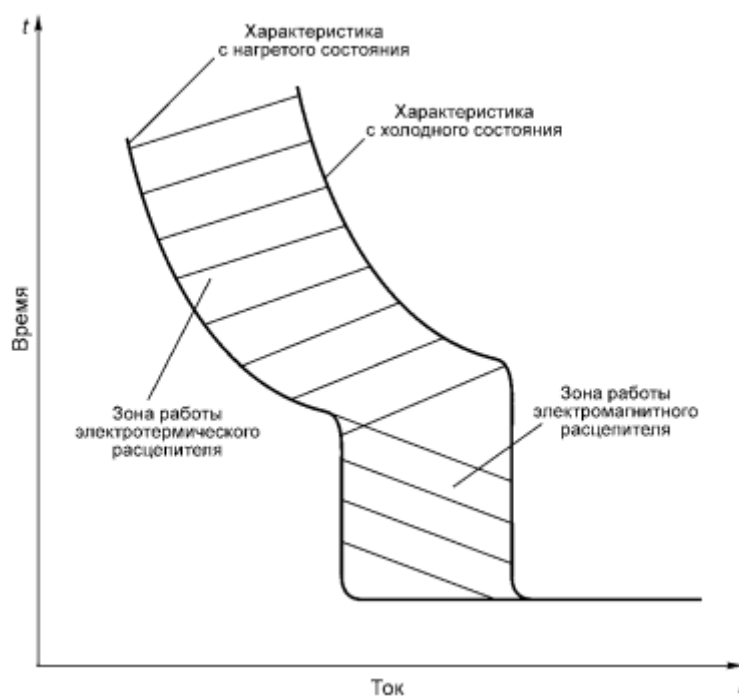


Рис. 9.7 - Зоны времятоковых характеристик выключателя

Преддуговое время - время между появлением тока, остаточного для расплавления плавкого элемента(ов), и моментом возникновения дуги.

Время отключения - сумма преддугового времени и времени дуги.

Время дуги - время между моментом возникновения дуги и моментом, когда она окончательно погаснет.

Под **селективностью** действия понимается свойство аппарата защиты отключать только поврежденный элемент или участок электрической сети. Термин «селективность» по ГОСТ Р 50030.2-99 определяется как координация в условиях КЗ между аппаратами защиты, объединенными в одной цепи, а по МЭК 60947-1 еще как резервная защита.

Селективность считается обеспеченной, если аппарат защиты со стороны источника питания (ИП - на рис. 9.8, 9.9) имеет защитную (времятоковую) характеристику, обеспечивающую время срабатывания при любом сверхтоке (вплоть до номинальной наибольшей отключающей способности) большее, чем у аппарата защиты со стороны нагрузки. Селективность обычно можно проверить чисто теоретически, т. е. путем сравнения защитных характеристик смежных аппаратов защиты.

Селективность может быть частичной (рис. 9.8) или полной (рис. 9.9).

Частичная селективность - селективность по сверхтокам, когда при последовательном соединении двух аппаратов защиты от сверхтоков аппарат со стороны нагрузки осуществляет защиту до определенного уровня сверхтока без срабатывания второго защитного аппарата.

Полная селективность - селективность по сверхтокам, когда при последовательном соединении двух аппаратов защиты от сверхтоков аппарат

со стороны нагрузки осуществляет защиту без срабатывания второго защитного аппарата.

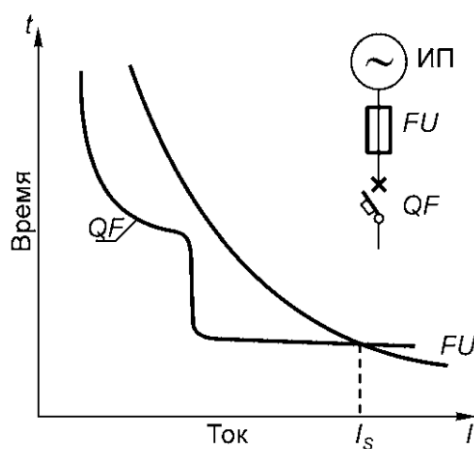


Рис. 9.8 - Пример частичной селективности между смежными защитами

Для получения полной селективности защитная характеристика QF2 должна проходить выше характеристики срабатывания (полного времени) QF1 (рис. 9.9).

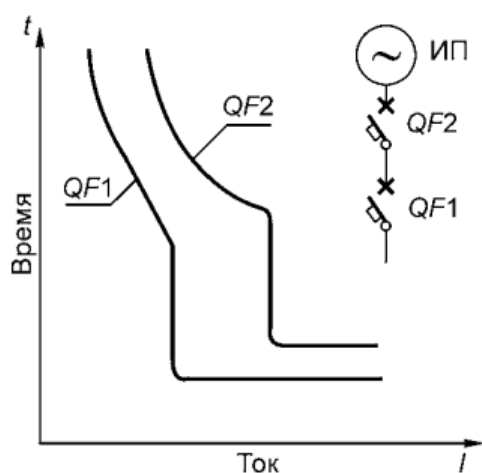


Рис. 9.9 - Пример полной селективности между смежными защитами

Предельный ток селективности (I_s) - токовая координата точки пересечения полной времятоковой характеристики защитного аппарата со стороны нагрузки и преддуговой (для плавких предохранителей) времятоковой характеристики или времятоковой характеристики расцепления второго защитного аппарата.

Расцепление - размыкание автоматического выключателя под воздействием расцепителя.

Предельный ток селективности (рис. 9.8) - это предельное значение тока:

1) ниже которого при последовательном соединении двух аппаратов защиты от сверхтоков защитный аппарат QF со стороны нагрузки завершает операцию отключения, чтобы воспрепятствовать началу действия второго защитного аппарата FU (т. е. обеспечивается селективность);

2) выше которого при последовательном соединении двух аппаратов защиты от сверхтоков защитный аппарат QF со стороны нагрузки может не успеть вовремя завершить операцию отключения, чтобы воспрепятствовать началу действия второго защитного аппарата FU (т. е. селективность не обеспечивается).

Ток координации (I_B) - это токовая координата точки пересечения времятоковых характеристик наибольшей отключающей способности двух смежных аппаратов защиты от сверхтоков. По сути, это предельное значение тока, выше которого при наличии двух последовательно соединенных аппаратов защиты от сверхтоков защитный аппарат, расположенный со стороны питания, как правило, обеспечивает резервную защиту второго защитного аппарата.

Вместо времятоковых характеристик можно использовать характеристики I^2t .

Характеристика I^2t выключателя - кривая, отражающая максимальные значения I^2t как функцию ожидаемого тока в указанных условиях эксплуатации.

I^2t (**интеграл Джоуля**) - интеграл квадрата силы тока по данному интервалу времени:

$$I^2t = \int_{t_2}^{t_1} i^2 di \quad (9.20)$$

Интеграл Джоуля автоматического выключателя определяет количество энергии, которую он способен пропустить через себя до момента отключения тока короткого замыкания.

Этот показатель приобрел особое значение с появлением современных автоматических выключателей с эффектом токоограничения, достигаемого с помощью специальных конструктивных решений - в частности конструкции дугогасительной камеры и системы магнитного дутья для гашения дуги.

Токоограничивающий аппарат защиты - аппарат защиты с чрезвычайно малым временем отключения, который в процессе и в результате своего срабатывания в установленном диапазоне токов ограничивает ток до значительно более низкого значения, чем пиковое значение ожидаемого тока.

Защиты, реагирующие на увеличение тока утечки в электрической сети, известны давно, однако нормативная база к их использованию появилась только с выходом седьмого издания ПУЭ и ГОСТ Р 50807-95.

Наиболее вероятными причинами увеличения тока утечки в электрической сети является старение изоляции машин, аппаратов, электроприемников, линий, а также непреднамеренное прикосновение людей к неизолированным или плохо изолированным токоведущим частям электроустановок. Своевременное отключение электроустановок на ранней стадии развития пробоя изоляции приводит к повышению уровня электропожаробезопасности.

9.3.3. Условие выбора и проверки предохранителей

Плавкие предохранители являются простыми и надежными аппаратами защиты максимального тока в сетях напряжением до и свыше 1000 В. Номинальный режим работы предохранителей - продолжительный, их защитные свойства не регулируются и определяются лишь типом предохранителя, габаритом основания плавкого предохранителя и номинальным током плавкой вставки.

В зависимости от защищаемого электрооборудования условия выбора и проверки предохранителей могут изменяться, однако эти условия для большинства электрооборудования похожи и могут быть классифицированы в соответствии с рисунками 9.10 и 9.11.

По назначению предохранители условно можно разбить на следующие группы: общего применения; сопутствующие; для защиты полупроводниковых приборов; для транспортных установок.

Предохранители общего применения используются для защиты силовых потребителей электроэнергии с высокой электротермической и электродинамической устойчивостью (например, электродвигателей, трансформаторов, внутрицеховых электросетей и т. п.). Они отключают все токи КЗ: от пограничного до тока наибольшей отключающей способности, имеют плавкие вставки типа (g) - с отключающей способностью в полном диапазоне токов отключения.



Рис. 9.10 - Основные условия, по которым выбираются предохранители

Предохранители сопутствующие применяются совместно с автоматическими выключателями или электротепловыми реле. Они должны отключать цепь только при больших токах КЗ, при этом либо ограничить ток КЗ до допустимого значения для выключателей, либо отключить цепь раньше, чем сработает выключатель (или реле).

Для таких предохранителей применяются плавкие вставки типа *a* - с отключающей способностью в части диапазона токов отключения (малые токовые перегрузки отключают автоматические выключатели или электротепловые реле).

Предохранители для защиты силовых полупроводниковых приборов отличаются высокими быстродействующими и токоограничивающими способностями, так как эти приборы термически малостойки.

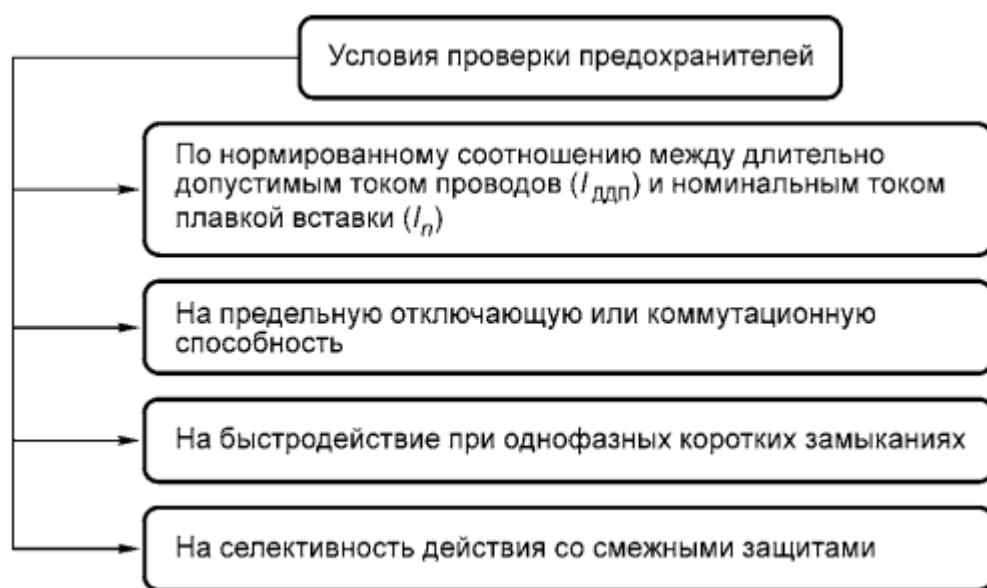


Рис. 9.11 - Основные условия проверки предохранителей

9.3.3.1. Основные параметры предохранителей

Номинальное напряжение предохранителя (U_n) должно быть равно или больше напряжения электроустановки ($U_{нс}$), которую он защищает.

Номинальный ток держателя плавкого предохранителя должен быть больше рабочего тока ($I_{раб}$), протекающего в защищаемой цепи. При этом номинальный ток держателя плавкого предохранителя не должен быть меньше номинального тока плавкой вставки.

Номинальный ток плавкой вставки (I_n) выбирается в зависимости от типа электрооборудования, характера и вида нагрузки в защищаемой цепи по условиям, изложенным в таблице 9.1. При этом значение номинального тока плавкой вставки, рассчитанное по таблице 9.1, следует округлять до большего стандартного значения из номинального ряда. Номинальный ток плавкой вставки - это значение тока, который плавкая вставка может дли-

тельно проводить в установленных условиях без повреждений. По ГОСТ 17242-86 номинальный ток плавкой вставки обозначается как $I_{ном}$, а по ГОСТ Р 50339-92 - как I_n .

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя при защите сетей внутренних электропроводок выбирают как ближайшее большее значение номинальной шкалы по условиям таблицы 9.1.

При защите линий напряжением 0,38 (кВ), например, отходящей от подстанции 10/0,4 (кВ) от сверхтоков выбирать номинальный ток плавкой вставки предохранителей следует, согласно следующему выражению:

$$I_n \geq 1,1 \cdot (I_{max} + 0,4 \cdot I_{n,max}), \quad (9.21)$$

где I_{max} - максимальный ток нагрузки линии 0,38 (кВ) без учета номинального тока самого мощного электродвигателя, А.

Если пусковой ток самого мощного электродвигателя составляет менее 10% от максимального тока нагрузки ($I_{п.мах} < 0,1 \cdot I_{max}$), то вторым слагаемым в условиях выбора можно пренебречь, а его номинальный ток следует учесть в токе I_{max} .

Предохранители на стороне напряжением 10 (кВ) защищают от междофазных коротких замыканий силовой трансформатор и вводы высшего напряжения подстанции 10/0,4 (кВ).

Предохранители, защищающие обмотки силового трансформатора со стороны напряжения 0,4 (кВ), выбирают из условия:

$$I_n \geq I_{HT} \quad (9.22)$$

где I_{HT} - номинальный ток силового трансформатора на стороне 10 (кВ).

Выражение для расчета номинального тока плавкой вставки (А) предохранителей силового трансформатора 10/0,4 (кВ) на стороне 10 (кВ):

$$I_n \geq 2 \div 3 \cdot I_{HT}. \quad (9.23)$$

Таблица 9.1 – Выражения для выбора номинального тока плавкой вставки предохранителей для осветительных и силовых цепей внутренних электропроводок

Характеристика защищаемого объекта	Условия выбора тока уставки расцепителя перегрузки (А)
1	2
Электропроводки пожароопасных и взрывоопасных помещений, а также проводки за которыми нет систематического надзора (жилые дома, служебно-бытовые, производственные, общественные и торговые помещения)	$I_n \geq 0,8 \cdot I_{РАБ}$
Осветительные сети с лампами накаливания	$I_n \geq I_{РАБ}$
Осветительные сети с ртутными дуговыми лампами типа ДРЛ, ДРИ, ДнаТ	$I_n \geq 1,1 \cdot I_{РАБ}$
Осветительные сети с люминисцентными лампами	$I_n \geq 1,2 \cdot I_{РАБ}$

Продолжение таблицы 9.1

1	2
Силовая сеть одиночного электродвигателя	$I_n \geq \frac{I_{H.ДВ} \cdot k_i}{\alpha}$
Силовая сеть, питающая группу электродвигателей	$I_n \geq \sum_1^{n-1} I_{H.ДВ} + \frac{I_{П.МАХ}}{\alpha}$
Силовая сеть электронагревательной установки	$I_n \geq 1,1 \div 1,2 \cdot I_{РАБ}$
Силовая сеть включающего электромагнита привода коммутационного аппарата	$I_n \geq 1,3 \cdot I_{РАБ}$
Сеть цепей управления	$I_n \geq 2,5 \cdot I_{РАБ}$
Цепи полупроводниковых приборов с циклическим режимом работы	$I_n \geq 0,5 \div 0,75 \cdot I_{ПП}$
Силовая сеть конденсаторных установок	$I_n \geq 1,6 \cdot \frac{Q}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}$

Примечание:

$I_{H.ДВ}$ – номинальный ток электродвигателя (А).

α – коэффициент, учитывающий тяжесть пуска электродвигателя (табл. 9.2).

$\sum_1^{n-1} I_{H.ДВ}$ – сумма номинальных токов одновременно работающих электродвигателей без учёта тока электродвигателя с наибольшим пусковым током.

$I_{П.МАХ}$ – пусковой ток самого мощного электродвигателя в группе, (А).

$I_{ПП}$ – номинальный ток защищаемого полупроводникового прибора (А).

Таблица 9.2 – Коэффициент α для асинхронных электродвигателей

Пусковые условия электродвигателя	Коэффициент α
Нормальные условия пуска	2,5
Тяжелые условия пуска (10 – 40 секунд)	1,6
Двигатель с фазным ротором	0,8-1

При защите предохранителями сетей внутренних электропроводок от перегрузок и коротких замыканий проверка должна производиться по нормируемым кратностям допустимого тока проводника к соответствующему току плавкой вставки предохранителя с учетом таблицы 9.3.

Согласование длительно допустимых токов проводников с токами вставок аппаратов защиты следует проводить независимо от стадии проектирования, как на этапе выбора сечения проводников, так и при выборе защитных аппаратов.

Условие соответствия длительно допустимой токовой нагрузки на проводник (по сути, пропускной способности сети) току срабатывания плавкого предохранителя определяется выражением:

$$\frac{I_{\text{ддп}} \cdot K_{\text{п}}}{I_n} \geq K_3. \quad (9.24)$$

Если температура окружающего воздуха совпадает с нормируемой и нет параллельно проложенных проводников, нагруженных током, то при согласовании следует принимать $K_{\text{п}} = 1$. Наименьшие значения кратности предохранителей K_3 нормируются.

При защите проводников от токов перегрузки также следует обеспечить условия ГОСТ 30331.5-95 (ГОСТ Р 50571.5-94):

$$I_{\text{раб}} \leq I_n \leq I_{\text{ддп}} \quad (9.25)$$

$$I_n \leq 1,45 \cdot I_{\text{ддп}} \quad (9.26)$$

При невыполнении условий таблицы 9.3 необходимо либо увеличить сечение проводников до экономически разумного предела, тем самым увеличивая длительно допустимый ток, либо заменить предохранитель автоматическим выключателем, у которого для защиты от перегрузок более благоприятная защитная характеристика и иные нормируемые значения допустимой кратности тока.

Если предохранитель выбран для защиты воздушных электрических сетей, то указанную проверку можно не производить.

Таблица 9.3 – Нормируемые соотношения между длительно допустимым током проводника и номинальным током плавкой вставки предохранителя

Характеристика проводников	Характеристика помещений	K_3
Сети защищаемые от токов короткого замыкания		
Проводники всех типов	Все помещения	$\frac{I_{\text{ддп}} \cdot K_{\text{п}}}{I_n} \geq 0,33$
Сети защищаемые от токов перегрузки и короткого замыкания		
Открыто проложенные изолированные провода с горючей оболочкой	Производственные невзрывоопасные помещения и все прочие помещения	$\frac{I_{\text{ддп}} \cdot K_{\text{п}}}{I_n} \geq 1,25$
Защищённые провода, кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией	Производственные пожароопасные помещения. Помещения: торговые служебно-бытовые, промышленных предприятий, общественные, жилые и взрывоопасные установки	
Кабели с бумажной изоляцией	Помещения: пожароопасные, торговые, служебно-бытовые, промышленных предприятий, общественные, жилые и взрывоопасные установки	$\frac{I_{\text{ддп}} \cdot K_{\text{п}}}{I_n} \geq 1,0$

Примечание: K_3 – кратность длительно допустимого тока проводника по отношению к номинальному току плавкой вставки предохранителя.

9.3.4. Автоматические выключатели

9.3.4.1. Условия выбора и проверки автоматических выключателей

Автоматические выключатели (автоматы) кроме защиты электрических сетей и установок от аварийных режимов работы (коротких замыканий и токовых перегрузок) срабатывают при понижении напряжении, а также защищают людей от поражения электрическим током. Их применяют в электроустановках для нечастых включений и отключений электрических цепей вручную с номинальным напряжением до 1500 (В) постоянного тока и до 1000 (В) переменного тока частотой 50 (Гц).

Основные условия выбора автоматических выключателей приведены на рисунке 9.12.

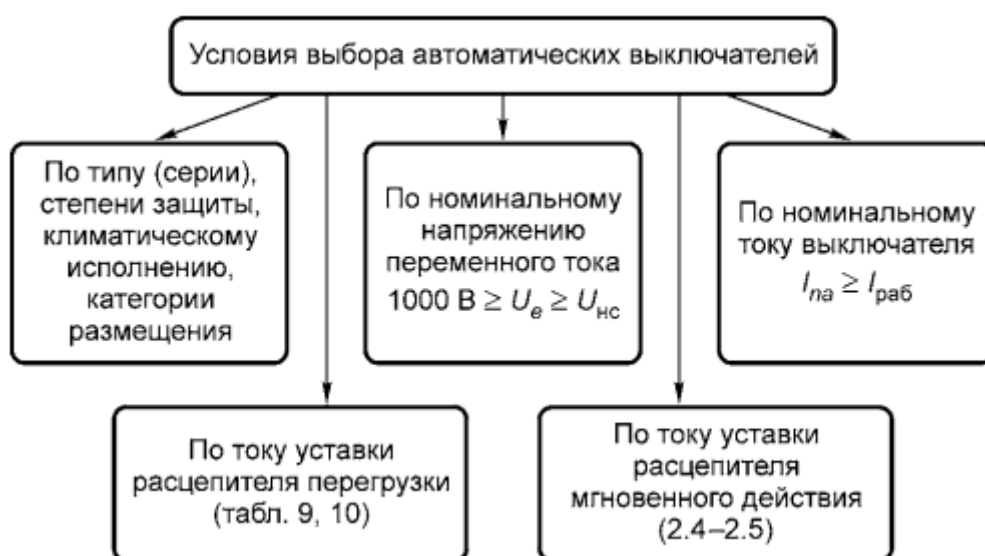


Рис. 9.12 - Условия выбора автоматических выключателей

Номинальное напряжение выключателя (U_e) - напряжение переменного или постоянного тока, протекающего через автоматический выключатель, при котором нормируются его технические характеристики.

Номинальный ток выключателя ($I_{на}$) - установленное изготовителем значение тока (переменного или постоянного), протекающего в продолжительном режиме через автоматический выключатель при указанной контрольной температуре окружающего воздуха.

Под **продолжительным режимом** в стандартах понимают такой режим, при котором главные контакты автоматического выключателя, оставаясь замкнутыми, непрерывно проводят установившийся ток в течение длительного времени (неделями, месяцами и даже годами).

Автоматические выключатели, оснащенные расцепителями с регулируемой выдержкой времени (обычно от 0,1 до 0,6 с), позволяют при отключении добиваться замедления относительно смежных защит той же сети, поэтому их еще называют **селективными**.

Автоматические выключатели с расцепителями, обеспечивающими отключение в сети частотой 50 (Гц) токов короткого замыкания за время, намного меньшее 0,01 (с), за которое сверхток не успевает достигнуть своего наибольшего (ударного) значения, принято называть **токоограничивающими**.

В литературе встречаются следующие термины тока уставки расцепителя перегрузки: номинальный ток теплового расцепителя; номинальный ток электротермического (полупроводникового) расцепителя; уставка по току срабатывания в зоне токов перегрузки.

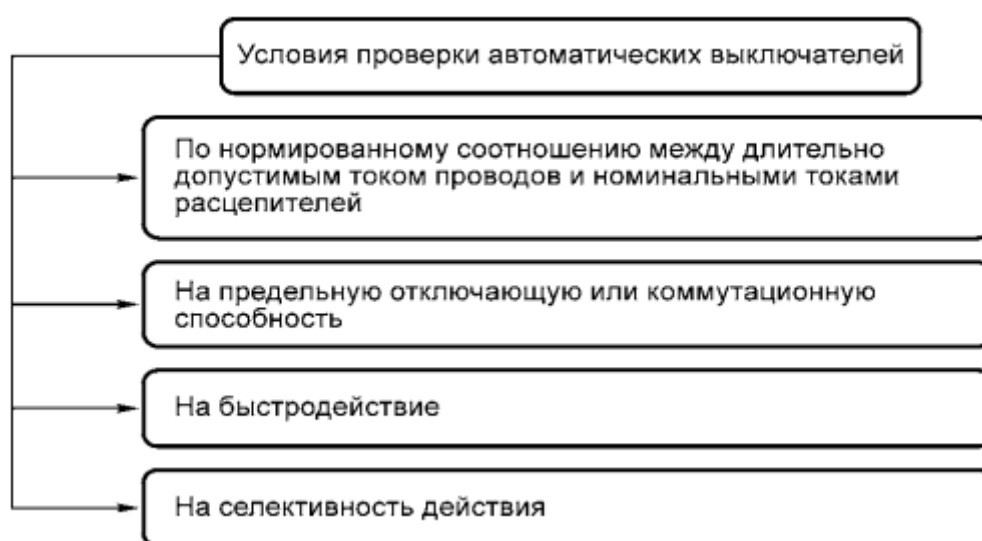


Рис. 9.13 - Основные условия проверки автоматических выключателей

Ток уставки расцепителя мгновенного действия может также называться: ток отсечки, уставка по току срабатывания в зоне токов короткого замыкания, ток мгновенного расцепления. Условия проверки автоматических выключателей даны на рисунке 9.13.

9.3.4.2. Выбор тока уставки расцепителя перегрузки выключателя при защите внутренних электропроводок

Автоматические выключатели, предназначенные для защиты электропроводок зданий и аналогичных объектов, чаще всего обслуживаются необученным персоналом, поэтому выбирать токи уставки расцепителей перегрузки здесь следует особо тщательно.

Номинальный ток (ток уставки) расцепителя перегрузки (I_R) - значение переменного или постоянного тока, как правило, $1,05 - 1,2 \cdot I_R$, при длительном протекании которого автоматический выключатель не отключается.

При токовой перегрузке, превысившей условное время (1 час - для автоматических выключателей с номинальным током до 63 (А), 2 часа - для

выключателей свыше 63 (А)), автоматический выключатель отключит ток в защищаемой электрической цепи.

Номинальный ток расцепителя перегрузки выбирают из стандартного ряда, но он не может превышать номинального тока выключателя ($I_{на}$).

Выбор тока уставки расцепителя перегрузки автоматических выключателей следует производить с учетом выражений, представленных в таблице 9.4.

В качестве номинального тока (тока уставки) расцепителя перегрузки следует принимать большее ближайшее значение из стандартного ряда для конкретной серии автоматических выключателей.

Таблица 9.4 – Расчётные выражения для выбора тока уставки расцепителей перегрузки автоматических выключателей

Характеристика защищаемого объекта	Условия выбора тока уставки расцепителя перегрузки (А)
Электропроводки пожароопасных и взрывоопасных помещений, а также проводки за которыми нет систематического надзора (жилые дома, служебно-бытовые, производственные, общественные и торговые помещения)	$I_R \geq 0,8 \cdot I_{РАБ}$
Осветительные сети с лампами накаливания	$I_R \geq I_{РАБ}$
Осветительные сети с ртутными дуговыми лампами типа ДРЛ, ДРИ, ДнаТ	$I_R \geq 1,4 \cdot I_{РАБ}$
Осветительные сети с люминисцентными лампами	$I_R \geq 2,0 \cdot I_{РАБ}$
Силовая сеть одиночного электродвигателя с лёгкими условиями пуска (до 10 секунд)	$I_R \geq I_{Н.ДВ}$
Силовая сеть одиночного электродвигателя с тяжёлыми условиями пуска (свыше 10 секунд)	$I_R \geq 1,5 \cdot I_{Н.ДВ}$
Силовая сеть, питающая электродвигатель при отсутствии сведений о длительности пуска	$I_R \geq 1,25 \cdot I_{Н.ДВ}$
Силовая сеть электронагревательной установки, а также включающего электромагнита привода коммутационного аппарата	$I_R \geq 1,1 \div 1,2 \cdot I_{РАБ}$
Сеть цепей управления	$I_R \geq 2,5 \cdot I_{РАБ}$
Силовая сеть конденсаторных установок	$I_R \geq 1,3 \cdot \frac{Q}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}$
Цепи полупроводниковых приборов	$I_R \geq (0,5 \div 0,75) \cdot I_{ПП}$

9.3.4.3. Выбор тока уставки расцепителя перегрузки выключателя для защиты линий напряжением 0,38 (кВ)

Кроме автоматических выключателей с расцепителями перегрузки (электротермическим или полупроводниковым) с зависимой характеристикой для защиты линий напряжением 0,38 (кВ) применяются также автома-

тические выключатели с независимым (дистанционно управляемым) расцепителем, который получает питание при срабатывании внешних защитных устройств, таких, например, как ЗТ-0,4 или ЗТИ-0,4.

Защитные характеристики устройств ЗТИ-0,4 (ЗТ-0,4) аналогичны характеристике расцепителя перегрузки, т. е. имеют обратно зависимую от тока выдержку времени при срабатывании. Указанная защита обеспечивает лучшую отстройку в сетях напряжением 0,38 (кВ) от токов несимметрии однофазных нагрузок и резкого спада тока однофазного короткого замыкания по мере удаления точки КЗ от питающего трансформатора.

Условие выбора тока уставки расцепителя перегрузки (А) автоматического выключателя при защите линии (отходящей от подстанции 10/0,4 (кВ)) напряжением 0,38 (кВ):

$$I_R \geq 1,1 \cdot (I_{\max} + 0,4 \cdot I_{П.МАХ}) \quad (9.27)$$

Условие выбора тока срабатывания (А) ЗТИ-0,4 при защите линии (отходящей от подстанции 10/0,4 (кВ)) напряжением 0,38 (кВ) от однофазных коротких замыканий:

$$I_{CЗ} \geq 0,6 \cdot I_{\max} \quad (9.28)$$

От однофазных коротких замыканий защита ЗТИ-0,4 и ЗТ-0,4 имеет номинальную шкалу уставок 40, 80 и 120 (А). Приставка ЗТИ-0,4 имеет дополнительную защиту от замыканий на землю с нерегулируемым током срабатывания 3-7 (А).

Относительным недостатком, сдерживающим широкое применение защиты ЗТИ-0,4 на линиях напряжением 0,38 (кВ), является её недостаточный номинальный ток - всего 160 (А).

9.3.4.4. Выбор тока уставки расцепителя мгновенного действия выключателя для защиты электродвигателей

Ток уставки расцепителя мгновенного действия (I_i) - значение переменного или постоянного тока, при котором происходит практически мгновенное срабатывание автоматического выключателя с разрывом электрической цепи. Ток расцепителя мгновенного действия нормируется либо в единицах тока, либо как величина, кратная номинальному току расцепителя перегрузки, например $10 \cdot I_R$.

Следует иметь в виду, что термин «мгновенного действия» вовсе не означает отсутствие выдержки времени при срабатывании, поскольку для автоматического выключателя оно существует - от 10 до 100 (мс) в зависимости от типа.

Для автоматических выключателей, защищающих одиночный электродвигатель, ток уставки расцепителя мгновенного действия I_i выбирается по условию

$$I_i \geq \kappa_H \cdot I_{П}, \quad (9.29)$$

где I_n - пусковой ток электродвигателя, (А); κ_n - коэффициент надежности (табл. 9.5).

Таблица 9.5 – Значения коэффициента надёжности (κ_n) для отстройки пусковых токов различных автоматических выключателей

Серия выключателя	Тип расцепителя	Коэффициент надёжности (κ_n)
A3700, ВА	Полупроводниковый	1,5
Электрон	Полупроводниковый, РТМ	1,6
АВМ	Электромагнитный	1,8
A3100, A3700, ВА, АЕ2000, АП 50	Электромагнитный	2,1
Электрон	Полупроводниковый, МТЗ	2,2

При групповой защите электродвигателей ток отсечки автоматического выключателя рассчитывается как:

$$I_i \geq \kappa_n \cdot \left[\sum I_n + (I_{п.маx} - I_{н.маx}) \right] \quad (9.30)$$

где $\sum I_n$ - сумма номинальных токов подключенных электродвигателей; $I_{н.маx}$ - номинальный ток наиболее мощного электродвигателя в группе. У выбранного автоматического выключателя ток уставки расцепителя мгновенного действия должен входить в номинальный диапазон значений соответствующей характеристики.

Использование для управления электродвигателями автоматических выключателей (вместо магнитных пускателей и контакторов с электротепловыми реле) допускается лишь в соответствии с техническими условиями на эти выключатели или по согласованию с заводом-изготовителем. Для защиты электродвигателей рекомендуется выбирать автоматические выключатели с защитными характеристиками, имеющими кратности тока более 10.

9.3.4.5 Выбор тока уставки расцепителя мгновенного действия выключателя при защите линий напряжением 0,38 (кВ)

При защите линий напряжением 0,38 (кВ) от коротких замыканий ток уставки расцепителя мгновенного действия автоматического выключателя следует выбирать по выражению

$$I_{от} \geq \kappa_n \cdot (I_{п.маx} + \sum I_n) \quad (9.31)$$

где $\sum I_n$ – максимально возможный пусковой ток одновременно запускаемых электродвигателей. Коэффициент надежности κ_n при выборе тока уставки расцепителя мгновенного действия следует принимать равным 1,2.

В качестве номинального тока расцепителя мгновенного действия используется ближайший стандартный диапазон значений соответствующей

характеристики. При отсутствии на линии асинхронных электродвигателей можно выбирать тип С или G защитной характеристики выключателей.

Ток срабатывания защиты ЗТ-0,4 от междуфазных коротких замыканий вычисляется по выражению:

$$I_{CЗ} \geq 1,5 \cdot I_{MAX}. \quad (9.32)$$

Вычисленное значение тока срабатывания округляют до стандартного значения уставки - 100, 160 или 250 (А).

Таблица 9.6 – Нормируемые соотношения между длительно допустимым током проводника и током расцепителя автоматического выключателя

Характеристика проводников	Характеристика помещений	Кратность длительно допустимого тока проводника по отношению к току расцепителя аппарата защиты (Кз)		
		Расцепители с зависимой защитной характеристикой		Расцепители с независимой защитной характеристикой
		нерегулируемый	регулируемый	
Сети, защищаемые от токов короткого замыкания				
Проводники всех типов	Все помещения	$\frac{I_{длп} \cdot K_{п}}{I_R} \geq 1,0$	$\frac{I_{длп} \cdot K_{п}}{I_R} \geq 0,67$	$\frac{I_{длп} \cdot K_{п}}{I_i} \geq 0,22$
Сети, защищаемые от токов перегрузки и короткого замыкания				
Открыто проложенные изолированные провода с горючей оболочкой	Производственные невзрывоопасные помещения и все прочие помещения	$\frac{I_{длп} \cdot K_{п}}{I_R} \geq 1,0$		$\frac{I_{длп} \cdot K_{п}}{I_i} \geq 1,25$
Защищённые провода, кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией, провода в трубах	Производственные пожароопасные помещения	$\frac{I_{длп} \cdot K_{п}}{I_R} \geq 1,0$		$\frac{I_{длп} \cdot K_{п}}{I_i} \geq 1,0$
Защищённые провода, кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией, провода в трубах	Помещения: торговые служебно-бытовые, промышленных предприятий, общественные, жилые и взрывоопасные установки	$\frac{I_{длп} \cdot K_{п}}{I_R} \geq 1,0$		$\frac{I_{длп} \cdot K_{п}}{I_i} \geq 1,25$
Кабели с бумажной изоляцией	Помещения: пожароопасные, торговые, служебно-бытовые, промышленных предприятий, общественные, жилые и взрывоопасные установки	$\frac{I_{длп} \cdot K_{п}}{I_R} \geq 1,0$	$\frac{I_{длп} \cdot K_{п}}{I_R} \geq 0,67$	$\frac{I_{длп} \cdot K_{п}}{I_i} \geq 1,0$

9.3.4.6 Проверка расцепителей автоматических выключателей по допустимой кратности тока проводника

При защите автоматическими выключателями сетей внутренних электропроводок от перегрузок и коротких замыканий выполняется проверка по нормируемым кратностям длительно допустимого тока проводника к соответствующему току расцепителя автоматического выключателя с учетом норм таблицы 9.6. Проведение указанной проверки позволяет обеспе-

чить пожаробезопасность электроустановки при оптимальной пропускной способности проводников и выключателей.

9.3.5. Пример расчёта и выбора защитных аппаратов в цеховой сети 0,38 (кВ)

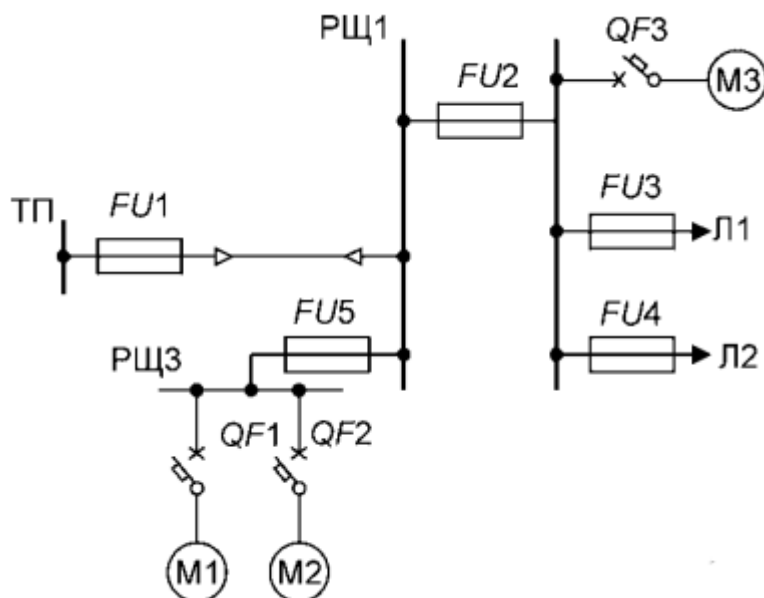


Рис. 9.14 - Исходная схема распределительной сети цеха

Таблица 9.7 – Исходные данные к расчёту

Потребитель	Номинальная мощность (кВт)	Номинальный ток (А)	Кратность пускового тока	Коэффициент загрузки
М1 (ЭД)	30	58	7,5	0,8
М2 (ЭД)	18,5	36	7,5	1
М3 (ЭД)	7,5	16,5	7	1
Л1 (Освещ.)	18	27	---	1
Л2 (Освещ.)	27	40,5	---	1

Дано:

От трансформаторной подстанции (ТП) мощностью 100 (кВА) к первому распределительному щиту (РЩ1) в земле, где температура 15°C , проложен кабель длиной 200 метров с алюминиевыми жилами.

В месте прокладки линии длиной 70 метров от РЩ1 до РЩ2 температура среды не превышает 20°C ; остальная сеть проходит в помещениях с температурой 25°C . Проводка к электродвигателям выполнена в трубах, остальная - открыто. Провода - алюминиевые, марки АПВ. Коэффициент одновременности на участке ТП-РЩ1 равен 0,9.

Электродвигатели М1, М2, М3 удалены от своих РЩ на расстояние 30 метров. РЩ3 удален от РЩ1 на 10 метров. Протяженности осветительных сетей Л1, Л2 - по 50 метров.

Определить:

Выбрать уставки защитных аппаратов и сечения проводников в распределительной сети напряжением 380 (В) (рис. 9.14), питающей электродвигатели и осветительную нагрузку производственного помещения.

Решение:

1. По номинальному напряжению 380 (В) и току 58 (А) электродвигателя М1 выбираем автоматический выключатель QF1 типа ВА13-29-33 (см. табл. П.9.10, приложение П.9).

2. Определяем ток уставки расцепителя перегрузки :

$$I_R \geq I_{н.дв} = 58 \text{ (А)}$$

3. Принимаем ближайшее большее стандартное значение $I_R=63 \text{ (А)}$.

4. Проверяем несрабатывание расцепителя мгновенного действия автоматического выключателя при пуске электродвигателя.

Пусковой ток электродвигателя :

$$I_{п1} = k_i \cdot I_{н.дв} = 7,5 \cdot 58 = 435 \text{ (А)}$$

5. Ток срабатывания расцепителя мгновенного действия выбранного выключателя QF1 с учетом кратности (см. табл. П.9.10, приложение П.9) составляет :

$$I_i = 12 \cdot I_R = 12 \cdot 63 = 756 \text{ (А)}$$

Это значение удовлетворяет неравенству :

$$I_i \geq k_H \cdot I_{п1} = 1,5 \cdot 435 = 652,5 \text{ (А)},$$

т.е. электродвигатель М1 при пуске не отключится расцепителем мгновенного действия (отсечкой) выключателя QF1.

6. Выбираем площадь сечения провода по условиям длительно допустимого тока :

$$I_{ддп} > I_{н.дв} = 58 \text{ (А)}$$

$$I_{ддп} \geq 0,8 \cdot I_R = 0,8 \cdot 63 = 50,4 \text{ (А)}$$

По значению тока 58 А находим из таблицы П.7.1 (приложение П.7) ближайшее большее значение длительно допустимого тока 60 (А) и площадь сечения алюминиевого провода 16 (мм²).

7. По номинальному напряжению 380 (В) и току 36 (А) электродвигателя М2 выбираем автоматический выключатель QF2 типа ВА13-29-33 (табл. П.9.10, приложение П.9).

8. По номинальному току рассчитываем ток уставки расцепителя перегрузки:

$$I_R \geq 36 = 36 \text{ (А)}$$

Принимаем стандартное значение 40 (А).

9. Пусковой ток электродвигателя $I_{п2} = 7,5 \cdot 36 = 270$ (А).

10. Ток срабатывания расцепителя мгновенного действия:

$$I_i = 12 \cdot 40 = 480 \text{ (А)}$$

Так как по условию :

$$1,5 \cdot 270 = 405 < 480 \text{ (А)}$$

Следовательно расцепитель мгновенного действия автоматического выключателя QF2 при пуске не отключит электродвигатель М2.

11. Площадь сечения провода на участке РЩ3-М2 определяем по аналогии с участком сети РЩ3-М1 :

$$I_{ддп} > I_{н.дв} = 36 \text{ (А)}$$

$$I_{ддп} \geq 0,8 \cdot I_R = 0,8 \cdot 40 = 32 \text{ (А)}$$

По значению тока 36 (А) принимаем провод площадью сечения 10 (мм²) при длительно допустимом значении тока $I_{ддп} = 47$ (А) (см. табл. П.7.1, приложение П.7).

12. По номинальным данным электродвигателя М3 (см. табл. 9.7) выбираем автоматический выключатель QF3 типа ВА14-26-34 по таблице П.9.10 (приложение П.9).

13. Определяем ток уставки расцепителя перегрузки: $I_R \geq 16,5$ (А).

Принимаем стандартное значение 20 (А).

14. Пусковой ток электродвигателя $I_{п3} = 7 \cdot 16,5 = 115,5$ (А).

15. Ток срабатывания расцепителя мгновенного действия выключателя QF3 :

$$I_i = 10 \cdot 20 = 200 \text{ (А)}$$

Так как $1,5 \cdot 115,5 = 173,3 < 200$ (А), то выключатель QF3 при пуске не отключит электродвигатель М3.

16. Из условий :

$$I_{ддп} > I_{н.дв} = 16,5 \text{ (А)}$$

$$I_{ддп} \geq 0,8 \cdot I_R = 0,8 \cdot 20 = 16 \text{ (А)}$$

Находим площадь сечения провода 2,5 мм² при длительно допустимом токе 19 (А) (табл. П.7.1, приложение П.7).

17. Для участка РЩ2–Л1 по рабочему току $I_{раб} = I_n = 27$ (А) определяем номинальный ток держателя плавкого предохранителя FU3 и ток плавкой вставки $I_n \geq 1,1 \cdot 27 = 29,7$ (А).

18. Выбираем предохранитель НПН-260 (табл. П.9.9, приложение П.9) с номинальным током плавкой вставки $I_n = 31,5$ А.

19. Из условия $I_{ддп} = I_n = 31,5$ (А) по таблице П.7.1 (приложение П.7) для открытой прокладки выбираем площадь сечения провода 4 (мм²) при длительно допустимом токе $32 > 31,5$ (А).

20. Для участка РЩ2–Л2 по рабочему току $I_{\text{раб}} = I_n = 40,5$ (А) определяем номинальный ток держателя плавкого предохранителя FU4 и номинальный ток плавкой вставки $I_n \geq 1,1 \cdot 40,5 = 44,6$ (А).

21. Принимаем предохранитель ПР2 с номинальным током держателя плавкого предохранителя 60 (А) и током плавкой вставки 45 (А) (табл. П.9.8, приложение П.9).

22. Из условия $I_{\text{ДДП}} = I_n = 45$ (А) по таблице П.7.1 (приложение П.7) выбираем ближайшую меньшую площадь сечения провода 10 (мм²), которой соответствует длительно допустимый ток $55 > 45$ (А).

23. Для участка сети РЩ1–РЩ2 по рабочему току :

$$I_{\text{раб}} = 0,9(16,5 + 27 + 40,5) = 75,6 \text{ (А)}$$

24. Выбираем предохранитель FU2, а его ток плавкой вставки - по наибольшему току из условий :

$$I_n \geq I_{\text{раб}} = 75,6 \text{ (А)}$$

$$I_n \geq \frac{I_{\text{ПЗ}}}{\alpha} + \sum I_{\text{раб}} = \frac{115,5}{2,5} + 27 + 40,5 = 113,7 \text{ (А)}$$

25. Принимаем предохранитель ПН2-250 (табл. П.9.9, приложение П.9) с номинальным током держателя предохранителя 250 (А) и током плавкой вставки $I_n = 125$ (А).

26. Из условия $I_{\text{ДДП}} = I_n = 125$ (А) по таблице П.7.1 (приложение П.7) выбираем площадь сечения провода 35 (мм²) при длительно допустимом токе 130 (А).

27. Корректируем длительно допустимый ток с учетом температуры окружающей среды (табл. П.7.4, приложение П.7) :

$$I'_{\text{ДДП}} = \kappa_{\text{П}} \cdot I_{\text{ДДП}} = 1,06 \cdot 125 = 132,5 \text{ (А)}$$

Так как с учетом температурной коррекции длительно допустимый ток оказался меньше расчетного, то принимаем большую площадь сечения провода 50 (мм²), у которого допустимый ток 165 (А) (см. табл. П.7.1, приложение П.7).

28. Для FU5 на участке сети РЩ1–РЩ3 по току :

$$I_n \geq I_{\text{НД2}} + \frac{I_{\text{П1}}}{\alpha} = 36 + \frac{435}{2,5} = 210 \text{ (А)}$$

29. Определяем ток плавкой вставки предохранителя ПН2-250 равным 250 (А) (см. табл. П.9.9, приложение П.9). Номинальный ток держателя предохранителя FU5 - 250 (А).

30. Из условия $I_{\text{ДДП}} = I_n = 250$ (А) по табл. П.7.1 (приложение П.7) выбираем площадь сечения провода 95 (мм²) при длительно допустимом токе 255 (А).

31. Максимальный рабочий ток кабельной линии ТП–РЩ1 :

$$I_{\text{раб}} = \frac{I_{\text{П1}}}{\alpha} + \kappa_0 \cdot \sum_{i=1}^n I_{\text{раб.i}} = \frac{435}{2,5} + 0,9 \cdot (36 + 16,5 + 27 + 40,5) = 282 \text{ (А)}$$

здесь k_0 - коэффициент одновременности.

Расчетный ток плавкой вставки предохранителя FU1 $I_n = 282$ (А).

32. Выбираем предохранитель ПН2-400 с номинальным током держателя предохранителя 400 (А) и током плавкой вставки 315 (А) (табл. П.9.9, приложение П.9).

33. Из условия $I_{дп} = I_n = 315$ (А) по ПУЭ определяем площадь сечения жилы кабеля при прокладке в земле - 150 (мм²), длительно допустимый ток составляет 335 (А).

34. Принимаем кабель ААШв-3х150+1х70.

ЛИТЕРАТУРА

1. Фролов, Ю. М. Основы электроснабжения : учебное пособие / Ю. М. Фролов, В. П. Шелякин. – Санкт-Петербург : Лань, 2022. – 480 с.
2. Ополева, Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учебное пособие / Г.Н. Ополева. – Москва : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2022. – 416 с.
3. Щербаков, Е. Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях : учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2025. – 495 с.
4. Кудрин Б. Электроснабжение. – Москва: Академия, 2012. – 352 с.
5. Шеховцов В.П. Расчёт и проектирование схем электроснабжения. – Москва: Форум, 2014. – 216 с.
6. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 670 с.
7. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Электроснабжение. – Москва: Радио-софт, 2009. – 326 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П.1.1 - Коэффициенты спроса осветительных нагрузок

Характеристика помещения	$K_{с.осв}$
Мелкие производственные здания и торговые помещения	1
Производственные здания, состоящие из отдельных крупных про-	0,95
Производственные здания, состоящие из ряда отдельных помеще-	0,85
Библиотеки, административные здания, предприятия обществен-	0,9
Лечебные заведения и учебные учреждения, конторско-бытовые	0,8
Складские здания, электрические подстанции	0,6
Аварийное освещение	1,0

Таблица П.1.2 - Удельная мощность (плотность) осветительной нагрузки, (Вт/м²)

Наименование объекта	$P_{уд.осв}$
Литейные и плавильные цеха	12-19
Механические и сборочные цеха	11-16
Электросварочные и термические цеха	13-15
Инструментальные цеха	15-16
Деревообрабатывающие и модельные цеха	15-18
Блоки вспомогательных цехов	17-18
Инженерные корпуса	16-20
Центральные заводские лаборатории	20-27
Заводы горно-шахтного оборудования	10-13
Освещение территории	0,16

Таблица П.1.4 - Определение эффективного количества потребителей $n_{\text{э}}$

n	$K_{\text{и.ср}}$	m	$P_{\text{н}}$	Формула для $n_{\text{э}}$
<5	$\geq 0,2$	≥ 3	Переменная	$n_{\text{э}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{\text{н.и}} \right)^2}{\sum_{i=1}^n (P_{\text{н.и}}^2)}$ $\sum_{i=1}^n P_{\text{н.и}}$ - сумма номинальных мощностей всех потребителей
≥ 5	$\geq 0,2$	≥ 3	Постоянная	$n_{\text{э}} = n$
≥ 5	$\geq 0,2$	<3		$n_{\text{э}} = n$
≥ 5	<0,2	<3		$n_{\text{э}} = n$
≥ 5	$\geq 0,2$	≥ 3		$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{н.и}}}{P_{\text{н.макс}}}$ $P_{\text{н.макс}}$ – мощность наибольшего потребителя $\sum_{i=1}^n P_{\text{н.и}}$ - сумма номинальных мощностей всех потребителей
≥ 5	<0,2	≥ 3		Применяется метод относительных единиц: $n_{\text{э}} = 0,95 \cdot \frac{P_{\text{ном}}^2}{\frac{P_{\text{ном1}}^2}{n_1} + \frac{(P_{\text{ном}} - P_{\text{ном1}})^2}{n - n_1}}$ n – фактическое количество электроприёмников; n_1 – число наибольших электроприёмников, мощность каждого из которых не менее половины мощности наибольшего электроприёмника (включая сам наибольший электроприёмник); $P_{\text{ном}}$ – суммарная номинальная мощность всех электроприёмников; $P_{\text{ном1}}$ – суммарная номинальная мощность n_1 наибольших электроприёмников группы;
>300	$\geq 0,2$	≥ 3	-----	$n_{\text{э}} = n$

**Таблица П.1.5 – Определение коэффициента максимума $K_{м.а}$
в зависимости от K_n и n ,**

n	Коэффициент использования K_n									
	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	3,22	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
5	3,23	2,87	2,42	2,00	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	2,31	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	1,25	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
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,10	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	1,06	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

Таблица П.2.1 - Сводная таблица характеристик режимов работы электрических сетей с разными режимами нейтрали

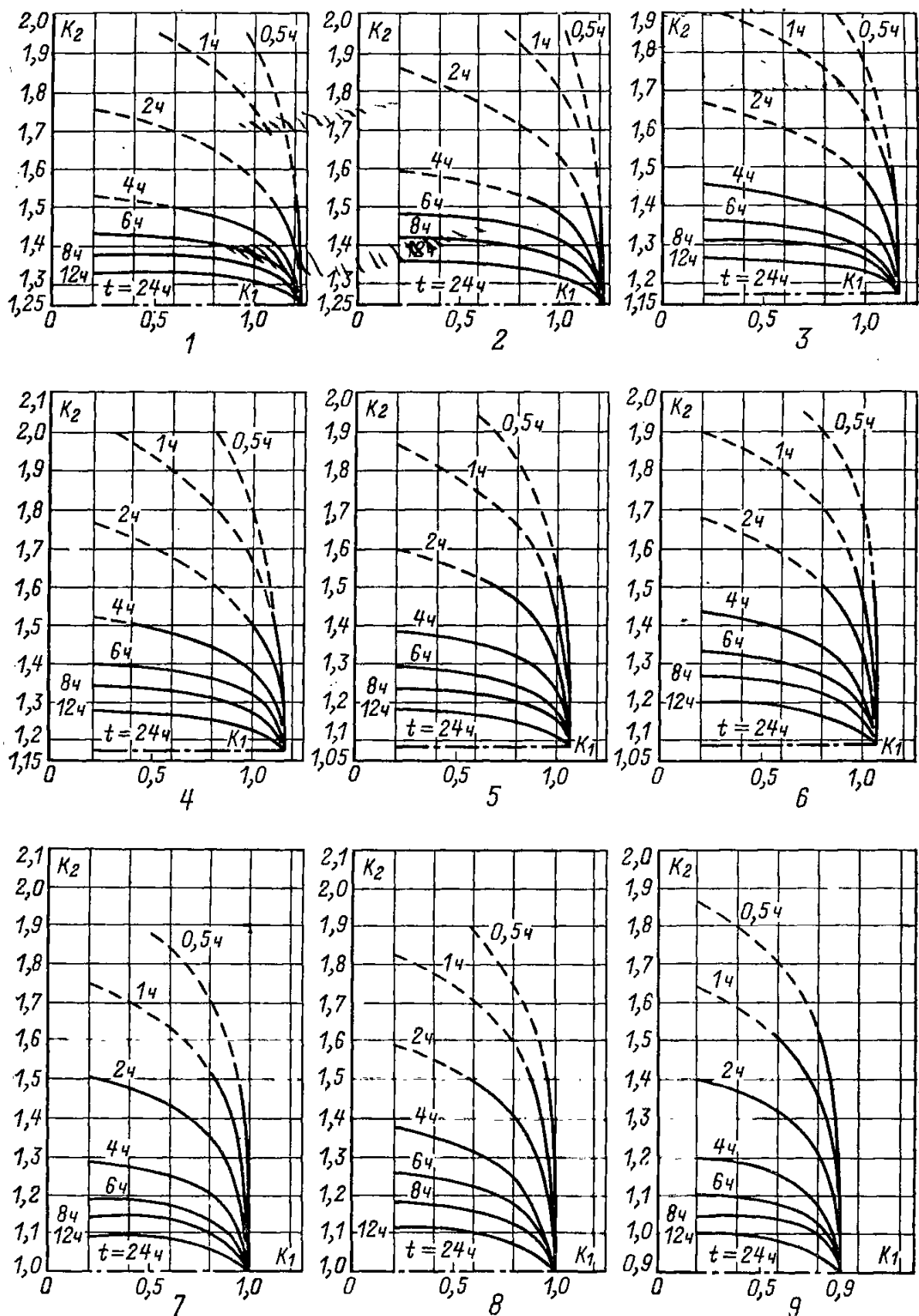
Характеристики	Изоли- рованная нейтраль	Компен- сированная нейтраль	Рези- стивное заземление нейтрали	Глухо- заземлённая нейтраль	Эффек- тивно за- землённая нейтраль
Ограничение (по- давление) пере- ходных напряже- ний	-	+ -	+	++	++
Ограничение тока повреждения	+	++	+	--	+ -
Бесперебойность работы – сохра- нение электро- снабжения потре- бителя по повреж- дённому участку при его первом по- вреждении	+	+	+/-	-	-
Простота органи- зации селективной защиты от одно- фазных замыканий на землю	-	--	+	+	+
Напряжение элек- трической сети, в которой применя- ется режим ней- трали, кВ	0,38- 0,66, 6-10-20- 35	6-10-20-35	6-10-20-35	0,38-0,66, 220 и выше	110
Условные обозначения: + хороший, - посредственный					

Примечание: Электрические сети с изолированной нейтралью напряжени-
ем 660 В применяются на горнодобывающих предприятиях.

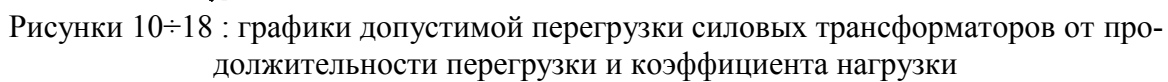
Приложение П.4.1 – Кривые зависимости коэффициента допустимой перегрузки $K_{д.п} = K_2$ силовых трансформаторов (исполнения М, Д, ДЦ, Ц) от продолжительности перегрузки $t_{п.п}$ и коэффициента нагрузки трансформатора $K_n = K_1$ от предшествующей нагрузки (в соответствии с ГОСТ 14209-97)

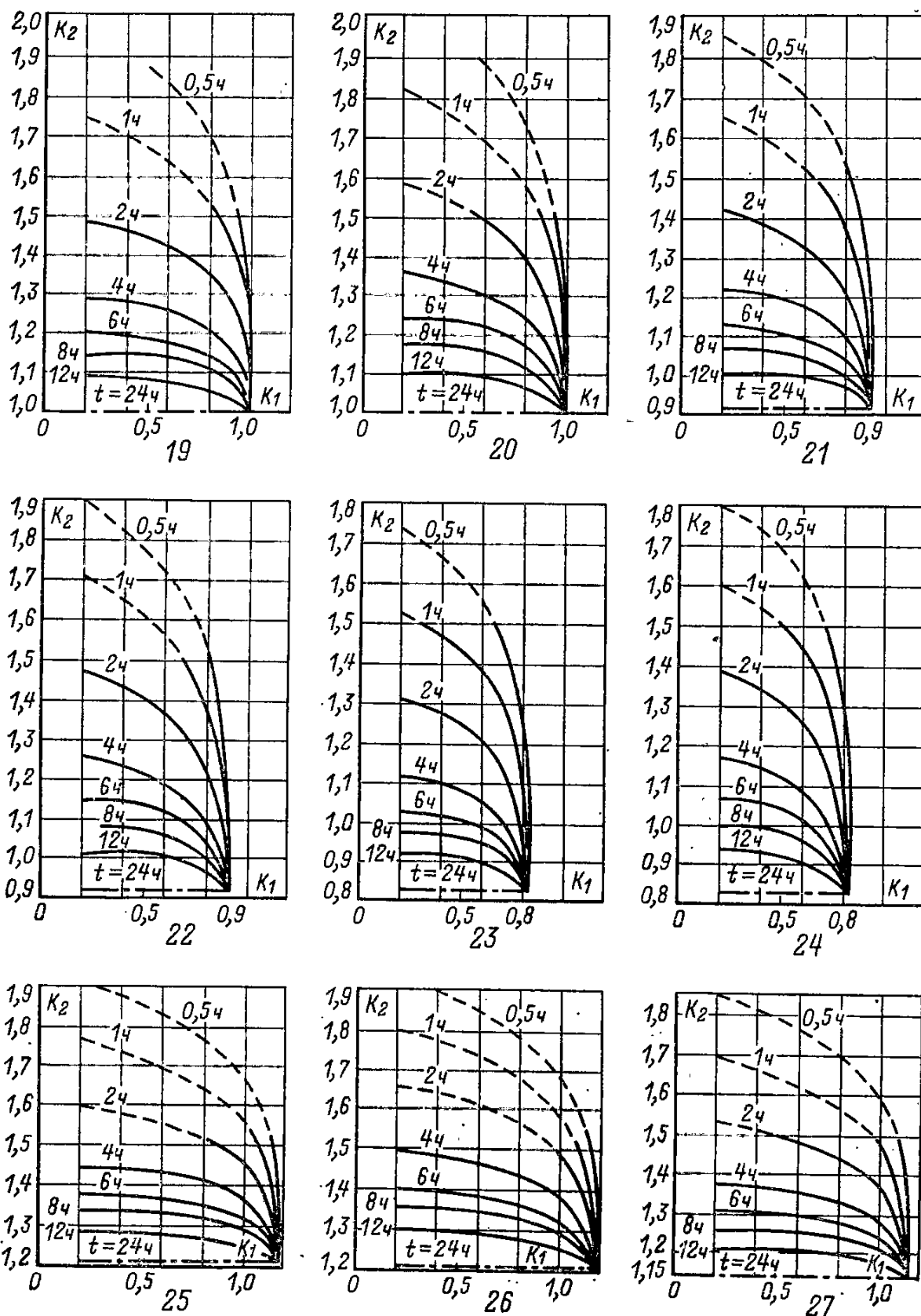
Таблица П.4.1 - Указания к пользованию графиками зависимости приведёнными на рисунках 1÷36

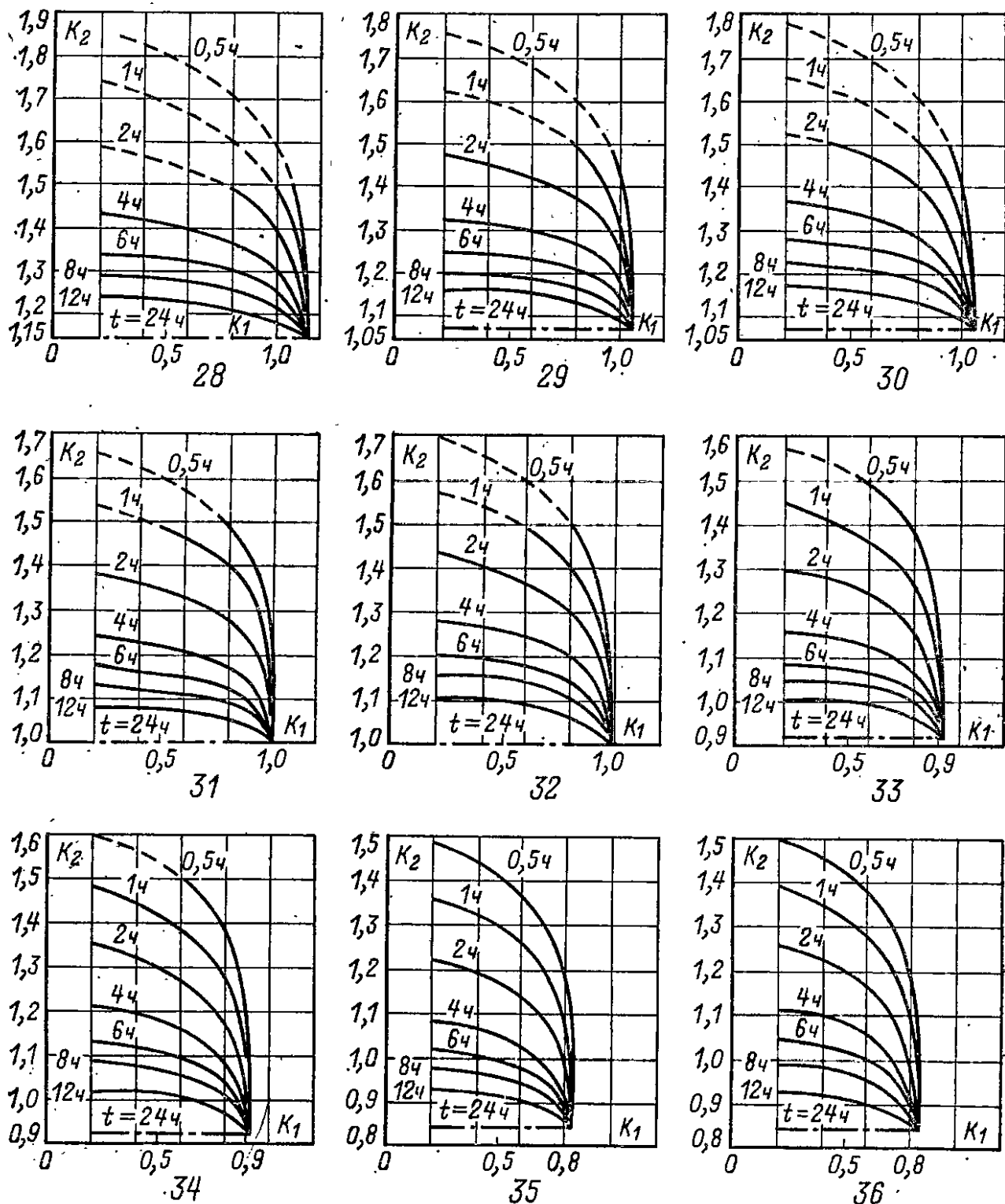
Система охлаж- дения	Посто- янная времени нагрева трансфор- матора	Эквивалентная температура окружающей среды, °С						Мощность трансфор- матора (МВА)
		-10	0	10	20	30	40	
		Номер графика по ГОСТ 14209-97						
М	2,5	1	3	5	7	9	11	0,001÷1
М	3,5	2	4	6	8	10	12	1÷32
Д	2,5	13	15	17	19	21	23	6,3÷32
Д	3,5	14	16	18	20	22	24	23÷63
ДЦ, Ц	2,5	25	27	29	31	33	35	100÷125
ДЦ, Ц	3,5	26	28	30	32	34	36	Выше 125



Рисунки 1÷9 : графики допустимой перегрузки силовых трансформаторов от продолжительности перегрузки и коэффициента нагрузки







Рисунки 28÷36 : графики допустимой перегрузки силовых трансформаторов от продолжительности перегрузки и коэффициента нагрузки

Таблица П.5.1 - Технические данные ККУ напряжением до 1 (кВ)

Тип	Регулирование мощности		Дополни- тельные сведе- ния
УК-0,38-75 УК-0,38-150 УКМ-0,38-150 УКМ-0,4-250 УКБ-0,38-150 УКБ-0,415-240	Не регулируется		Климатическое исполнение и категория раз- мещения – УЗ у всех ККУ
УК1-0,415-20 УК2-0,415-40 УК3-0,415-60 УК4-0,415-80	Ступенчатое руч- ное регулирова- ние	Ступень 20 квар	
УК2-0,38-50 УК3-0,38-75 УК4-0,38-100		Ступень 50 квар	
УКЛ(П)-0,38-216-108 УКЛ(П)-0,38-324-108 УКЛ(П)-0,38-432-108		Ступень 108 квар	
УКЛ(П)-0,38-300-150 УКЛ(П)-0,38-450-150 УКЛ(П)-0,38-600-150		Ступень 150 квар	
УКБН-0,38-100-50 УКБН-0,38-200-50 УКБН-0,38-300-50 УКЛ(П)Н-0,38-100-50 УКЛ(П)Н-0,38-300-50 УКЛ(П)Н-0,38-450-50	Ступенчатое ав- томатическое ре- гулирование по параметру (ток, напряжение, на- пряжение и ток)	Ступень 50 квар	
УКЛ(П)Н-0,38-216-108 УКЛ(П)Н-0,38-324-108 УКЛ(П)Н-0,38-432-108		Ступень 108 квар	
УКЛ(П)Н-0,38-300-150 УКЛ(П)Н-0,38-450-150 УКЛ(П)Н-0,38-600-150		Ступень 150 квар	
УКЛ(П)Н-0,66-240 УКЛ(П)Н-0,66-480-240		Ступень 240 квар	
УКНТ-0,4-200-33 ¹ / ₃		Ступень 33 ¹ / ₃ квар	
УКТ-0,38-75 УКТ-0,38-100 УКТ-0,38-150 УКБТ-0,38-150		Одна ступень	
УКН-0,38-75			

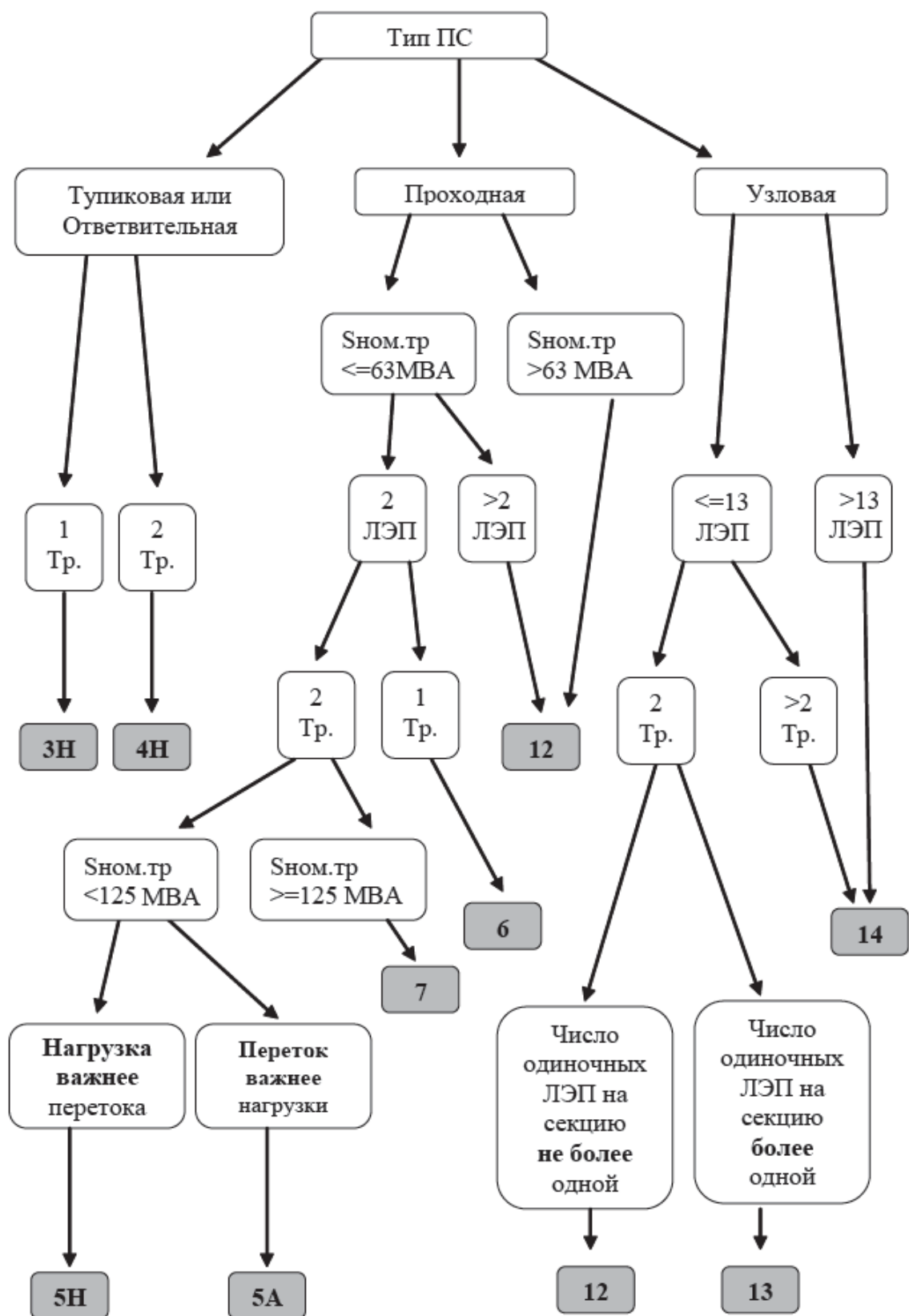
Приложение П.6.1 - Алгоритм выбора РУ 35 (кВ) подстанций



Приложение П.6.2 - Перечень схем РУ 35 (кВ) подстанций

№ п/п	Наименование схемы	Номер схемы	Номер рис.
1	Блок (линия-трансформатор) с разъединителем	35-1	6.1
2	Блок (линия-трансформатор) с выключателем	35-3Н	6.1
3	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	35-4Н	6.1
4	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	35-5Н	6.2
5	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	35-5АН	6.2
6	Одна рабочая, секционированная выключателем система шин	35-9	6.5

Приложение П.6.3 - Алгоритм выбора РУ подстанций 110 (кВ) подстанций



Приложение П.6.4 - Перечень схем РУ 110 (кВ) подстанций

№ п/п	Наименование схемы	Номер схе- мы	Номер рис.
1	Блок (линия-трансформатор) с разъединителем	110-1	6.1
2	Блок (линия-трансформатор) с выключателем	110-3Н	6.1
3	Два блока с выключателями и неавтомати-ческой пе- ремычкой со стороны линий	110-4Н	6.1
4	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	110-5Н	6.2
5	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	110-5АН	6.2
6	Заход - выход	110-6	6.3
7	Треугольник	110-6Н	6.3
8	Четырёхугольник	110-7	6.4
9	Шестиугольник	110-8	6.4
10	Одна рабочая, секционированная выключателем сис- тема шин	110-9	6.5
11	Одна рабочая, секционированная по числу трансфор- маторов система шин, с подклю-чением трансформа- торов к секциям шин через развилку выключателей	110-9Н	6.5
12	Одна рабочая, секционированная система шин, с под- ключением ответственных присоединений через полу- торную цепочку	110-9АН	6.6
13	Одна рабочая, секционированная выключателем, и об- ходная система шин	110-12	6.7
14	Одна рабочая, секционированная выключателями, и обходная система шин с подключением трансформато- ров к секциям шин через 2 выключателя	110-12Н	6.8
15	Две рабочие системы шин	110-13	6.9
16	Две рабочие и обходная система шин	110-13Н	6.10
17	Две рабочие, секционированные выключателями, и об- ходная система шин, с двумя обходными и двумя ши- носоединительными выключателями	110-14	6.11

Приложение П.6.5 - Перечень схем РУ 10(6) (кВ)

№ п/п	Наименование схемы	Номер схемы	Номер рис.
1	Одиночная, секционированная выключателем, система шин	10(6)-1	6.22
2	Две одиночные, секционированная выключателем, сис- тема шин	10(6)-2	6.23

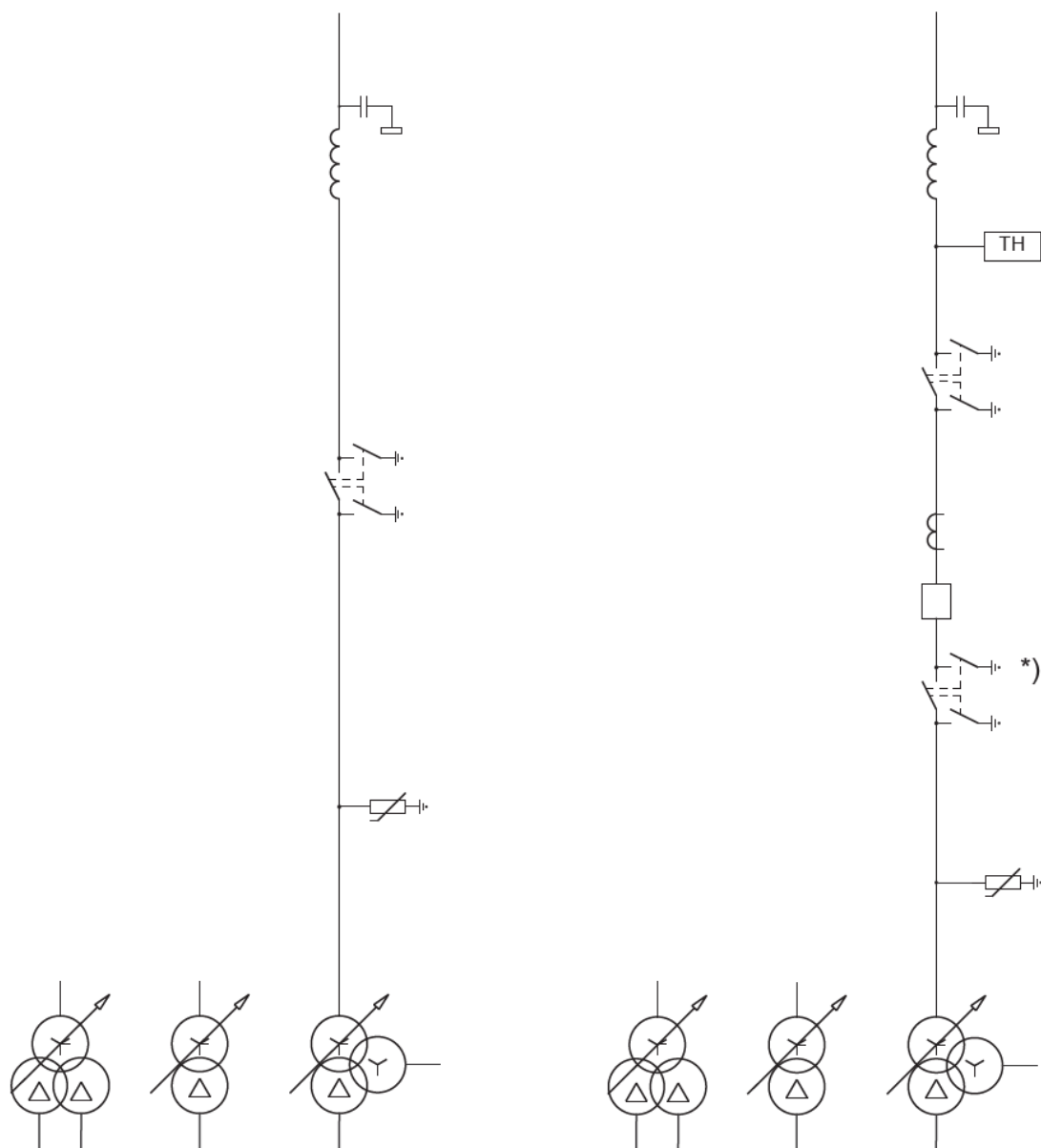


Рис. 6.1 - Схемы 110–1 (а), 110–3Н (б)

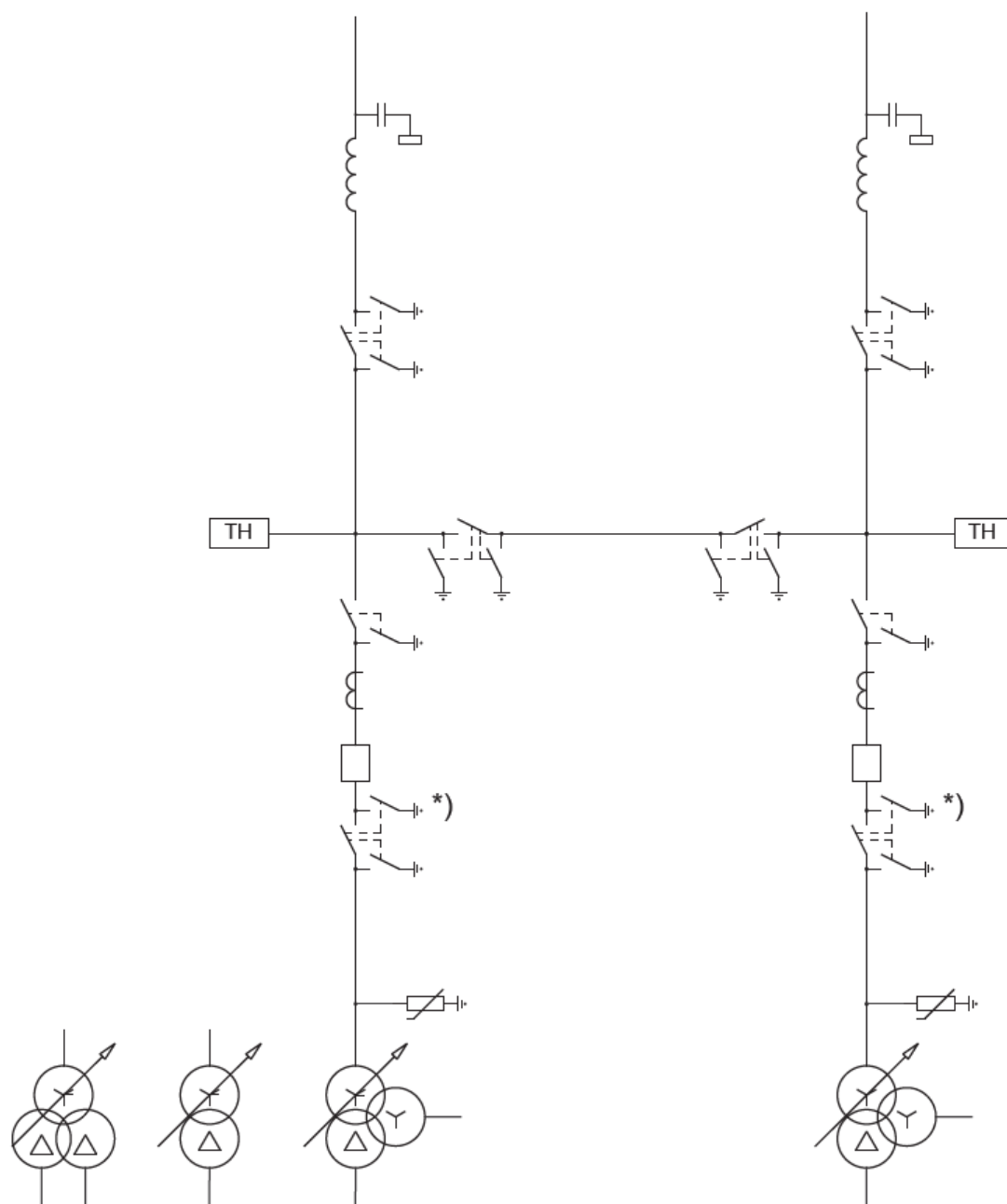


Рис. 6.2 - Схемы 110-4Н

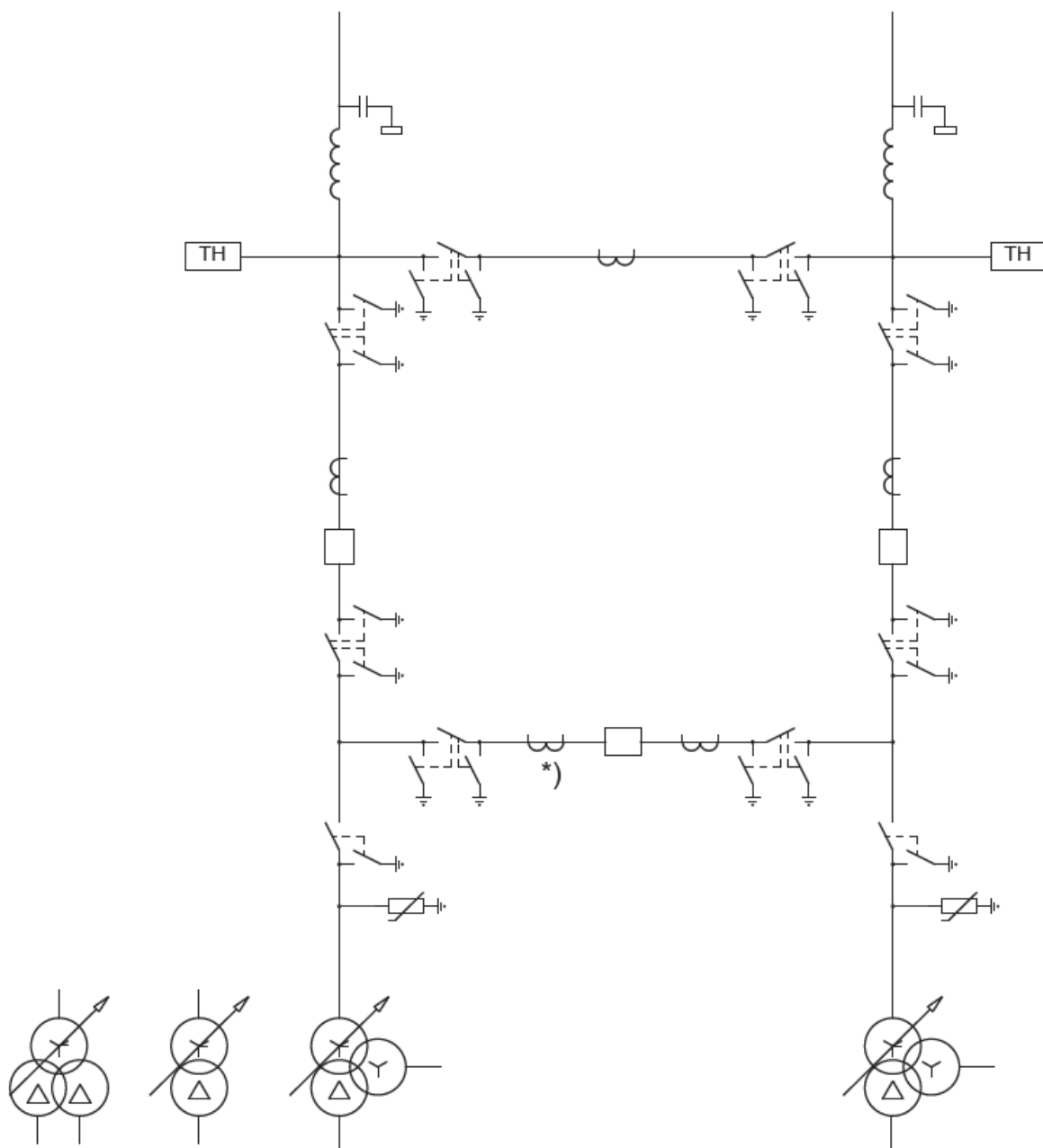


Рис. 6.3 - Схемы 110–5Н

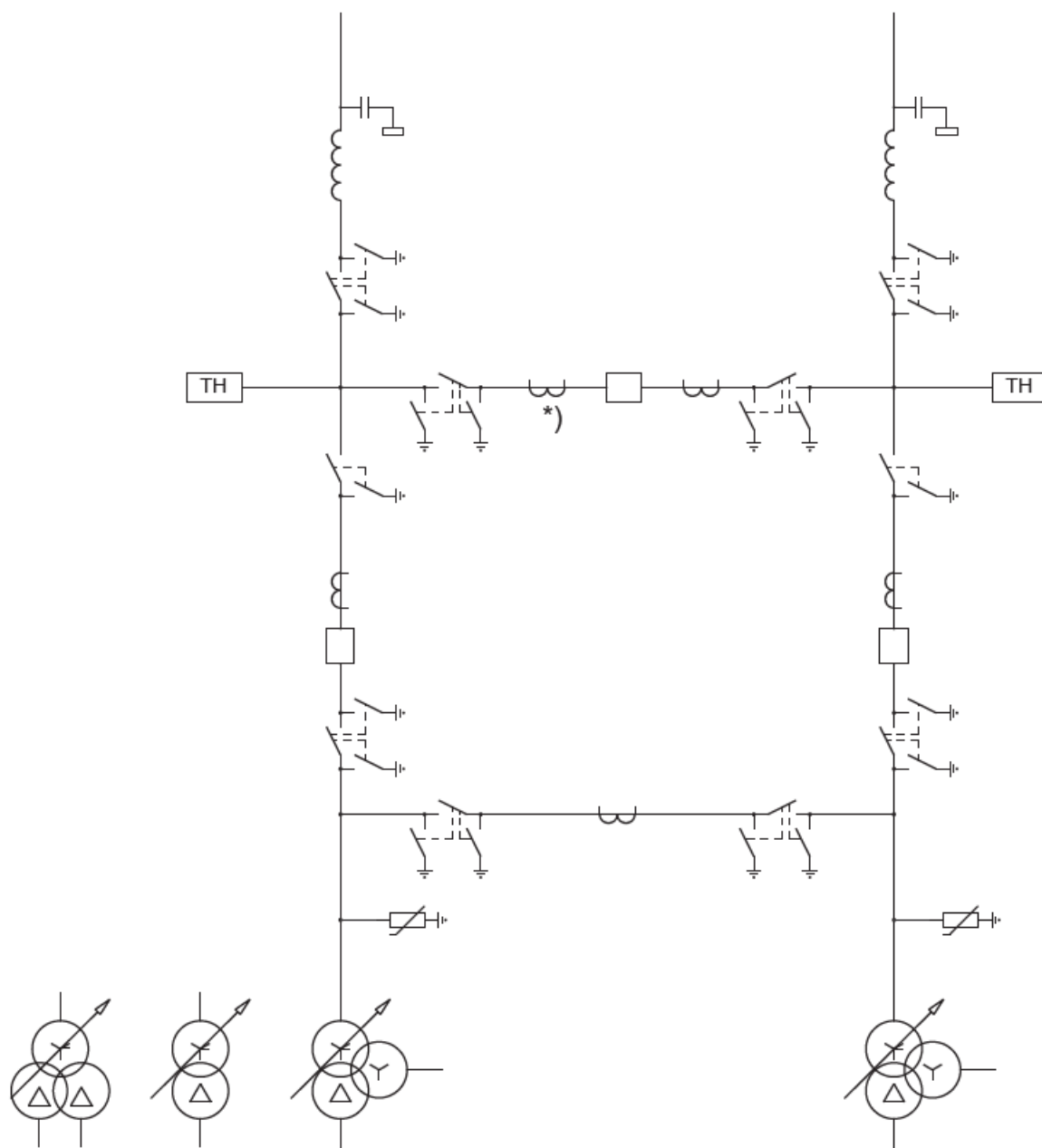


Рис. 6.4 - Схемы 110–5АН

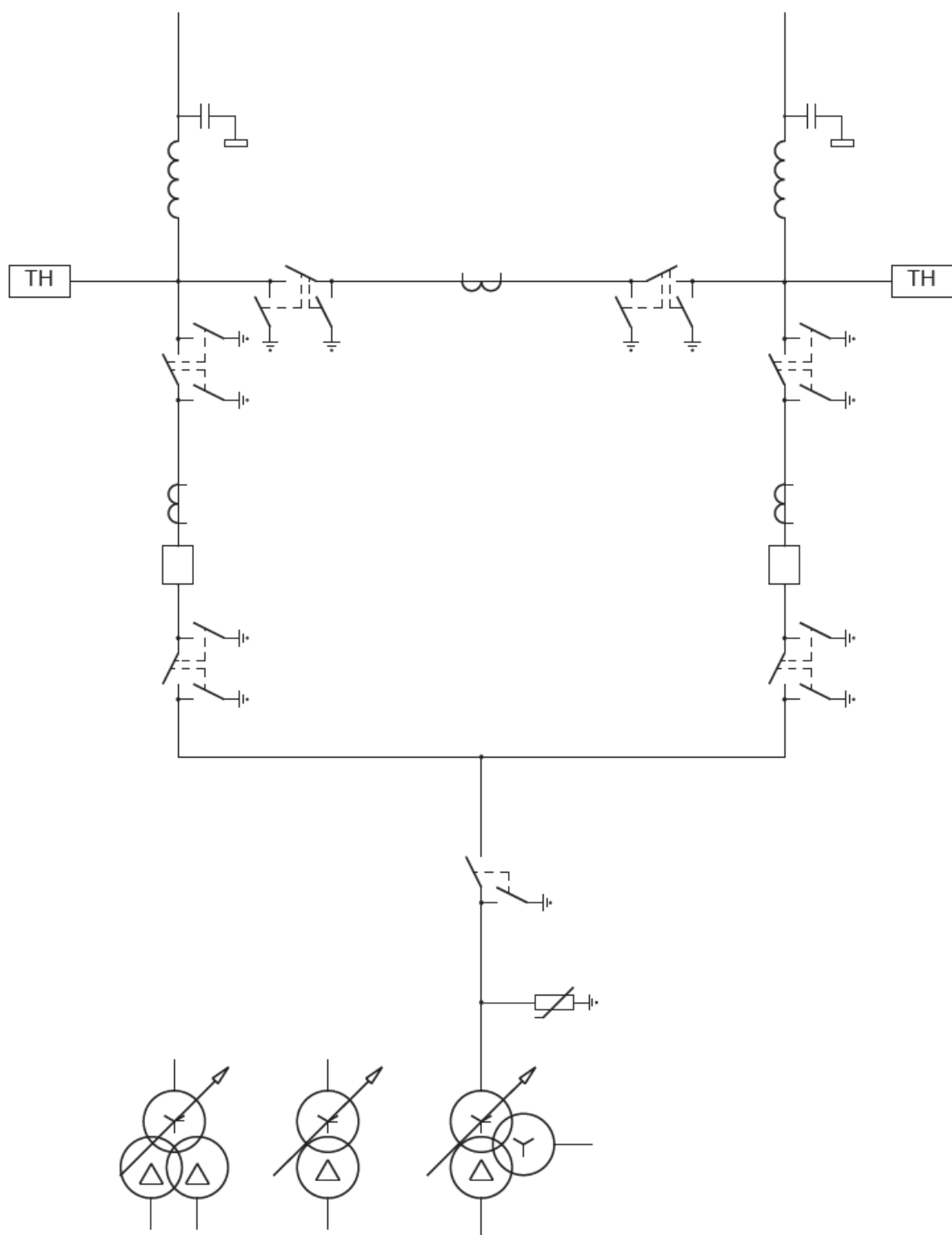


Рис. 6.5 - Схемы 110-6

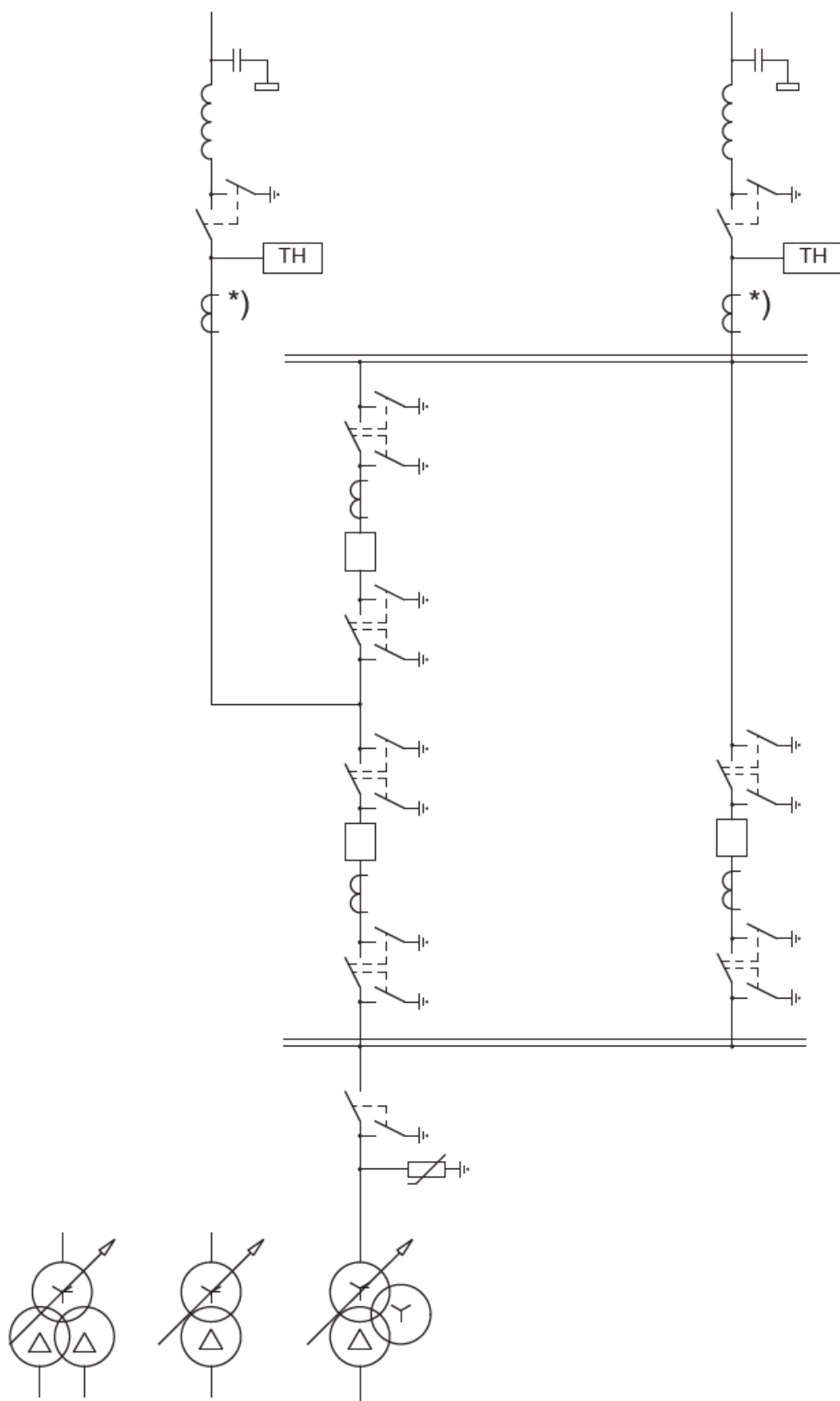


Рис. 6.6 - Схемы 110–6Н

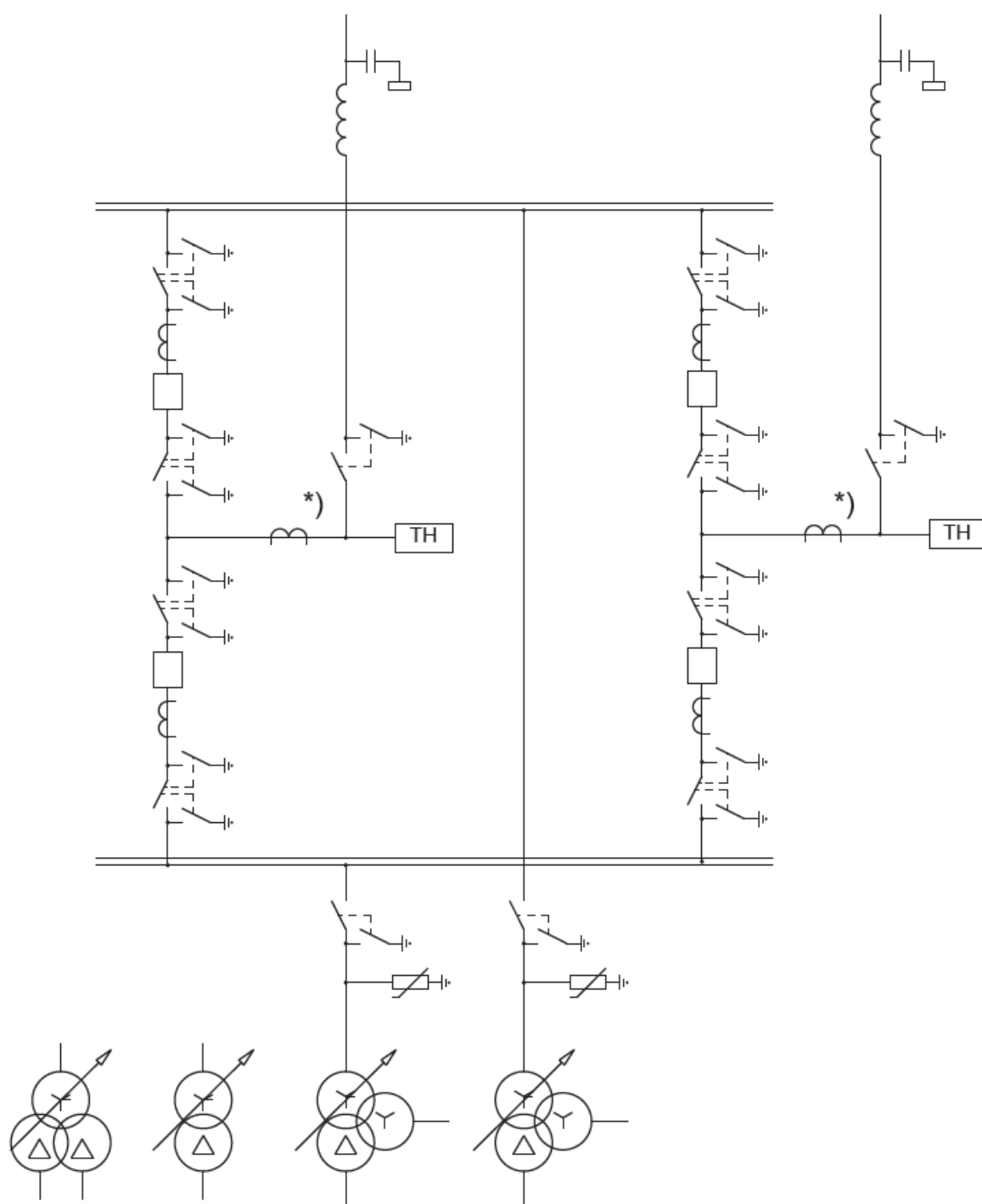


Рис. 6.7 - Схемы 110-7

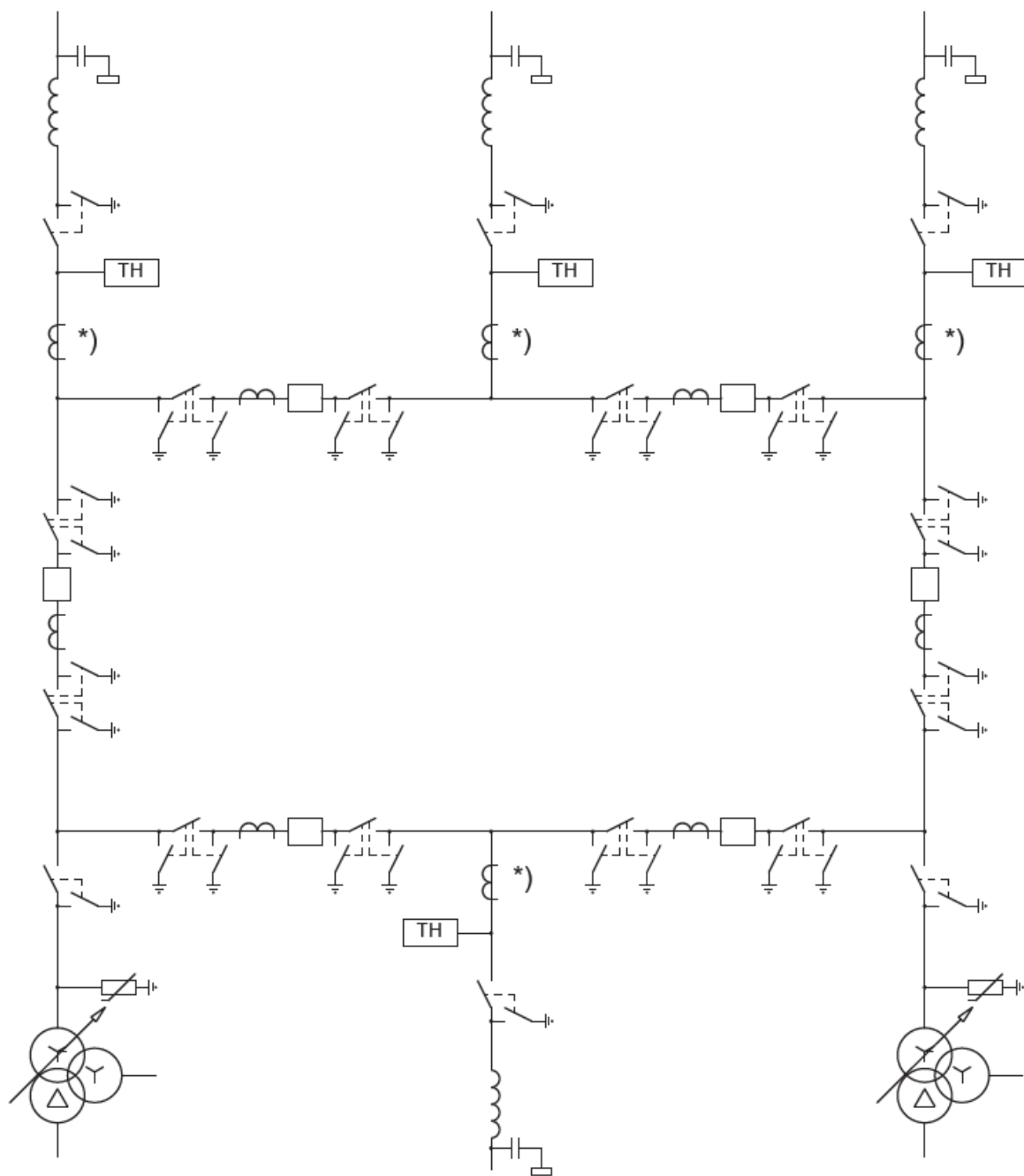


Рис. 6.8 - Схемы 110-8

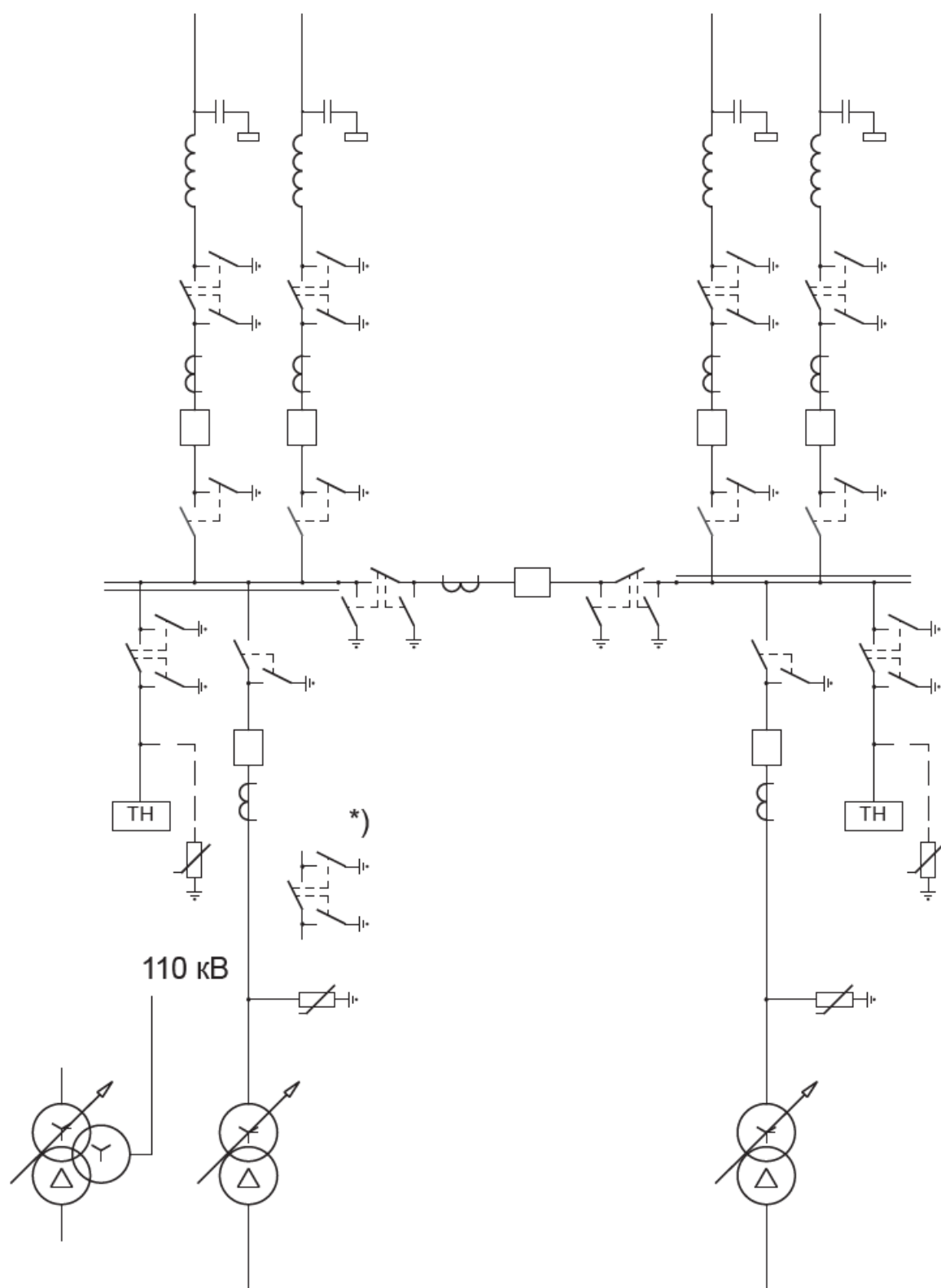


Рис. 6.9 - Схемы 110-9

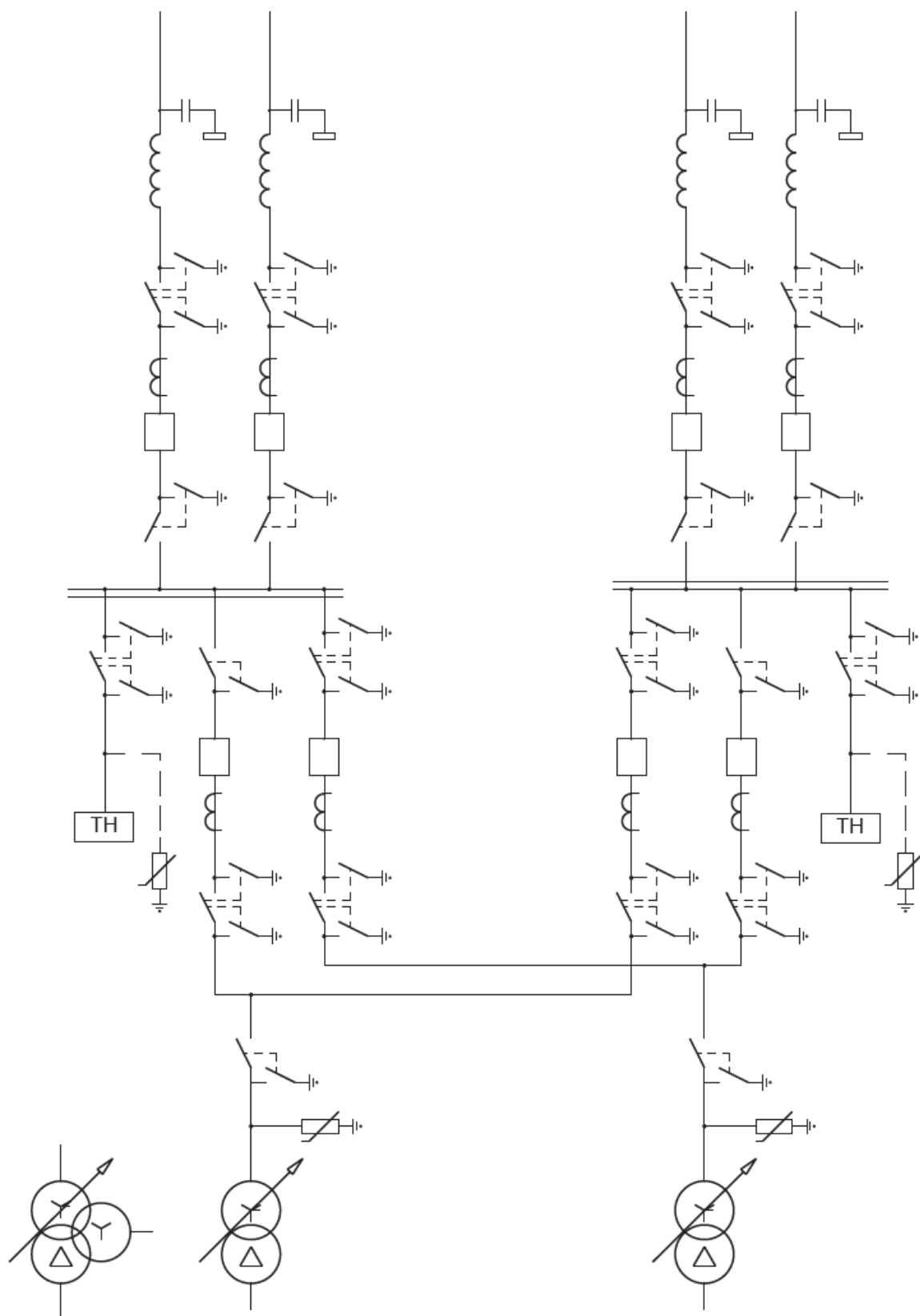


Рис. 6.10 - Схемы 110–9Н

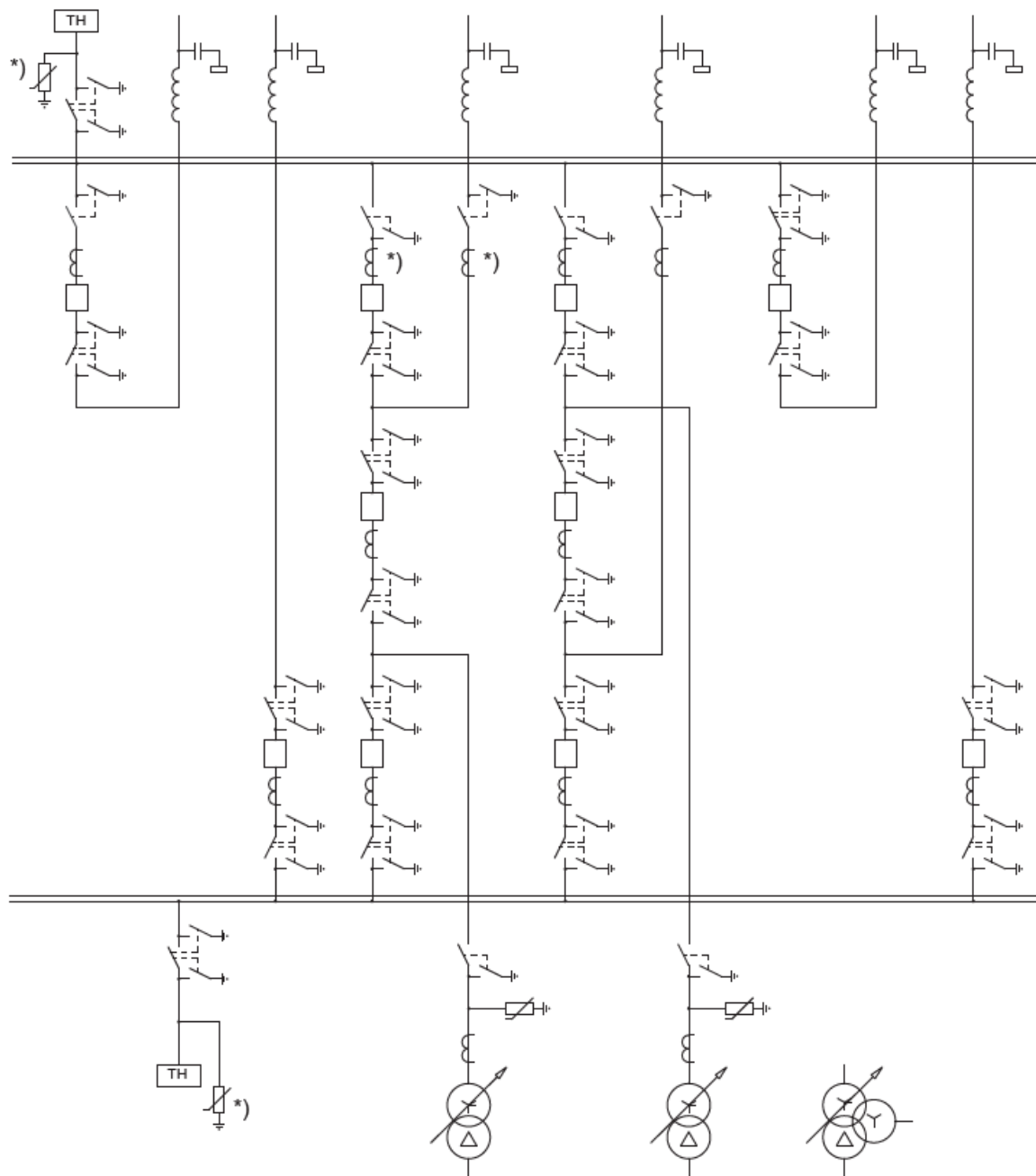


Рис. 6.11 - Схемы 110-9АН

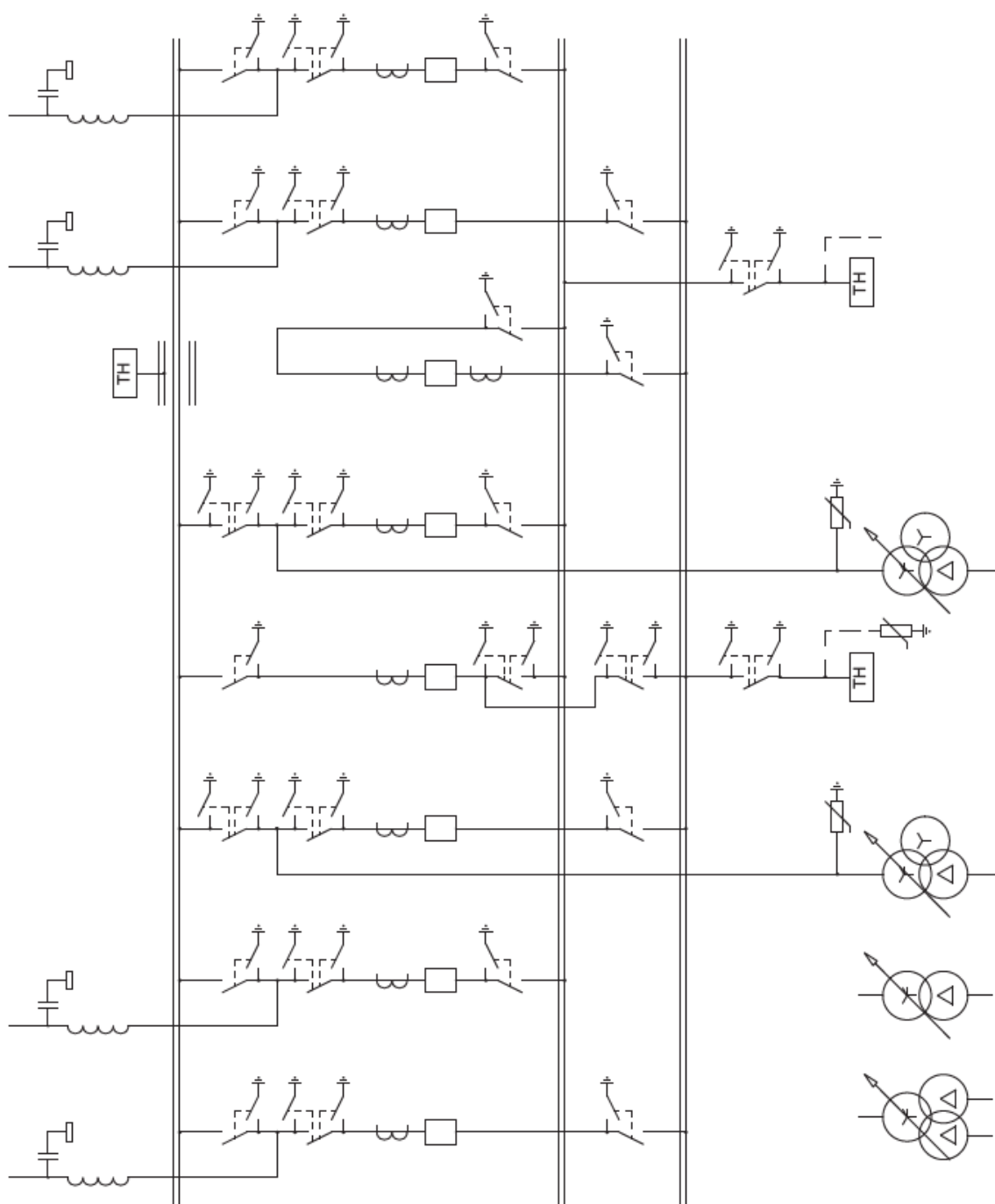


Рис. 6.12 - Схемы 110-12

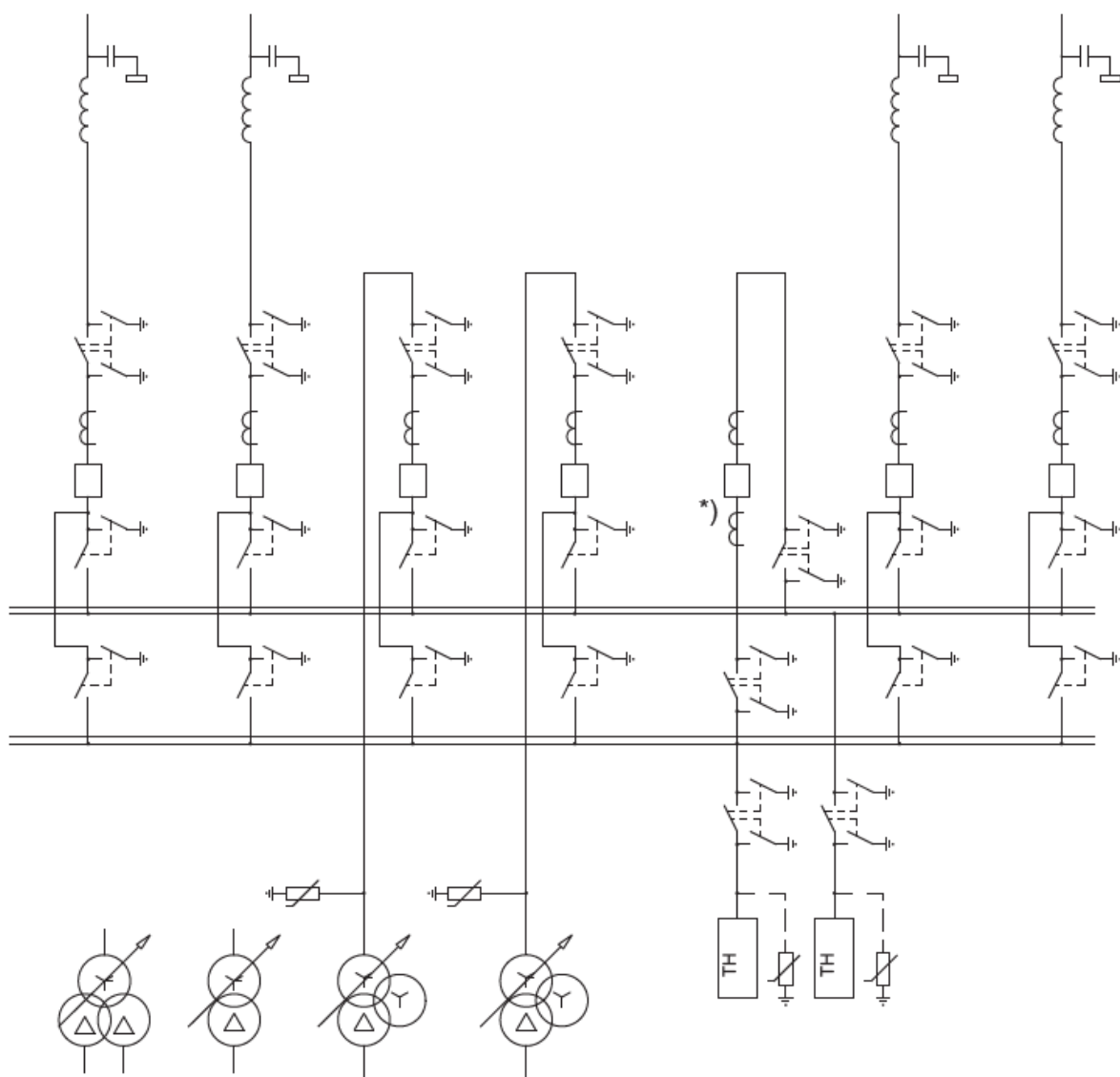


Рис. 6.14 - Схемы 110-13

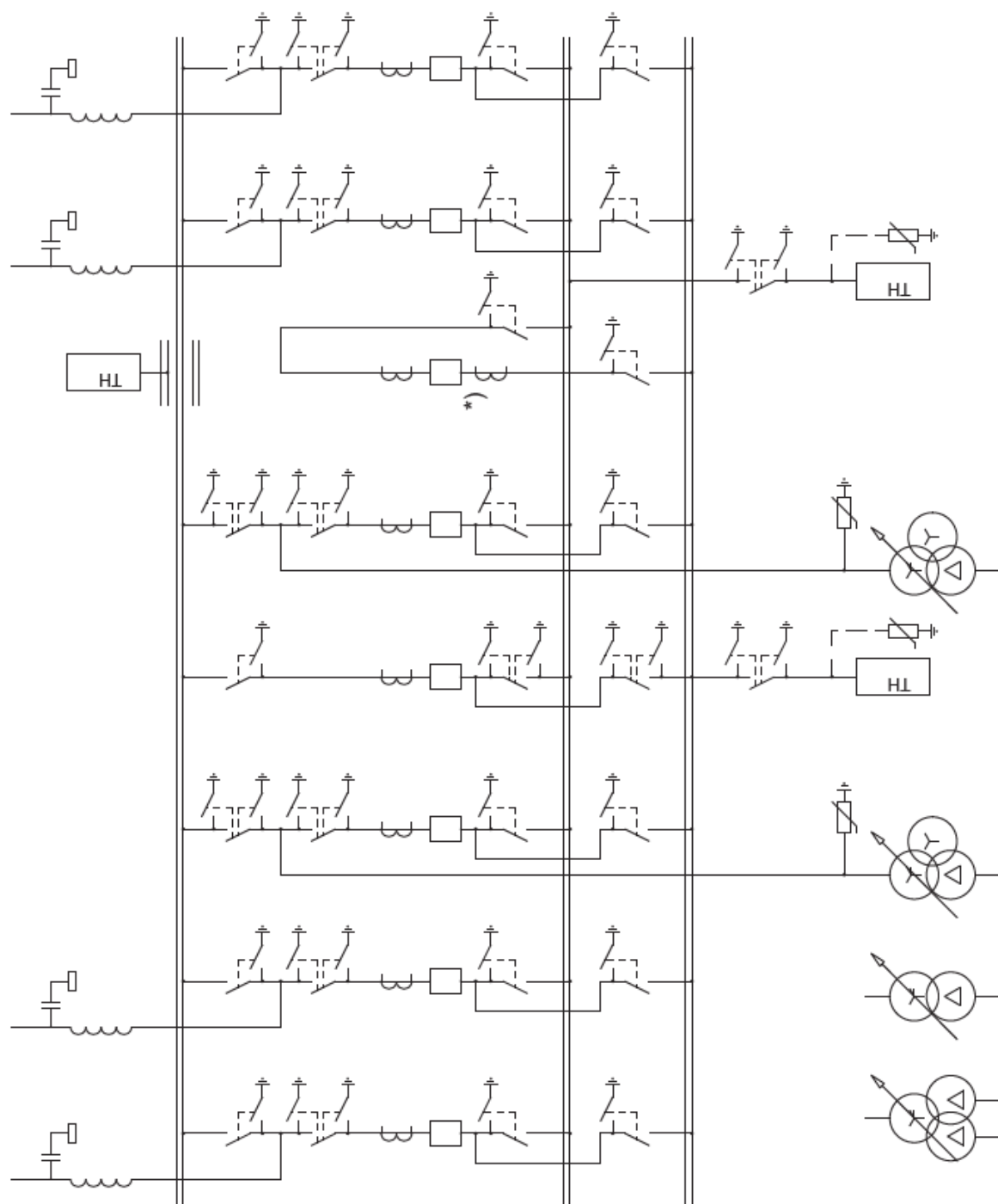


Рис. 6.15 - Схемы 110-13Н

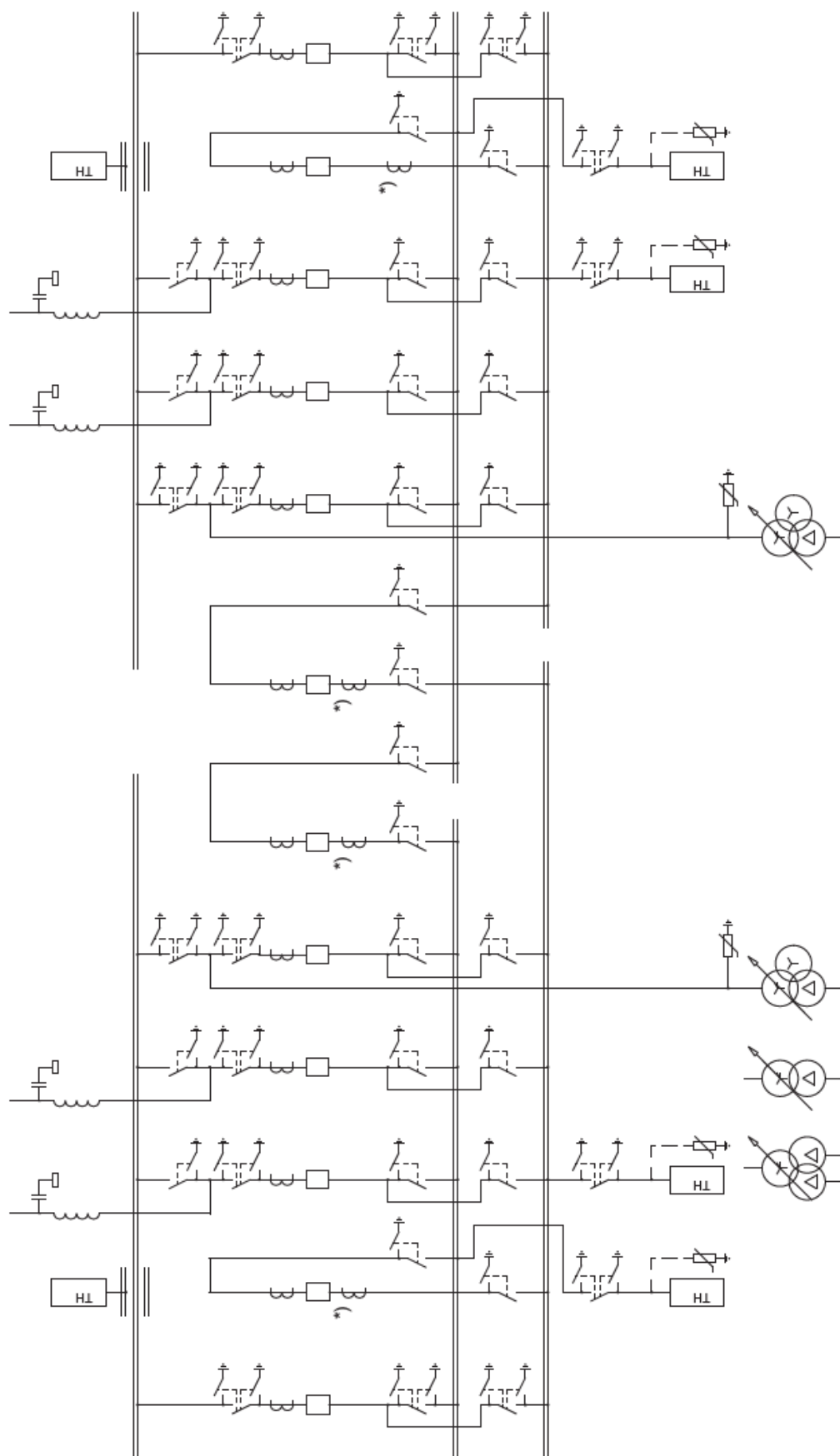


Рис. 6.16 - Схемы 110-14

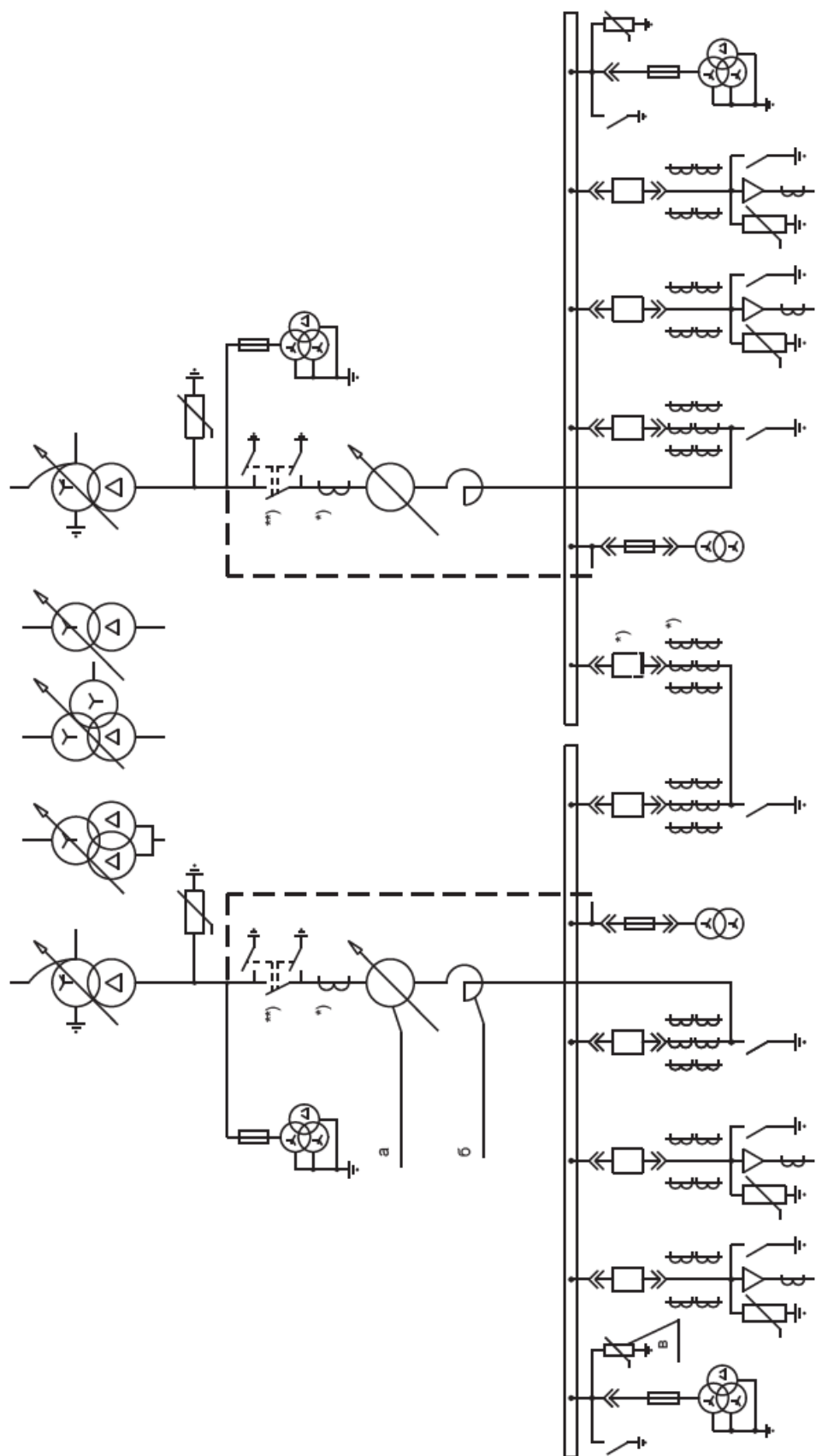


Рис. 6.22 - Схема 10(6) - 1

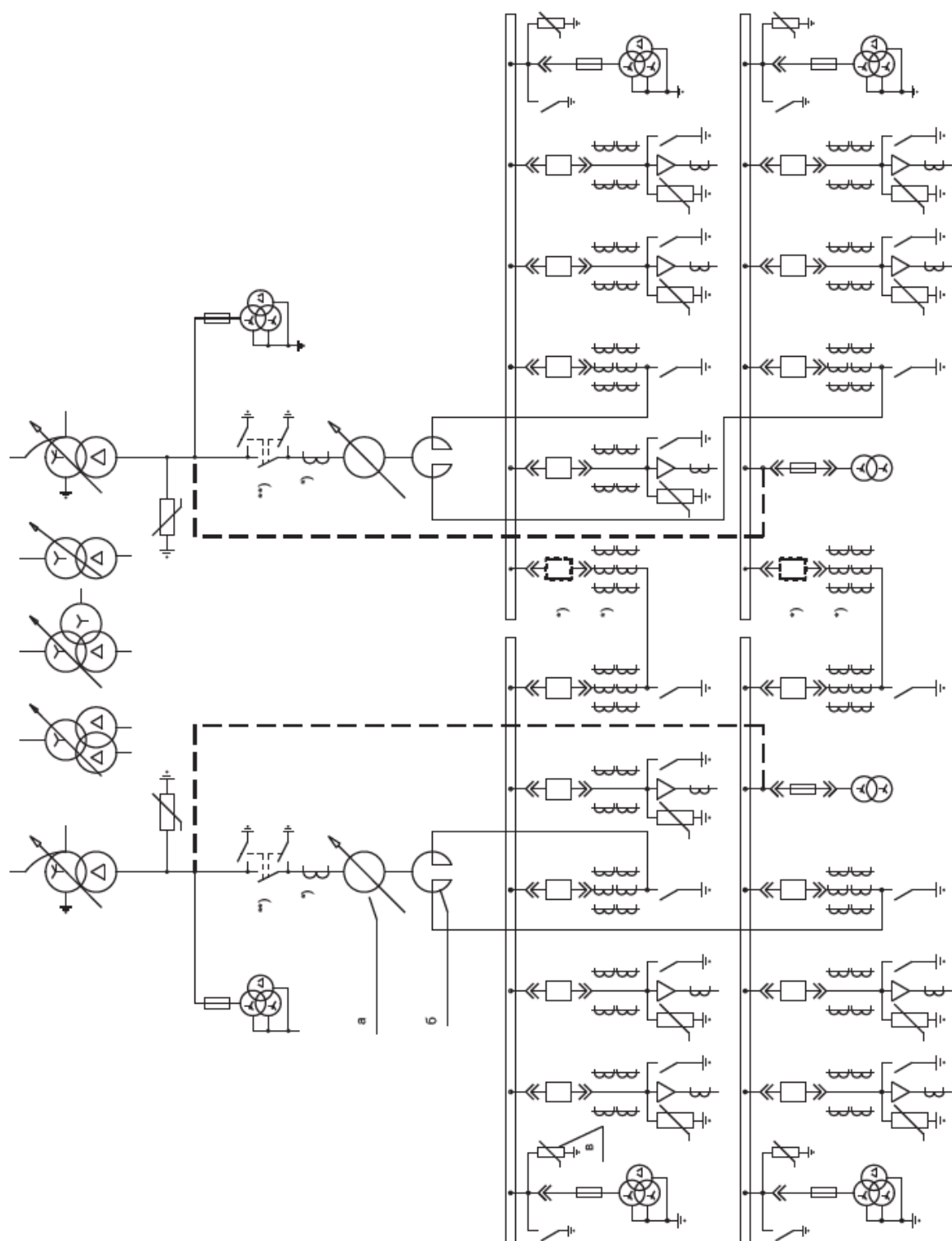


Рис. 6.23 - Схема 10(6) – 2

Приложение П.7

Схемы электроснабжения цехового ЭО в зависимости от требований к категории надёжности

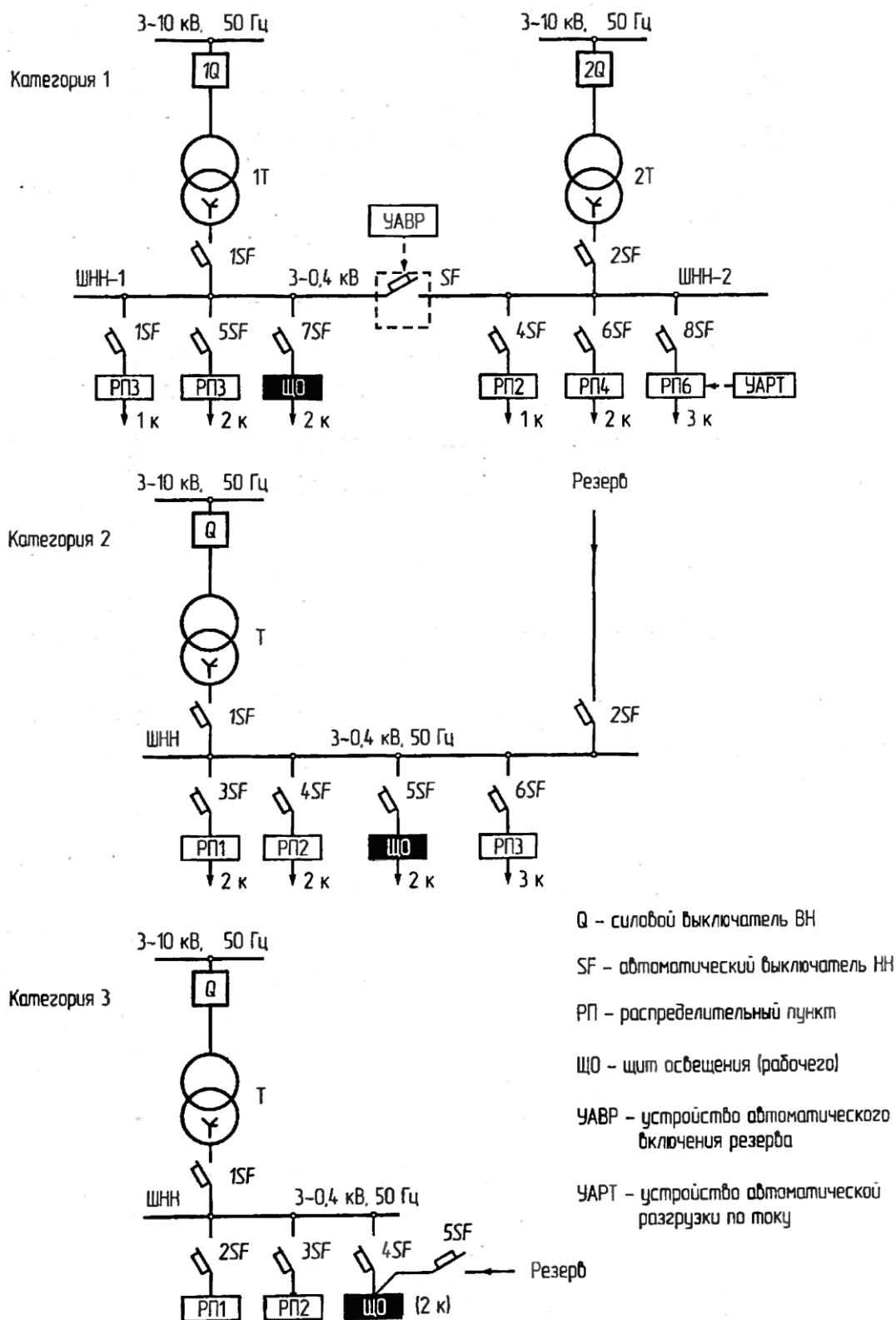


Таблица П.7.1 – Длительно допустимый ток проводов и шнуров с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией с медными и алюминиевыми жилами

Сечение токопроводящей жилы (мм²)	Токовые нагрузки на провода (А)					
	Проложенные открыто	Проложенные в одной трубе				
		Два одножильных	Три одножильных	Четыре одножильных	Один двухжильный	Один трёхжильный
С медными жилами						
0,5	11	---	---	---	---	---
0,75	15	---	---	---	---	---
1,0	17	16	15	14	15	14
1,5	23	19	17	16	18	15
4	41	38	35	30	32	27
6	50	46	42	40	40	34
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	175	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
250	440	360	330	---	---	---
С алюминиевыми жилами						
2,5	24	20	19	19	19	16
4	32	28	27	23	25	21
6	39	36	32	30	31	26
10	55	50	47	39	42	38
16	80	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	75
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	---	---	---

Таблица П.7.2 – Длительно допустимые токи проводов с медными жилами и резиновой изоляцией и металлических защитных оболочках

Сечение то- копро- водящей жилы (мм²)	Токовые нагрузки на кабели (А)				
	1-жильные проложен- ные открыто	2-жильные		3-жильные	
		проложен- ные в возду- хе	проложен- ные в земле	проложен- ные в возду- хе	проложен- ные в земле
С медными жилами					
1,5	23	19	33	19	27
2,5	30	27	44	25	38
4	41	38	55	35	49
6	50	50	70	42	60
10	80	70	105	55	90
16	100	90	135	75	115
25	140	115	175	95	150
35	170	140	210	120	180
50	215	175	265	145	225
70	270	215	320	180	275
95	325	260	385	220	330
120	385	300	445	260	385
150	440	350	505	305	435
С алюминиевыми жилами					
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	39
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	275	255	---	---

Таблица П.7.3 – Значения удельных сопротивлений кабелей, проводов

S (мм ²) жилы	r ₀ (мОм/м) при 20 ⁰ С		x ₀ (мОм/м)	
	Al	Cu	Кабель с бумаж- ной поясной изоляция	Три провода в трубе или кабель с любой изоляцией (кроме бумажной)
1	---	18,5	---	0,133
1,5	---	12,3	---	0,126
2,5	12,5	7,4	0,104	0,116
4	7,81	4,63	0,095	0,107
6	5,21	3,09	0,09	0,1
10	3,12	1,84	0,073	0,099
16	1,95	1,16	0,0675	0,095
25	1,25	0,74	0,0662	0,091
35	0,894	0,53	0,0637	0,088
50	0,625	0,37	0,0625	0,085
70	0,447	0,265	0,0612	0,082
95	0,329	0,195	0,0602	0,081
120	0,261	0,154	0,0602	0,080
150	0,208	0,124	0,0596	0,079
185	0,169	0,100	0,0596	0,078
240	0,130	0,077	0,0587	0,077

Таблица П.7.4 – Поправочные коэффициенты K_p на токи для кабелей, неизолированных и изолированных проводов и шин в зависимости от температуры земли и воздуха

Условная температура среды, °C	Нормированная температура среды, °C	Поправочный коэффициент на ток при при расчётной температуре среды, °C											
		-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,84	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	--
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	--

Таблица П.7.5 – Поправочный коэффициент K_p на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах или без труб)

Расстояние между кабелями в свету, мм	Коэффициент при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Приложение П.8

Таблица П.8.1 – Технические данные выключателей ВН на 10 кВ

Тип	Конструк- тивное ис- полнение	I _{н.в} (А)	Предельные		t _{тс} (с)	I _{н.откл} (кА)	t _{ов} (с)
			i _{ск} (кА)	I _{тс} (кА)			
ВВЭ-10-20/630 У3	Вакуумные	630	52	20	3	20	0,055
ВВЭ-10-20/1000 У3	Вакуумные	1000	52	20	3	20	0,055
ВВЭ-10-20/1600 У3	Вакуумные	1600	52	20	3	20	0,055
ВВЭ-10-31,5/630 У3	Вакуумные	630	80	31,5	3	31,5	0,055
ВВЭ-10-31,5/1000 У3	Вакуумные	1000	80	31,5	3	31,5	0,055
ВВЭ-10-31,5/1600 У3	Вакуумные	1600	80	31,5	3	31,5	0,055
ВВЭ-10-31,5/2000 У3	Вакуумные	2000	80	31,5	3	31,5	0,055
ВВЭ-10-31,5/3150 У3	Вакуумные	3150	80	31,5	3	31,5	0,055
ВЭ-10-1250-20 У3	С электро- магнитным гашением дуги	1250	51	20	4	20	0,06
ВЭ-10-1600-20 У3		1600	51	20	4	20	0,06
ВЭ-10-2500-20 У3		2500	51	20	4	20	0,06
ВЭ-10-3600-20 У3		3600	51	20	4	20	0,06
ВЭ-10-1250-31,5 У3		1250	80	31,5	4	31,5	0,06
ВЭ-10-1600-31,5 У3		1600	80	31,5	4	31,5	0,06
ВЭ-10-2500-31,5 У3	Для КРУ	2500	80	31,5	4	31,5	0,06
ВЭ-10-3600-31,5 У3	Для КРУ	3600	80	31,5	4	31,5	0,06
ВЭМ-10Э-1000-20 У3	Электро- магнитный	1000	52	20	4	20	0,05
ВЭМ-10Э-1250-20 У3		1250	52	20	4	20	0,05
ВММ-10-400-10 У2	Маломас- ляный	400	25	10	4	10	0,1
ВММ-10-400-10 У1		400	25	10	4	10	0,1
ВМПЭ-10-630-20 У2	Масляный	630	52	20	4	20	0,25
ВМПЭ-10-630-31,5 У2		630	80	31,5	4	31,5	0,5
ВК-10-630-20 У2	Колонко- вый масля- ный	630	52	20	4	20	0,05
ВК-10-1000-20 У2		1000	52	20	4	20	0,05
ВК-10-1600-20 У2		1600	52	20	4	20	0,05
ВК-10-630-31,5 У2		630	80	31,5	4	31,5	0,05
ВК-10-1000-31,5 У2		1000	80	31,5	4	31,5	0,05
ВК-10-1600-31,5 У2		1600	80	31,5	4	31,5	0,05
ВКЭ-10-20/630 У3	Колонко- вый масля- ный	630	52	20	4	20	0,07
ВКЭ-10-20/1000 У3		1000	52	20	4	20	0,07
ВКЭ-10-20/1600 У3		1600	52	20	4	20	0,07
ВКЭ-10-31,5/630 У3		630	80	31,5	4	31,5	0,07
ВКЭ-10-31,5/1000 У3		1000	80	31,5	4	31,5	0,07
ВКЭ-10-31,5/1600 У3		1600	80	31,5	4	31,5	0,07

Приложение П.9

Таблица П.9.1 - Сопротивление трансформаторов 10/0,4 кВ

Мощность, кВА	R _Т , мОм	X _Т , мОм	Z _Т , мОм	Z _Т ⁽¹⁾ , мОм
25	153,9	243,6	287	3110
40	88	157	180	1949
63	52	102	114	1237
100	31,5	64,7	72	779
160	16,6	41,7	45	487
250	9,4	27,2	28,7	312
400	5,5	17,1	18	195
630	3,1	13,6	14	129
1000	2	8,5	8,8	81
1600	1	5,4	5,4	54

Таблица П.9.2 – Значение сопротивлений первичных обмоток катушечных трансформаторов тока ниже 1 кВ

К _{ТТ} трансформатора тока	Сопротивление (мОм) класса точности			
	1		2	
	X _{ТТ}	R _{ТТ}	X _{ТТ}	R _{ТТ}
20/5	67	42	17	19
30/5	30	20	8	8,2
40/5	17	11	4,2	4,8
50/5	11	7	2,8	3
75/5	4,8	3	1,2	1,3
100/5	1,7	2,7	0,7	0,75
150/5	1,2	0,75	0,3	0,33
200/5	0,67	0,42	0,17	0,19
300/5	0,3	0,2	0,08	0,09
400/5	0,17	0,11	0,04	0,05
500/5	0,07	0,05	0,02	0,02

Таблица П.9.3 – Значение сопротивлений автоматических выключателей, рубильников, разъединителей до 1 кВ

$I_{н.а}$ (А)	Автомат			Рубильник	Разъединитель
	R_a (мОм)	X_a (мОм)	$R_{п}$ (мОм)	R (мОм)	R (мОм)
50	5,5	4,5	1,3	---	---
70	2,4	2	1	---	---
100	1,3	1,2	0,75	0,5	---
150	0,7	0,7	0,7	0,45	---
200	0,4	0,5	0,6	0,4	---
400	0,15	0,17	0,4	0,2	0,2
600	0,12	0,13	0,25	0,15	0,15
1000	0,1	0,1	0,15	0,08	0,08
1600	0,08	0,08	0,1	---	0,06
2000	0,07	0,08	0,08	---	0,03
2500	0,06	0,07	0,07	---	0,03
3000	0,05	0,07	0,06	---	0,02
4000	0,04	0,05	0,05	---	---

Таблица П.9.4 – Значение переходных сопротивлений на ступенях распределения

Ступень	Место	$R_{ст}$ (мОм)	Дополнительные сведения
1	Распределительные устройства подстанции	15	Используются при отсутствии достоверных данных о контактах и их переходных сопротивлениях в сетях, питающихся от цеховых трансформаторов мощностью до 2500 кВА
2	Первичные распределительные цеховые пункты	20	
3	Вторичные распределительные цеховые пункты	25	
4	Аппаратура управления электроприёмников, получающих питание от вторичных РП	30	

Таблица П.9.5 – Значения удельных сопротивлений троллейных шиннопроводов до 1 кВ

Тип	I_n (А)	Сопротивление (мОм/м)		
		r_0	x_0	z_0
ШТМ	250	0,315	0,18	0,36
	400	0,197	0,12	0,23
ШТА	250	0,474	0,15	0,496
	400	0,217	0,13	0,254

Таблица П.9.6 – Значения удельных сопротивлений комплектных шинопроводов

Параметры	Тип комплектного шинопровода						
	ШМА				ШРА		
I_n (А)	1250	1600	2500	3200	250	400	630
r_0 (мОм/м)	0,034	0,030	0,017	0,015	0,21	0,15	0,10
x_0 (мОм/м)	0,016	0,014	0,008	0,007	0,21	0,17	0,13
$r_{0п(ф-0)}$ (мОм/м)	0,068	0,060	0,034	0,030	0,42	0,30	0,20
$x_{0п(ф-0)}$ (мОм/м)	0,053	0,060	0,075	0,044	0,42	0,24	0,26
$z_{0п(ф-0)}$ (мОм/м)	0,086	0,087	0,082	0,053	0,59	0,38	0,33

Таблица П.9.7 – Значения активных переходных сопротивлений неподвижных контактных соединений

Переходные сопротивления кабельных контактов		Переходные сопротивления контактов шинопроводов	
S (мм ²) кабеля	$R_{п}$ (мОм)	I_n (А)	$R_{п}$ (мОм)
16	0,085	ШРА	
25	0,064	250	0,009
35	0,056	400	0,006
50	0,043	630	0,0037
70	0,029	ШМА	
95	0,027	1600	0,0034
120	0,024	2500	0,0024
185	0,021	3200	0,0012
240	0,012	400	0,0011

Таблица П.9.8 – Технические характеристики предохранителя ПР-2

Номинальный ток патрона (А)	Номинальные токи плавких вставок (А)	Предельный ток отключения (кА) при напряжении 380 (В) предохранителей	
		коротких	длинных
15	6; 10; 15;	0,8	0,8
60	15; 20; 25; 35; 45; 60;	1,8	4,5
100	60; 80; 100;	6,0	11,0
200	100; 125; 160; 200;	6,0	11,0
350	200; 225; 260; 300; 350;	6,0	13,0
600	350; 430; 500; 600;	13,0	23,0
1000	600; 700; 850; 1000;	15,0	20,0

Таблица П.9.9 – Технические характеристики предохранителей типа НПН-2

Тип предохра- нителя	Номинальный ток (А)		Предельный ток отключения (кА) при напряжении 380 (В) предохра- нителей
	предохранителя	плавкой вставки	
НПН2-60	60	6; 10; 16; 20; 25; 32; 40; 63;	10
ПН2-100	100	32; 40; 50; 63; 80; 100;	100
ПН2-250	250	80; 100; 125; 150; 200; 250;	100
ПН2-400	400	200; 250; 315; 350; 400;	40
ПН2-600	600	315; 400; 500; 630;	25

Таблица П.9.10 – Технические характеристики автоматических выключателей серии ВА

Тип АВ	Число по- люсов	I_{na} (А)	I_R (А)	Кратность I_i к I_R	$I_{сн}$ (кА)
ВА13-25-32	3	25	3,15; 5; 16; 25;	7	---
ВА14-26-34	3	32	6; 8; 10; 20; 25; 32;	10	4,5
ВА47-29	3	63	1; 2; 3,15; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63;	5; 10; 14;	4,5
ВА47-100	1, 2, 3, 4	100	16; 25; 32; 35; 40; 50; 63; 80; 100;	10; 14;	10
ВА51-33-32	3	160	80; 100; 125; 160;	10	12,5
ВА52-35-33	3	250	80; 100; 125; 160; 250;	12	13
ВА51-37-33	3	400	250; 320; 400;	10	35
ВА52-39-33	3	630	250; 320; 400; 500; 630;	10	40
ВА53-41-33	3	1000	630; 800; 1000;	3; 5; 7;	55

1 часть. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ МЕХАНИЧЕСКОГО ЗАВОДА

Таблица 10.1 – Электрические нагрузки цехов механического завода

Номер по плану	Наименование цехов	Р _{уст.} кВт цехов основного производства по вариантам												Длина цеха (завода) L _A (м)	Ширина цеха (завода) L _B (м)	Площадь цеха F (м ²)
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	K _c	cosφ			
1	Цех режущего инструмента	2523	2623	2723	2823	2923	3023	3123	3223	3323	3423	0,45	0,75	132	90	11880
2	Цех эксплуатационного инструмента	2004	2054	2084	2104	2134	2154	2184	2200	2300	2400	0,45	0,75	132	72	9504
3	Инструментальный цех	1637	1647	1657	1660	1670	1680	1700	1720	1725	1730	0,45	0,75	102	96	9792
4	Электроремонтный цех	1860	1865	1880	1890	1910	1920	1925	1940	1945	1960	0,45	0,75	78	72	5616
5	Модельно-копильный цех	1506	1510	1520	1525	1530	1540	1542	1545	1550	1560	0,25	0,7	90	18	1620
6	Ремонтно-механический цех	См. цех	См. цех	См. цех	См. цех	См. цех	См. цех	См. цех	См. цех	См. цех	См. цех	0,45	0,75	48	28	1344
7	Административно-бытовой корпус	2340	2340	2340	2340	2340	2340	2340	2340	2340	2340	0,45	0,75	90	72	6480
8	Блок складов	871	871	871	871	871	871	871	871	871	871	0,35	0,8	114	72	8208
9	Цех нестандартного оборудования	203	210	215	220	222	225	227	229	231	235	0,35	0,7	48	48	2304
10	Столовая	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	0,45	0,9	90	60	5400
	ЗАВОД													625	375	234375

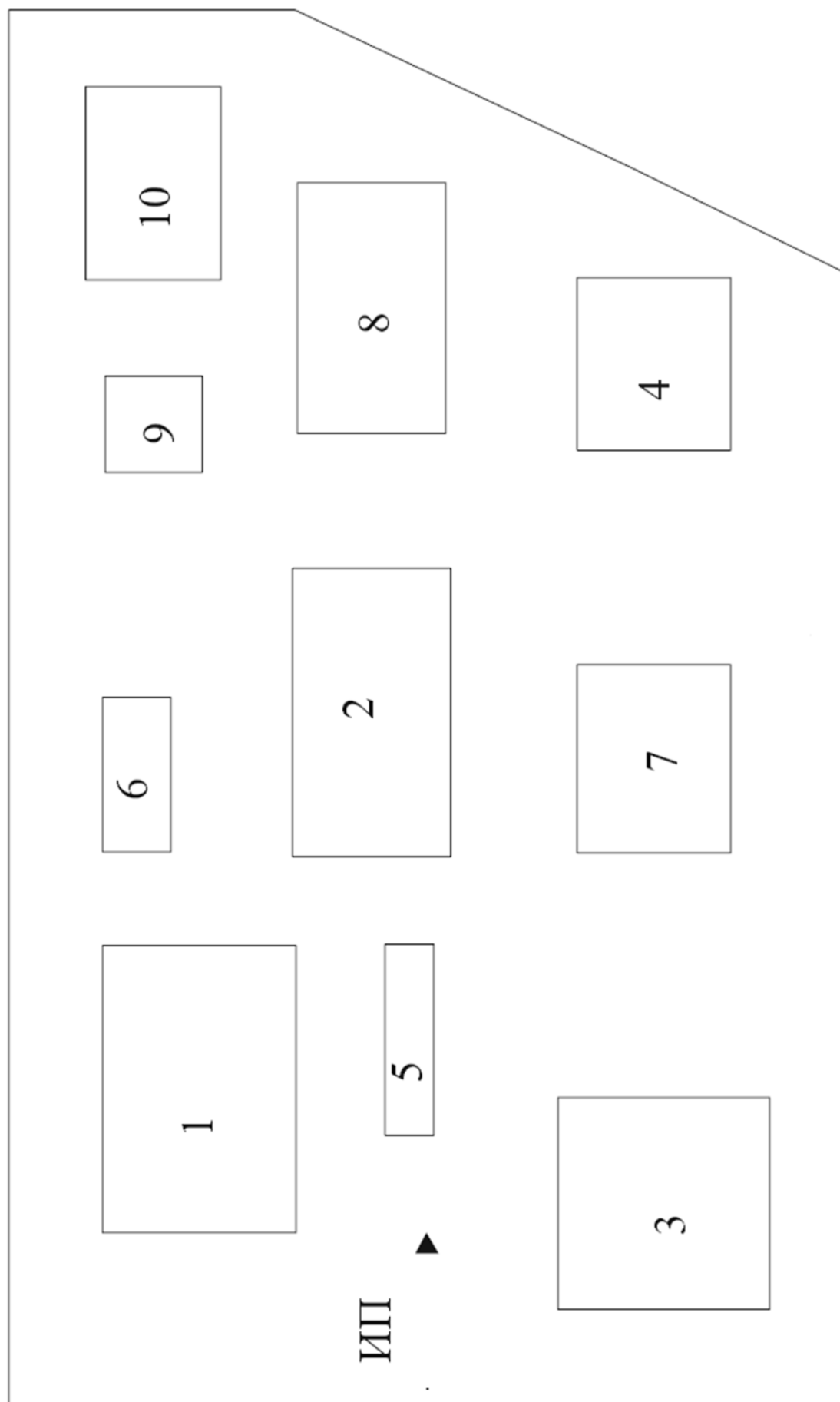


Рис.10.1 - Генеральный план механического завода Масштаб 1 : 2500

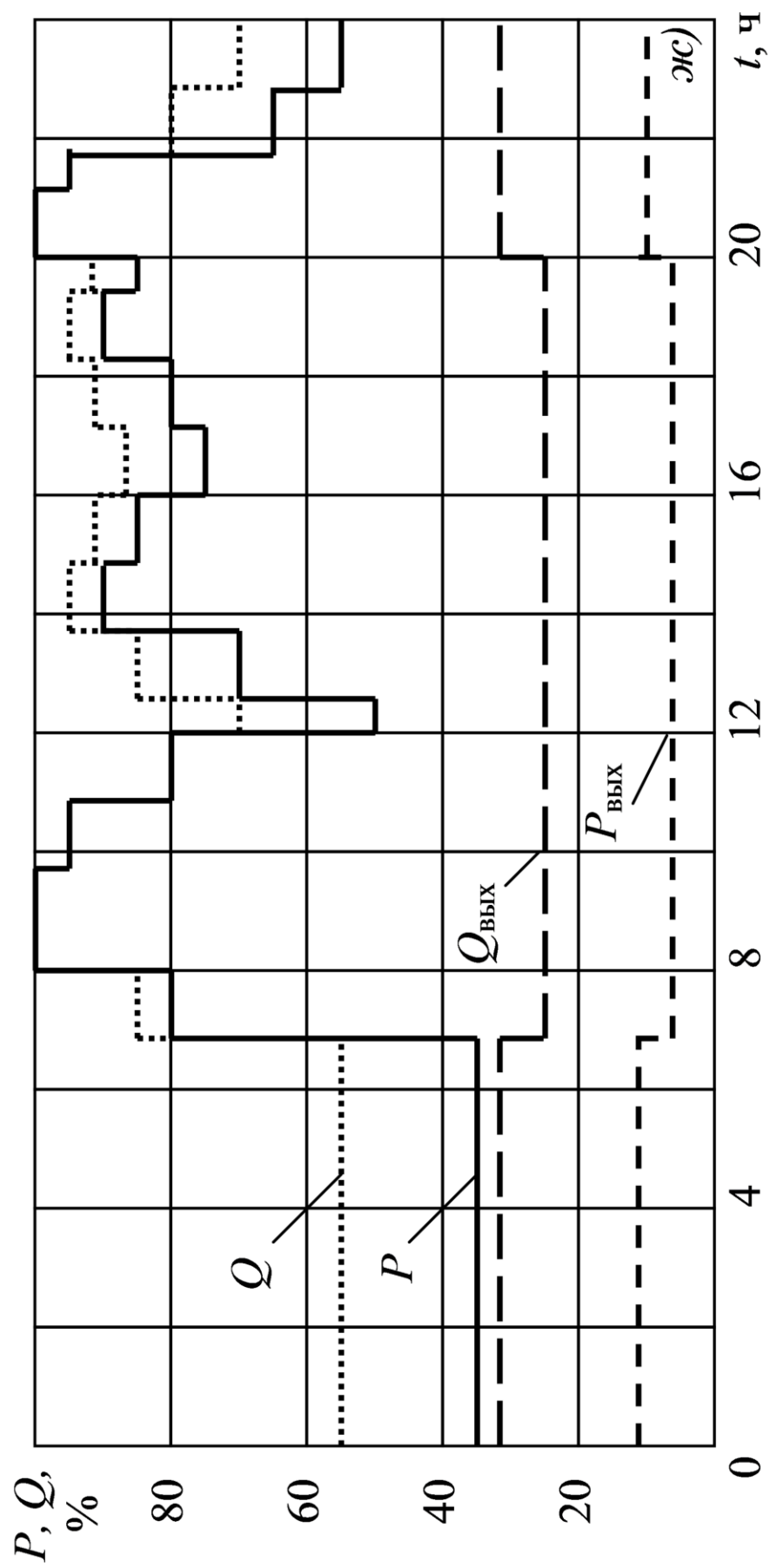


Рис. 10.2 - График электрических нагрузок механического завода

Таблица 10.2 – Перечень электрооборудования ремонтно-механического цеха

Номер по плану	Наименование нагрузок	Р _{уст.} кВт электрооборудования ремонтно-механического цеха по вариантам														Ре-жим
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Ки	п (кол-во)	cosφ	ПВ (%)	
1,2	Вентиляторы	30	48	55	55	55	55	55	55	55	55	0,7	2	0,85	---	Пост
3-5	Сварочные агрегаты ПВ=40%	10	12	14	10	12	14	10	12	14	10	0,3	3	0,4	40	Пост
6-8	Токарные автоматы	6	10	12	14	16	6	10	12	14	16	0,25	3	0,65	---	Пост
9-11	Зубофрезерные станки	10	15	20	22	24	26	10	15	20	22	0,14	3	0,5	---	Пост
12-14	Круглошлифовальные станки	4	5	6	7	8	9	10	4	5	6	0,14	3	0,5	---	Пост
15-17	Заточные станки	1,5	2,5	3	1,5	2,5	3	1,5	2,5	3	1,5	0,14	3	0,5	---	Пост
18,19	Сверлильные станки	2,2	3,2	3,4	3,6	2,2	3,2	3,4	3,6	2,2	3,2	0,25	2	0,65	---	Пост
20-25	Токарные станки	6	9	12	15	18	21	21	21	6	9	0,25	6	0,65	---	Пост
26,27	Плоскошлифовальные станки	8	10	17	10	17	8	10	17	10	17	0,14	2	0,5	---	Пост
28-30	Строгальные станки	4	12	17	12	17	4	12	17	12	17	0,25	3	0,65	---	Пост
31-34	Фрезерные станки	7	8	9	8	9	7	8	9	8	9	0,25	4	0,65	---	Пост
35-37	Расточные станки	4	7	11	7	11	4	7	11	7	11	0,14	3	0,5	---	Пост
38,39	Краны мостовые ПВ=60%	20	25	30	25	30	25	30	25	30	25	0,1	2	0,5	60	Пост

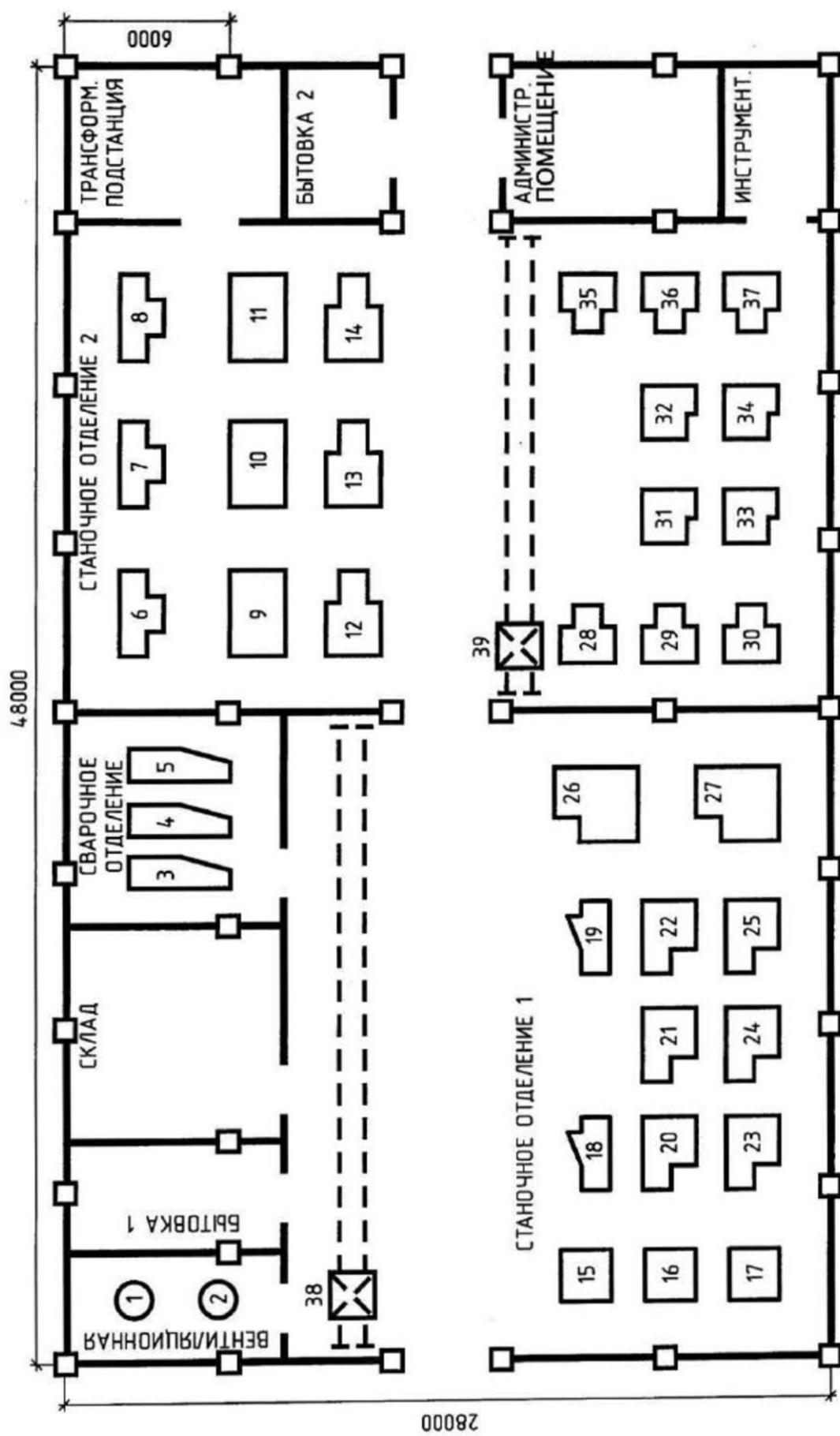


Рис. 10.3 - План расположения электрооборудования ремонтно-механического цеха

2 часть - ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОГО ЗАВОДА

Таблица 11.1 – Электрические нагрузки цехов машиностроительного завода

Номер по плану	Наименование цехов	Р _{уст.} кВт цехов основного производства по вариантам														cosφ	K _c	Вар. 20	Вар. 19	Вар. 18	Вар. 17	Вар. 16	Вар. 15	Вар. 14	Вар. 13	Вар. 12	Вар. 11	Дли- на цеха (за- вода) L _A (м)	Ши- рина цеха (за- вода) L _B (м)	Пло- щадь цеха F (м ²)
1	Металлопрокатный цех	1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	2700	0,35	0,7	0,35	0,7	0,35	0,7	0,35	0,7	0,35	0,7	0,35	0,7	0,35	0,7	0,35	0,7	0,35	0,7	3780
2	Механосборочный цех	1400	1450	1500	1550	1600	1650	1700	1750	1800	1850	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3	0,7	3780
3	Литейный цех	2800	2900	3000	3100	3200	3300	3400	3500	3600	3700	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	3780
4	Котельная	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	0,55	0,8	0,55	0,8	0,55	0,8	0,55	0,8	0,55	0,8	0,55	0,8	0,55	0,8	0,55	0,8	0,55	0,8	3672
5	Кузнечно-прессовый цех	250	260	270	280	290	300	310	320	330	340	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	4284
6	Инструментальный цех	См. цех	См. цех	См. цех	См. цех	См. цех	См. цех	См. цех	См. цех	См. цех	См. цех	0,25	0,7	0,25	0,7	0,25	0,7	0,25	0,7	0,25	0,7	0,25	0,7	0,25	0,7	0,25	0,7	0,25	0,7	324
7	Компрессорная	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	4284
8	Термический цех	2100	2200	2300	2400	2500	2600	2700	2800	2900	3000	0,55	0,65	0,55	0,65	0,55	0,65	0,55	0,65	0,55	0,65	0,55	0,65	0,55	0,65	0,55	0,65	0,55	0,65	5292
9	Механический цех	830	850	870	890	910	930	950	970	990	1010	0,35	0,7	0,35	0,7	0,35	0,7	0,35	0,7	0,35	0,7	0,35	0,7	0,35	0,7	0,35	0,7	0,35	0,7	3780
10	Заготовительно-сварочный цех	850	880	910	940	970	1000	1030	1060	1090	1120	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3	0,7	3276
11	Склад	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	0,35	0,8	0,35	0,8	0,35	0,8	0,35	0,8	0,35	0,8	0,35	0,8	0,35	0,8	0,35	0,8	0,35	0,8	2268
12	Заводоуправление	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	0,45	0,75	1836
13	Транспортный цех	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	0,25	0,7	0,25	0,7	0,25	0,7	0,25	0,7	0,25	0,7	0,25	0,7	0,25	0,7	0,25	0,7	0,25	0,7	324
	ЗАВОД																													192500

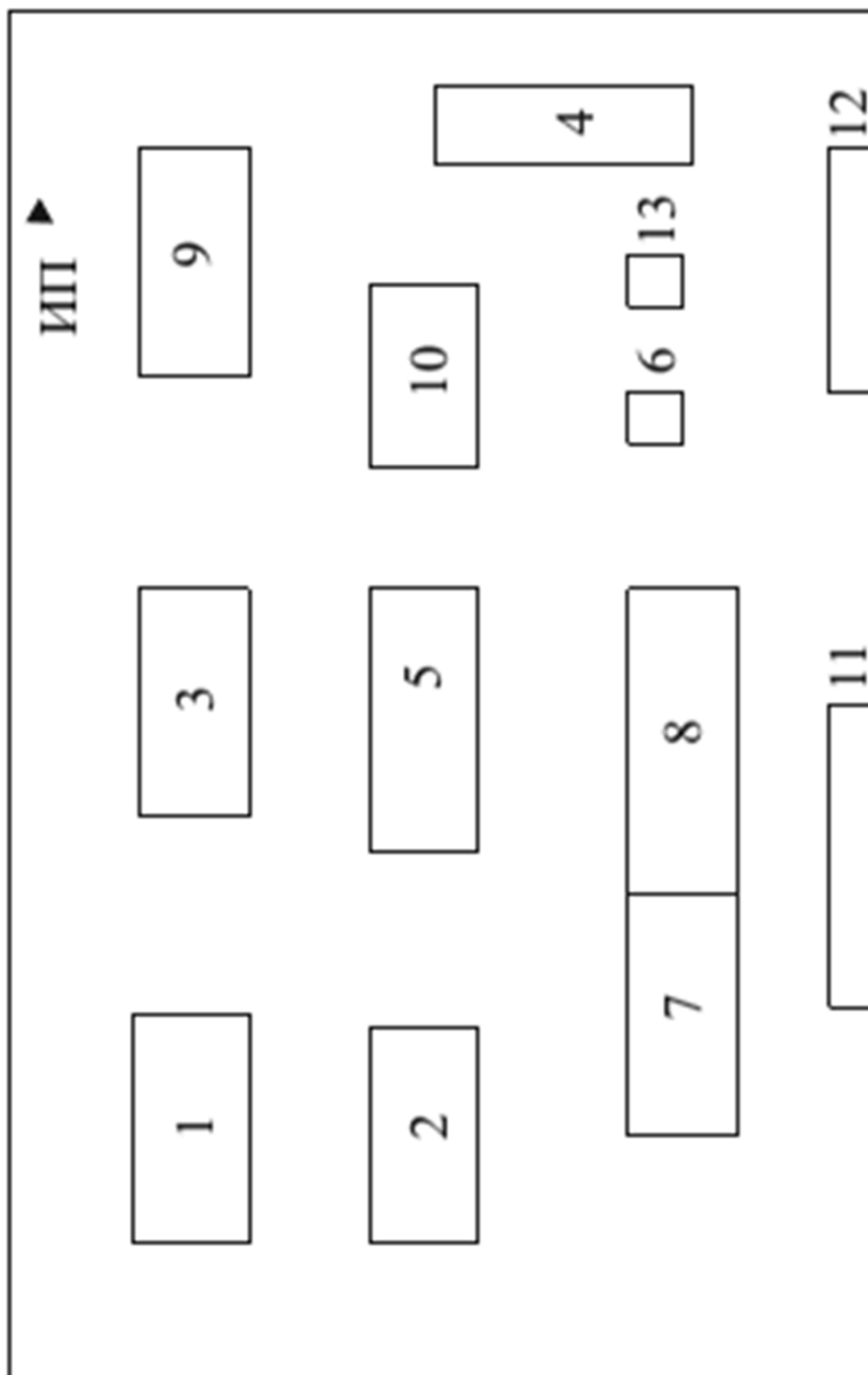


Рис. 11.1 - Генеральный план машиностроительного завода Масштаб 1 : 2500

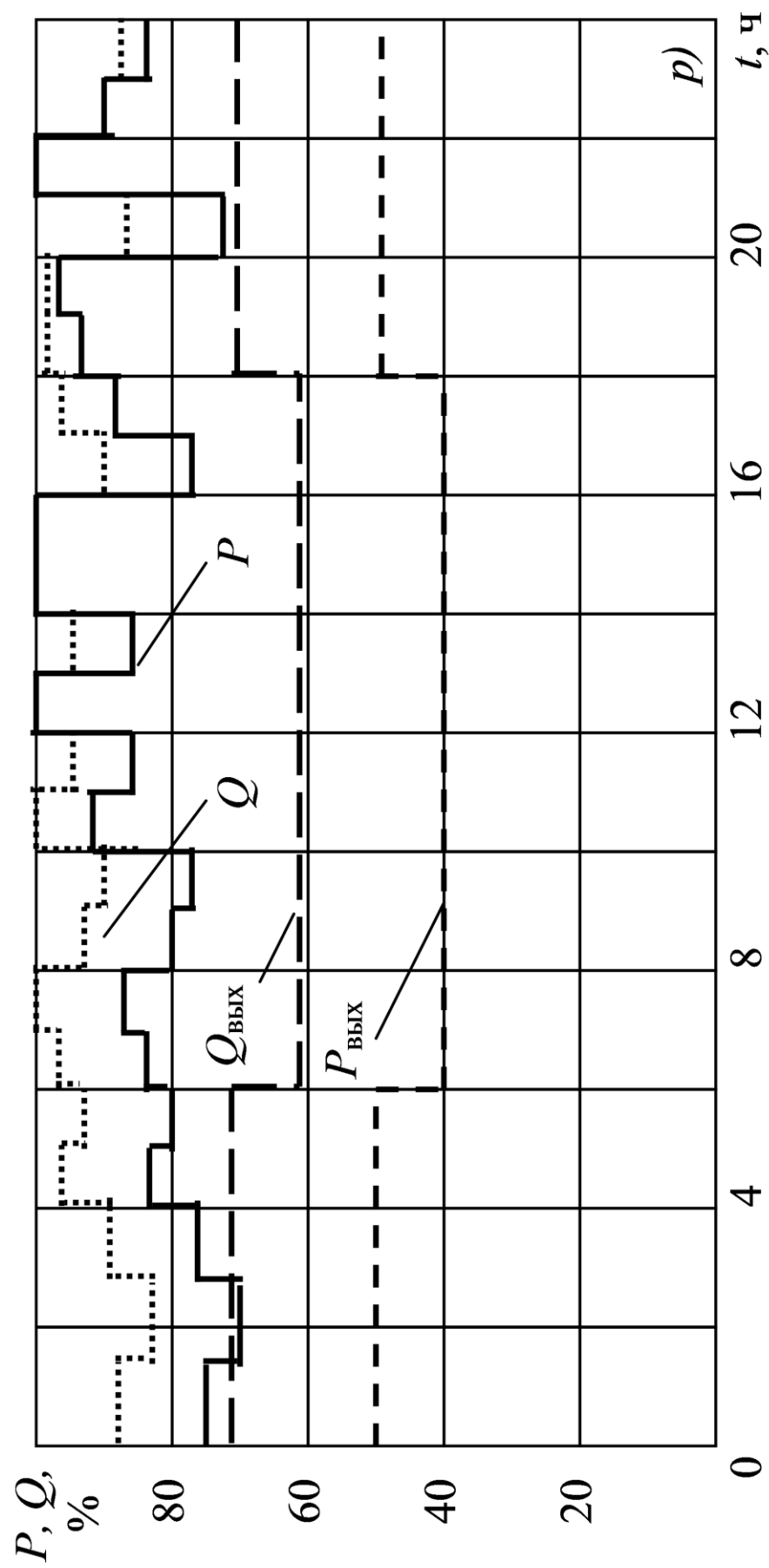


Рис. 11.2 - График нагрузок машиностроительного завода

Таблица 11.2 – Перечень электрооборудования инструментального цеха

Номер по плану	Наименование нагрузок	Р _{уст.} кВт электрооборудования инструментального цеха по вариантам														
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Ки	n (кол-во)	cosφ	ПВ (%)	Ре-жим
1,2,40, 41,46	Поперечно-строгальные станки	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	5,5	6,5	7,5	8,5	0,16	5	0,6	---	Пост
3,5-7, 28-31	Токарно-револьверные станки	2,8	3,2	3,6	4,0	2,8	3,2	3,6	4,0	2,8	3,2	0,16	8	0,6	---	Пост
4,8, 32-34	Одношпиндельные автоматы токарные	1,8	2,2	2,6	1,8	2,2	2,6	1,8	2,2	2,6	1,8	0,16	5	0,6	---	Пост
9-15, 26,27	Токарные автоматы	4,5	5,5	6,5	7,5	4,5	5,5	6,5	7,5	4,5	5,5	0,16	9	0,6	---	Пост
16,17, 19,20, 44,45	Алмазно-расточные станки	2,2	2,8	3,4	4,0	2,2	2,8	3,4	4,0	2,2	2,8	0,16	6	0,6	---	Пост
18, 21-25, 37,38	Горизонтально-фрезерные станки	9	10	11	12	10	11	12	9	10	11	0,16	8	0,6	---	Пост
35,36, 50,51	Наждачные станки	1,5	2,5	1,5	2,5	1,5	2,5	1,5	2,5	1,5	2,5	0,14	4	0,5	---	Пост
39,47	Кран-балки ПВ=60%	5	10	15	5	10	15	5	10	15	5	0,1	2	0,5	60	Пост
42,43, 48,49, 52,53	Заточные станки	2,3	2,5	2,7	2,9	3,1	3,3	3,5	3,7	2,5	2,7	0,16	6	0,6	---	Пост



Рис. 11.3 - План расположения электрооборудования инструментального цеха

3 часть - ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ЭЛЕКТРОАППАРАТНОГО ЗАВОДА

Таблица 12.1 – Электрические нагрузки цехов электроаппаратного завода

Номер по плану	Наименование цехов	Р _{уст.} кВт цехов основного производства по вариантам												Ширина цеха (за-во-да) L _в (м)	Площадь цеха F (м ²)
		21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	K _c	cosφ	Длина цеха (завода) L _а (м)	
1	Цех магнитных станций	6500	6600	6700	6000	5900	5800	5700	5600	5700	5800	0,4	0,85	114 84	20844
2	Заготовительный сварочный цех	8200	8400	8600	8000	7800	7600	7400	7200	7300	7500	0,35	0,7	144	24192
3	Цех пластмасс	2100	2300	2500	2000	1800	1600	1400	1200	1300	1500	0,35	0,7	48 30	8532
4	Цех нормалей	1850	1950	2050	1750	1650	1550	1450	1350	1400	1500	0,35	0,7	30	5400
5	Аппаратный цех	1700	1800	1900	1600	1500	1400	1300	1200	1250	1350	0,3	0,7	54 24 54 24	5256
6	Штамповочный цех	3800	4100	4400	3500	3200	2900	2600	2300	2450	2750	0,4	0,85	180	8640
7	Цех асбоцементных плит	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	0,35	0,7	120	3600
8	Склад готовой продукции	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	0,35	0,8	102	3060
9	Склад металлических отходов	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	0,25	0,65	30	540
10	Гальванический цех	1200	1300	1400	1100	1000	900	800	700	750	850	0,4	0,85	102	1836
11	Механический цех	См. Цех	См. Цех	См. Цех	См. Цех	См. Цех	См. Цех	См. Цех	См. Цех	См. Цех	См. Цех	0,4	0,85	48	1440

Продолжение Таблицы 12.1 – Электрические нагрузки цехов электроаппаратного завода

12	Станция нейтрализации	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	0,35	0,7	30	18	540
13	Очистка кислотной канализации	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0,35	0,7	48	18	864
14	Насосная	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	0,55	0,8	30	12	360
15	Столовая	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	0,45	0,9	30	36	1080
16	Электроцех	150	200	250	130	120	110	105	100	100	100	100	100	100	100	100	100	0,6	0,9	24	48	1152
17	Заводоуправление	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	0,45	0,75	24	18	432
18	Градирная	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0,35	0,7	18	84	2592
19	Склад кислот	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0,25	0,65	30	18	540
20	Компрессорная: а) 0,4 кВ б) синхр. двигатели 6 кВ	200 2880	200 2880	200 2880	200 2880	200 2880	200 2880	200 2880	200 2880	200 2880	200 2880	200 2880	200 2880	200 2880	200 2880	200 2880	200 2880	0,75	0,85	54	18	972
	ЗАВОД																			650	375	243750

Примечание :

1. Так как цеха 1, 3, 5, 18 имеют сложную конфигурацию – площади цехов суммировались из отдельных целых прямоугольников.
2. См.цех – означает, что расчётные суммарные данные цеха вносятся из раздела «Расчёт электрической нагрузки цеха».

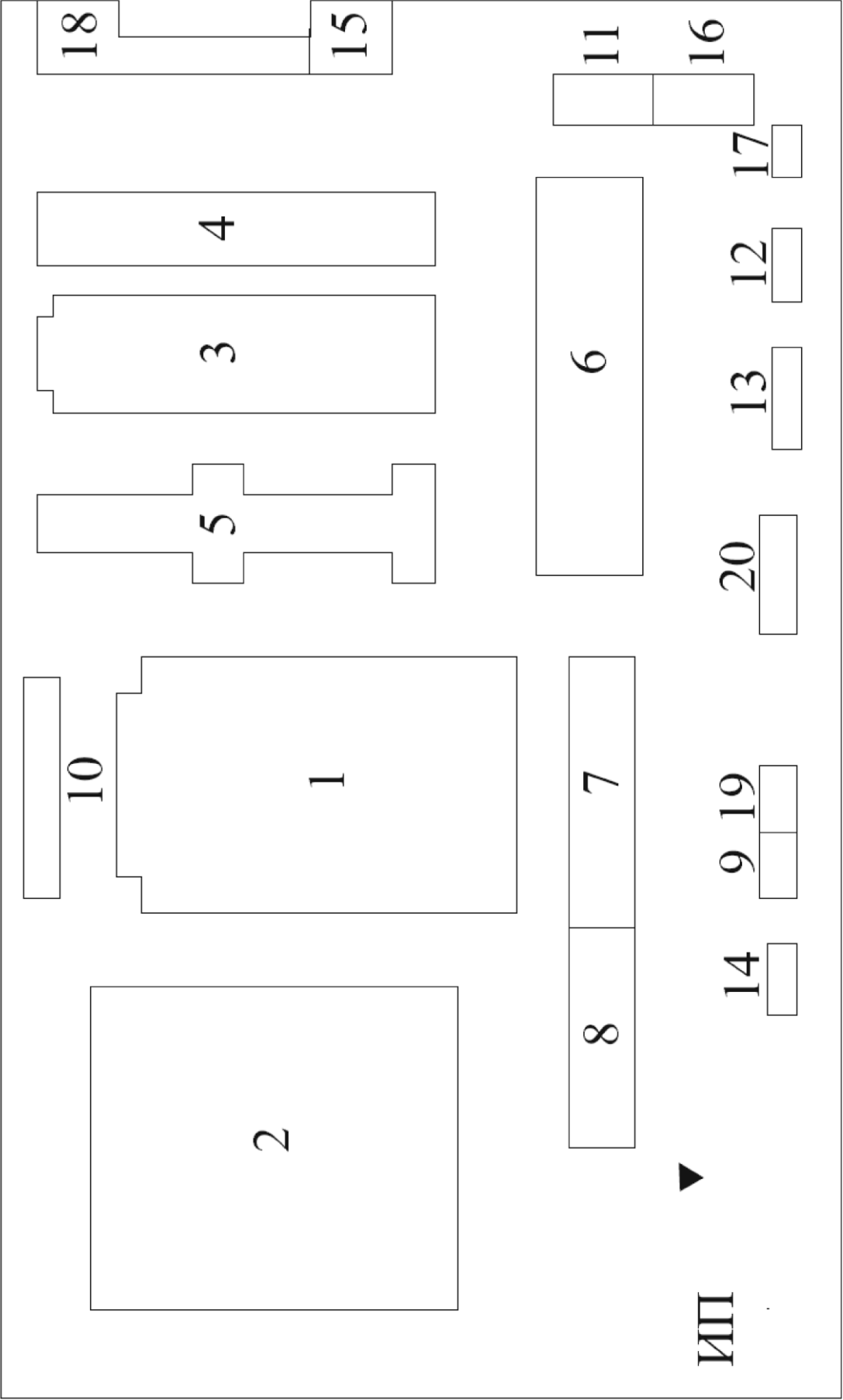


Рис. 12.1 - Генеральный план электроаппаратного завода Масштаб 1 : 2500

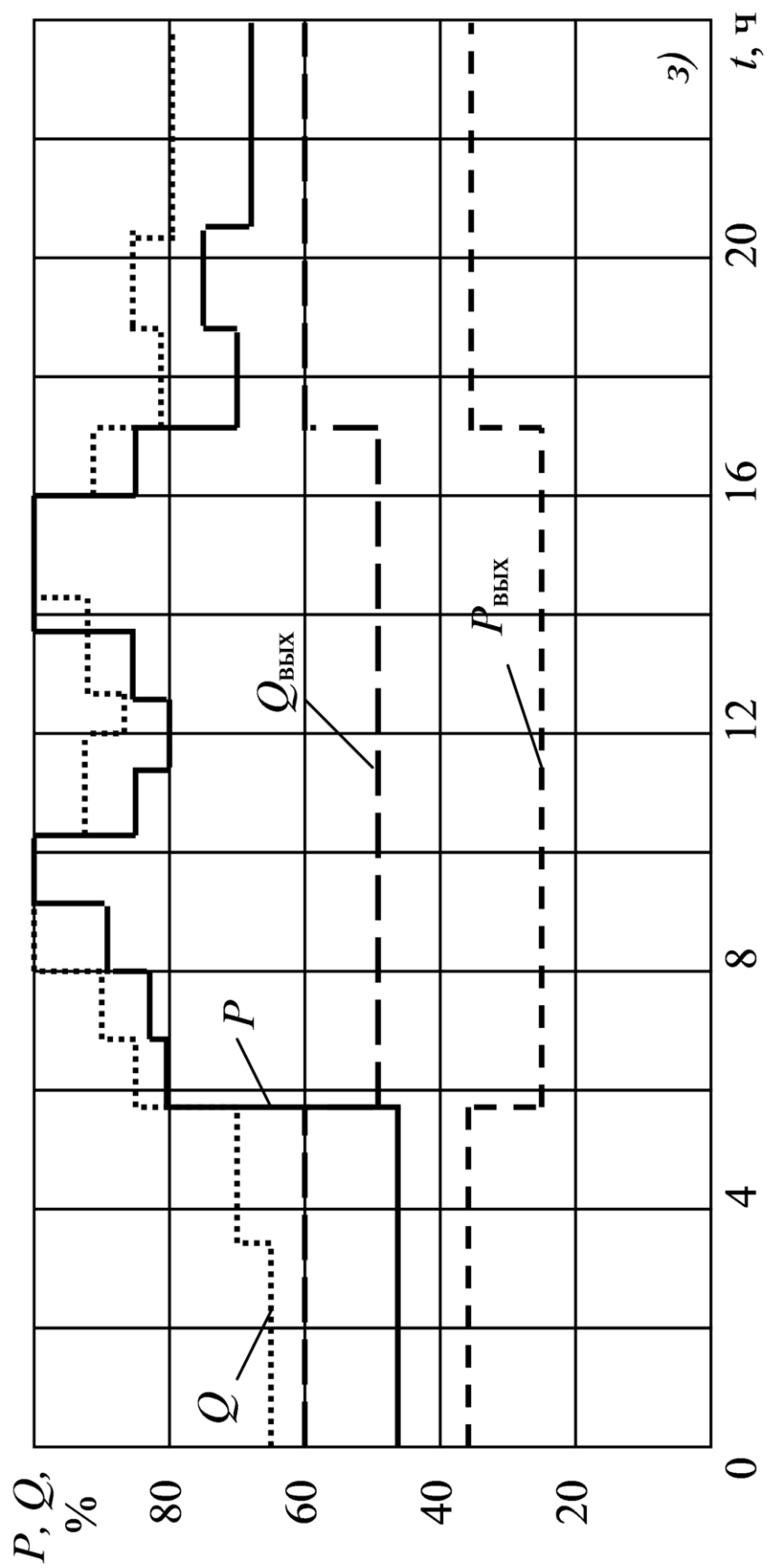


Рисунок 12.2 - Суточный график нагрузок электроаппаратного завода

Таблица 12.2 – Перечень электрооборудования механического цеха

Номер по плану	Наименование нагрузок	Р _{уст.} кВт электрооборудования механического цеха по вариантам														
		21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	Ки	n (кол-во)	cosφ	ПВ (%)	Ре-жим
1-4	Сварочные автоматы ПВ=60% (кВА)	50	42	64	50	42	64	50	42	64	50	0,35	4	0,5	60	Пост
5-8	Вентиляторы	4,5	4,8	5,1	4,2	3,9	3,6	3,3	3,0	3,2	3,4	0,7	4	0,85	---	Пост
9,10	Компрессоры	50	50	50	50	40	40	30	30	30	30	0,75	2	0,85	---	Пост
11,12, 39,40	Алмазно-расточные станки	2,5	2,8	3,2	2,5	2,8	3,2	2,5	2,8	3,2	2,5	0,25	4	0,65	---	Пост
13-16	Горизонтально-расточные станки	25	18	15	20	22	25	18	15	20	22	0,25	4	0,65	---	Пост
17,19	Продольно-строгальные станки	40	30	20	45	35	25	40	30	20	45	0,25	2	0,65	---	Пост
18	Кран-балка ПВ=60%	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	0,1	1	0,5	60	Пост
20	Мостовой кран ПВ=40%	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	0,1	1	0,5	40	Пост
21-26	Расточные станки	19	21	23	17	15	13	11	9	10	12	0,25	6	0,65	---	Пост
27-29	Поперечно-строгальные станки	10	7,5	8,5	9,5	10,5	10	7,5	8,5	9,5	10,5	0,25	3	0,65	---	Пост
30-33	Радиально-сверильные станки	3	5	7	9	11	13	3	5	7	9	0,25	4	0,65	---	Пост
34-36	Вертикально-сверильные станки	4	3	2,5	4	3	2,5	4	3	2,5	4	0,25	3	0,65	---	Пост
37,38	Электропечи сопротивления	32	42	45	32	42	45	32	42	45	32	0,8	2	0,95	---	Пост
41,42	Заточные станки	1,5	2,5	2,2	1,5	2,5	2,2	1,5	2,5	2,2	1,5	0,25	2	0,65	---	Пост
43-50	Токарно-револьверные станки	4,5	12,5	8,8	4,5	12,5	8,8	4,5	12,5	8,8	4,5	0,25	8	0,65	---	Пост

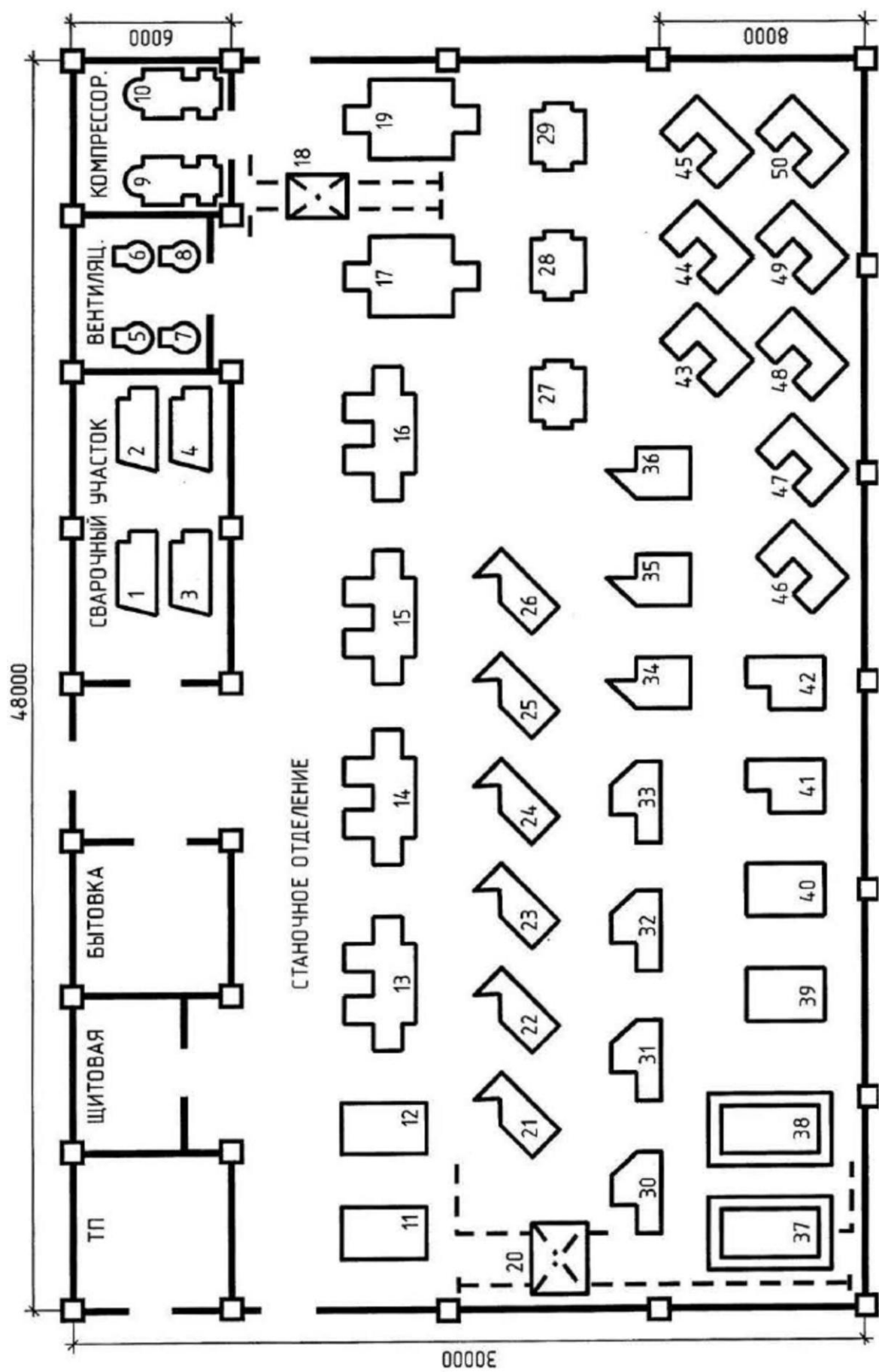


Рис. 12.3 - План расположения электрооборудования механического цеха

Учебное издание

**Якимович Борис Анатольевич
Крастелёв Олег Михайлович
Какушина Елена Геннадьевна**

**РАСЧЁТ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ**

*Учебно-методическое пособие
по курсовому проектированию*

В авторской редакции

Изд. № 36/2026. Объем 11,75 п.л. Усл. печ. л. 10,93. Уч.-изд. л. 11,515.
Издательский центр ФГАОУ ВО «Севастопольский государственный университет»