

Основы расчета систем электрообеспечения

доцент к.т.н.

Сумарокова Людмила Петровна

Лекция №1

МЕТОДЫ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Метод упорядоченных диаграмм.

К электроприемникам с практически постоянным графиком нагрузки могут быть отнесены такие, у которых $\kappa_u \geq 0,6$, $\kappa_{вкл} = 1$ и коэффициент заполнения суточного графика за наиболее загруженную смену $\kappa_{зан} \geq 0,9$. При отсутствии таких данных ЭП относят к электроприемникам с переменным графиком нагрузки.

Максимальные расчетные нагрузки группы приемников с *переменным графиком нагрузки* определяются из выражений:

$$P_m = K_m \cdot P_{см}; \quad Q_m = K'_m \cdot Q_{см}; \quad S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2}$$

где P_m , Q_m , S_m – максимальные активная, реактивная и полная нагрузки;

K_m – коэффициент максимума активной нагрузки $P_{см}$, $Q_{см}$ – средняя активная и реактивная мощности всей группы электроприемников за наиболее загруженную смену

$$P_{см} = \sum_{i=1}^n P_{см i} = \sum_{i=1}^n K_{u i} \cdot P_{ном i}; \quad Q_{см} = \sum_{i=1}^n P_{см i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i$$

где K_u – коэффициент использования отдельного ЭП;

$P_{ном}$ – номинальная мощность отдельного ЭП, приведенная к длительному режиму;

$\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности;

$K_m = f(K_u, n_{эф})$ – определяется по таблице или графикам, может быть оценен по соотношению:

$$K_m = 1 + \frac{1,5}{\sqrt{n_{эф}}} \sqrt{\frac{1 - K_u}{K_u}}$$

где $n_{эф}$ – эффективное число электроприемников;

K_u – средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП:

$$K_u = \frac{P_{см}}{P_{ном}}$$

$$K_u = \frac{P_{см}}{P_{ном}}$$

где $P_{ном}$ – суммарная номинальная мощность ЭП всей группы.
 $n_{эф} = f(n, m, K_u, P_{ном})$ может быть определено по соотношению:

$$n_{эф} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{ном i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{ном i}^2} = \frac{P_{ном}^2}{\sum_{i=1}^n P_{ном i}^2}$$

или одним из упрощенных способов,

где n – фактическое число электроприемников в группе;

m – показатель силовой сборки в группе:

$$m = \frac{P_{см \max}}{P_{ном \min}}$$

где $P_{ном \max}$, $P_{ном \min}$ – номинальные приведенные к длительному режиму активные мощности наибольшего и наименьшего ЭП в группе.

Для электроприемников с *практически постоянным графиком нагрузки* максимальная расчетная нагрузка принимается равной средней мощности за наиболее загруженную смену ($P_m = P_{см}; Q_m = Q_{см}$)

Определение эффективного числа электроприемников.

Под эффективным числом электроприемников понимается такое число однородных по режиму работы приемников одинаковой мощности, которое обуславливает ту же величину расчетной нагрузки, что и группа фактических различных по номинальной мощности и режиму работы приемников

Способы упрощенного вычисления $n_{эф}$.

1. При четырех и более фактических ЭП в группе эффективное число приемников $n_{эф}$ считается равным фактическому n при $m \leq 3$ и любом K_u .

При определении $n_{эф}$ исключаются те наименьшие ЭП группы, суммарная номинальная мощность которых не превышает 5% суммарной номинальной мощности всей группы $P_{ном}$. При этом число исключенных электроприемников не учитывается также и в величине n .

2. При $m > 3$ и $K_u \geq 0,2$ эффективное число электроприемников определяется по соотношению:

$$n_{эф} = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{ном i}}{P_{ном max}}$$

В тех случаях, когда найденное по этой формуле $n_{эф}$ оказывается больше, чем n фактическое, следует принимать $n_{эф} = n$.

3. При $m > 3$ и $K_u < 0,2$ эффективное число электроприемников определяется с помощью кривых или таблиц. Порядок определения $n_{эф}$ следующий:

- определяется наибольший по номинальной мощности электроприемник рассматриваемой группы;
- определяются наиболее крупные электроприемники, номинальная мощность которых равна или больше половины мощности наибольшего электроприемника группы;
- определяются число n_1 и суммарная номинальная мощность $P_{ном 1}$ наибольших электроприемников группы;
- определяются число n и суммарная номинальная мощность $P_{ном}$ всех приемников группы;

• находятся значения $n_* = \frac{n_1}{n}$ $P_* = \frac{P_{ном 1}}{P_{ном}}$

• по кривым или по таблице [1, 2] по найденным значениям n_* и P_* определяется величина $n_{эф*}$, а затем из выражения $n_{эф*} = \frac{n_{эф}}{n}$

находится $n_{эф} = n_{эф*} \cdot n$

Фактическое число электроприемников в группе, n	$m = \frac{P_{\text{ном. max}}}{P_{\text{ном. min}}}$	$n_{\text{эф}}$	P_p , кВт	Q_p , кВар
1	2	3	4	5
Три и менее	не определяется		$P_p = \sum_1^n P_{\text{ном}}$	$Q_p = \sum_1^n P_{\text{ном}} \cdot \text{tg}\varphi$
Более трех	$m \leq 3$ При определении исключаются ЭП, суммарная мощность которых не превышает 5 % $\sum P_{\text{ном}}$ группы	$n_{\text{эф}} = n$	$P_p = K_M \cdot P_{\text{см}} =$ $= K_M \cdot \sum K_{\text{и}} \cdot P_{\text{ном}}$	При $n \leq 10$ $Q_p = 1,1 \cdot Q_{\text{см}}$ при $n > 10$ $Q_p = Q_{\text{см}} =$ $= \sum_{i=1}^n P_{\text{см}i} \cdot \text{tg}\varphi_i$
	$m > 3$ (точное определение не требуется)	$n_{\text{эф}} < 4$	$P_p = \sum K_3 \cdot P_{\text{ном}}$ (допускается принимать $K_3=0,9$ для ЭП длительного режима и $K_3=0,75$ для ЭП ПКР)	$Q_p = 0,75 \cdot P_p$ (для ЭП длительного режима $\cos\varphi=0.8$, $\text{tg}\varphi=0.75$) $Q_p = P_p$ (для ЭП ПКР $\cos\varphi=0.7$, $\text{tg}\varphi=1$)

1	2	3	4	5
	$m > 3$	$n_{\text{эф}} \geq 4$	$P_p = K_M \cdot P_{\text{см}}$	При $n \leq 10$ $Q_p = 1,1 \cdot Q_{\text{см}}$ при $n > 10$ $Q_p = Q_{\text{см}} =$ $= \sum_1^n P_{\text{см}} \cdot \text{tg}\varphi$
	$m > 3$	$n_{\text{эф}} > 200$	$P_p = P_{\text{см}} =$ $= \sum K_{\text{и}} \cdot P_{\text{ном}}$	$Q_p = Q_{\text{см}}$
Если более 75 % установленной мощности расчетного узла составляют ЭП с практически постоянным графиком нагрузки ($k_{\text{и}} \geq 0.6$, $k_{\text{вкл}} \approx 1$, $k_{\text{загр}} \geq 0.9$ – насосы, компрессоры, вентиляторы)	не определяется	не определяется	$P_p = P_{\text{см}} =$ $= \sum k_{\text{и}} \cdot p_{\text{ном}}$	$Q_p = Q_{\text{см}} =$ $= \sum_1^n P_{\text{см}} \cdot \text{tg}\varphi$
При наличии в расчетном узле ЭП с переменным и постоянным графиком нагрузки			Определяется только для ЭП с переменным графиком нагрузки	$P_p = P_{p1} + P_{p2}$ $=$ $K_M \cdot P_{\text{см1}} + P_{\text{см2}}$

Метод коэффициента спроса

$$P_{расч} = K_c \cdot P_{ном}; \quad Q_{расч} = P_{расч} \cdot \operatorname{tg}\varphi; \quad S_{расч} = \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2} = \frac{P_{расч}}{\cos\varphi}$$

K_u	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90
K_c	0,50	0,60	0,65–0,70	0,75–0,80	0,85–0,90	0,92–0,95

$$S_{расч} = K_{р.м} \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{расчi}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{расчi}\right)^2}$$

где $K_{р.м}$ – коэффициент разновременности максимумов нагрузок отдельных групп электроприемников, принимаемый по справочным данным

$\left(\sum_{i=1}^n P_{расчi}\right)$, $\left(\sum_{i=1}^n Q_{расчi}\right)$ – сумма расчетных активных и реактивных нагрузок отдельных групп приемников

Расчетная осветительная нагрузка также определяется по методу коэффициента спроса:

$$P_{расч. осв} = K_{с осв} \cdot P_{ном осв} \cdot K_{п.р.а}$$

где $K_{с осв}$ – коэффициент спроса осветительной нагрузки;

$P_{ном осв}$ – установленная мощность электроламп, определяется по удельной плотности нагрузки на 1 м² площади производственных зданий;

$K_{п.р.а}$ – коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре светильников, для ламп накаливания равен 1,0.

Метод коэффициента формы

Расчет выполняется по соотношениям:

$$P_{расч} = K_{\phi} \cdot P_{см}; \quad Q_{расч} = K'_{\phi} \cdot Q_{см} = P_{расч} \cdot \operatorname{tg}\varphi; \quad S_{расч} = \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}$$

где K_{ϕ} , K'_{ϕ} – коэффициент формы соответственно графика активной и реактивной нагрузки, характеризует неравномерность графика во времени, определяется по выражениям $K_{\phi} = \frac{P_{ск}}{P_{см}}$, в случае затруднения расчета – $K_{\phi} = 1,0 \div 1,3$.

Определение расчетной нагрузки по удельной нагрузке на единицу производственной площади

Расчет выполняется по соотношению:

$$P_{расч} = p_0 \cdot F$$

где p_0 – удельная расчетная нагрузка на 1 м² производственной площади;

F – производственная площадь, м²

Метод удельного расхода электроэнергии на единицу продукции при заданном объеме выпуска продукции за определенный период времени

Расчет выполняется по соотношению:

$$P_{расч} = \frac{M_{см} \cdot W_{а уд}}{T_{см}}$$

где $M_{см}$ – выпуск за смену единиц продукции;

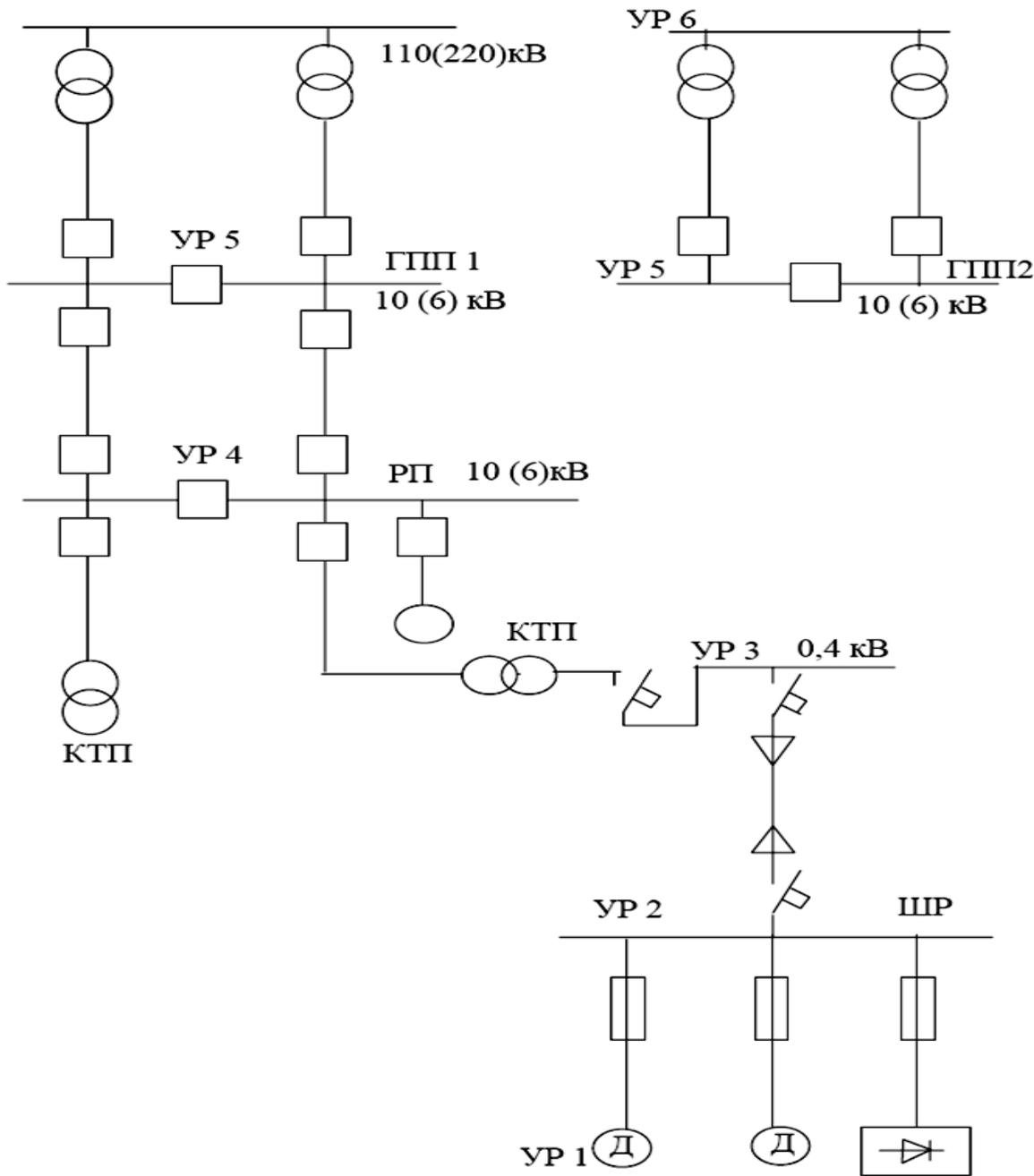
$W_{а уд}$ – расход электроэнергии на единицу продукции, кВт · ч / ед

$T_{см}$ – продолжительность смены.

Если удельный расход $W_{а уд}$ известен в годовом объеме M , то

$$P_{расч} = \frac{M \cdot W_{а уд}}{T_m}$$

где T_m – число часов использования максимума нагрузки



Уровни (ступени) системы
электроснабжения
промышленного
предприятия

Расчет электрических нагрузок комплексным методом

Расчеты электрических нагрузок комплексным методом производятся от верхних уровней к нижним. Сначала решаются вопросы электроснабжения предприятия в целом (УР6); затем комплекса цехов, отдельного производства, участка завода (УР5); цеха или части завода, питающегося от одного РП (УР4). Расчеты заканчиваются определением количества и мощности ТП на УР3.

Комплексный метод предусматривает одновременное применение нескольких способов расчета максимальной нагрузки P_m по следующим параметрам:

-электроемкости продукции \mathcal{E} на УР6

$$P_m = \frac{\sum \mathcal{E}_i M_i}{T_m},$$

где M_i , \mathcal{E}_i - объем и электроемкость технологической продукции i -го вида; T_m - годовое число часов использования максимума нагрузки (принимается по основным показателям завода-аналога);

- общегодовому электропотреблению A или среднегодовой мощности на уровнях УР6, УР5, УР4

где K_m - среднегодовой коэффициент максимума; $T_z = 8760$ - число часов в году;

- удельным расходам электроэнергии $A_{уд}$ на уровнях УР5, УР4 (УР3):

$$P_m = K_m \cdot \sum_{i=1}^n \frac{A_{удi} M_i}{T_i}, \quad P_m = \frac{K_m \cdot A}{T_z} = K_m \cdot P_{срз},$$

где T_i - годовое число часов работы i -го цеха; M_i - объем его выпускаемой продукции; $A_{уд}i$ - удельный расход электроэнергии на выпуск продукции этим цехом;

- среднегодовому коэффициенту спроса K_c на уровнях УР6-УР2:

$$P_m = K_c P_{уст},$$

где $P_{уст}$ - сумма установленных мощностей;

удельным мощностям нагрузок на уровнях УР6-УР2:

$$P_m = \gamma \cdot F,$$

где γ - удельная мощность (плотность нагрузки); F - площадь предприятия, района, цеха, отделения, участка.

Лекция №2

Построение картограммы и определение центра электрических нагрузок

Главную понизительную подстанцию (ГПП) в целях экономии металла и электроэнергии рекомендуется устанавливать в центре электрических нагрузок предприятия.

Для определения местоположения ГПП на генеральный план предприятия наносится картограмма нагрузок, которая представляет собой размещённые на генплане предприятия площади, ограниченные кругами, которые в определённом масштабе соответствуют расчётным нагрузкам цехов.

Радиусы окружностей для каждого цеха определяются из выражения:

$$P_i = \pi \cdot r_{ai}^2 \cdot m,$$

где r_{ai} – радиус круга, см;

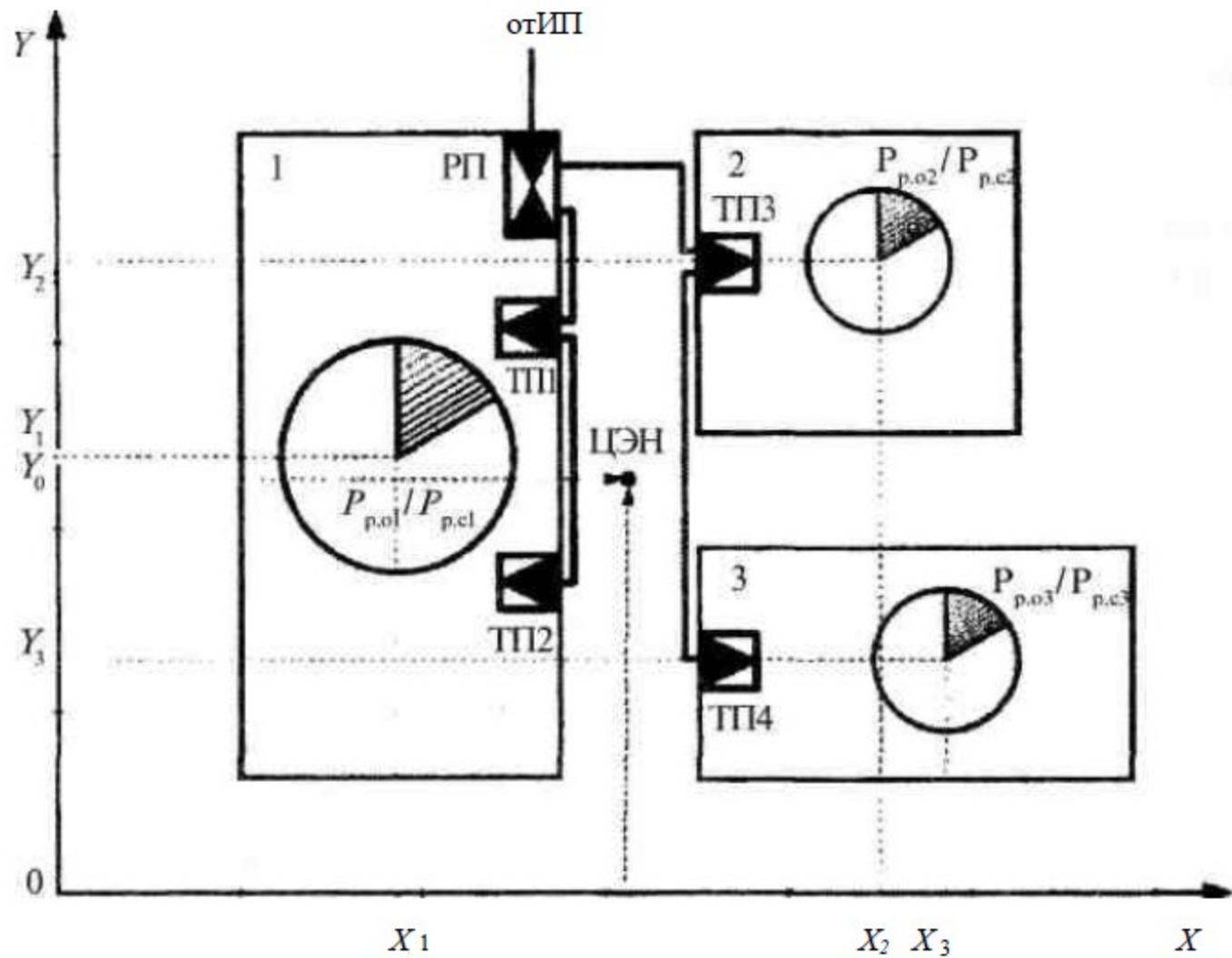
m – масштаб картограммы, кВт/см²;

$$r_{ai} = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}} \quad r_i = \sqrt{\frac{S_{pi}}{\pi \cdot m}},$$

Координаты центра активных электрических нагрузок

$$X_{0a} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad Y_{0a} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad \alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{po}}{P_{pi}},$$

где x_i, y_i – координаты i – го потребителя



Обычно предполагают, что распределение случайных координат ЦЭН следует нормальному закону распределения (закону Гаусса-Лапласа). т.е.

$$f(x) = \frac{1}{\sigma_x} * \exp\left(-\frac{(x - a_x)^2}{2 * \sigma_x^2}\right); \quad f(y) = \frac{1}{\sigma_y} * \exp\left(-\frac{(y - a_y)^2}{2 * \sigma_y^2}\right)$$

где a_x, a_y – математические ожидания случайных координат;

s_x^2, s_y^2 – дисперсии случайных координат.

Математические ожидания случайных координат в нашем случае - это координаты ЦЭН $a_x = x_0; a_y = y_0$.

Если ввести обозначение $h_x = \frac{1}{\sigma_x * \sqrt{2}}; \quad h_y = \frac{1}{\sigma_y * \sqrt{2}}$,

называемые мерами мощности случайных величин закон распределения запишется в следующем виде

$$f(x) = \frac{h_x}{\sqrt{\pi}} * e^{-h_x^2 * x^2}; \quad f(y) = \frac{h_y}{\sqrt{\pi}} * e^{-h_y^2 * y^2}.$$

Так как координаты x и y изменяются одновременно то от одномерной плоскости распределения вероятностей исследуемых величин можно перейти к двумерной функции распределения вероятностей случайных независимых координат

$$f(x, y) = \frac{h_X * h_Y}{\pi} * e^{-(h_x^2 * X^2 + h_y^2 * Y^2)}$$

Зона рассеяния центра электрических нагрузок представляет собой эллипс, как сечение поверхности нормального распределения, полуоси которого равны

$$R_X = \frac{\sqrt{3}}{h_X} ; \quad R_Y = \frac{\sqrt{3}}{h_Y} .$$

Форма эллипса зависит от соотношений

$$\sigma_X^2 = \sum_{i=1}^n P_{Xi} * (x_i - x_{0a})^2 ; \quad \sigma_Y^2 = \sum_{i=1}^n P_{Yi} * (y_i - y_{0a})^2$$

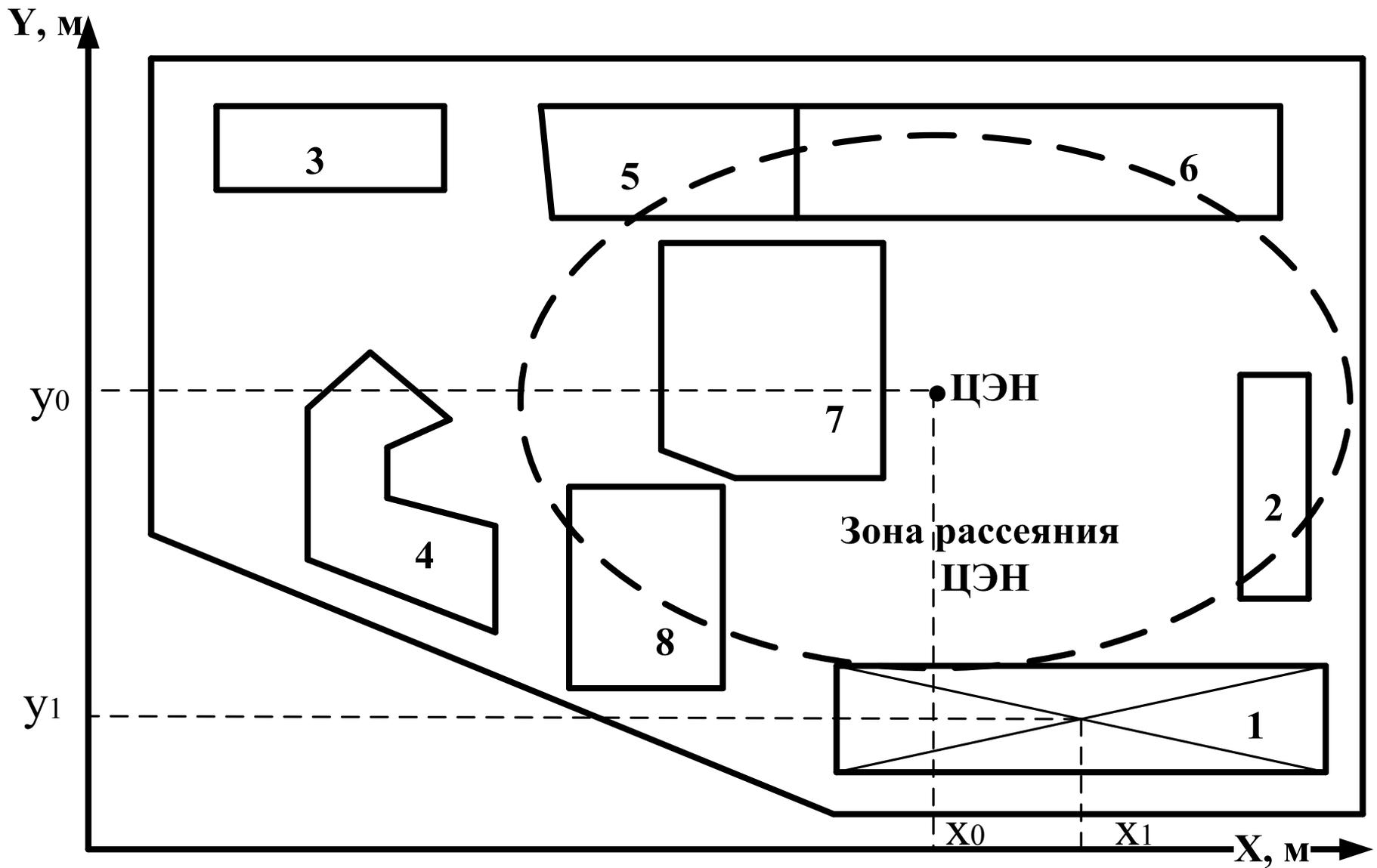
где P_{x_i} , P_{y_i} – вероятности появления x_i , y_i :

$$P_{x_i} = P_{y_i} = \frac{P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}$$

С учетом этого выражения дисперсия случайных координат определяется следующим образом:

$$\sigma_X^2 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i * (x_i - x_0)^2}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad \sigma_Y^2 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i * (y_i - y_0)^2}{\sum_{i=1}^n P_i}$$

$P_1=1200, \text{кВт}; x_1=160, \text{ м}; y_1=20, \text{ м}; P_2=1000, \text{кВт};$
 $x_2=190, \text{ м}; y_2=50, \text{ м}; P_3=150, \text{кВт}; x_3=30, \text{ м}; y_3=110, \text{ м};$
 $P_4=1300, \text{кВт}; x_4=40, \text{ м}; y_4=60, \text{ м}; P_5=800, \text{кВт}; x_5=90,$
 $\text{ м}; y_5=120, \text{ м}; P_6=2200, \text{кВт}; x_6=160, \text{ м}; y_6=120, \text{ м};$
 $P_7=790, \text{кВт}; x_7=115, \text{ м}; y_7=80, \text{ м}; P_8=230, \text{кВт}; x_8=80,$
 $\text{ м}; y_8=40, \text{ м};$



Лекция №3

Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

По числу трансформаторов КТП могут быть одно-, двух- и трехтрансформаторными, а по роду установки:

- внутренней установки с масляными, сухими или заполненными негорючей жидкостью трансформаторами;
- наружной установки (только с масляными трансформаторами);
- смешанной установки с расположением распределительного устройства (РУ) высшего напряжения и трансформатора снаружи, а РУ низшего напряжения внутри помещения.

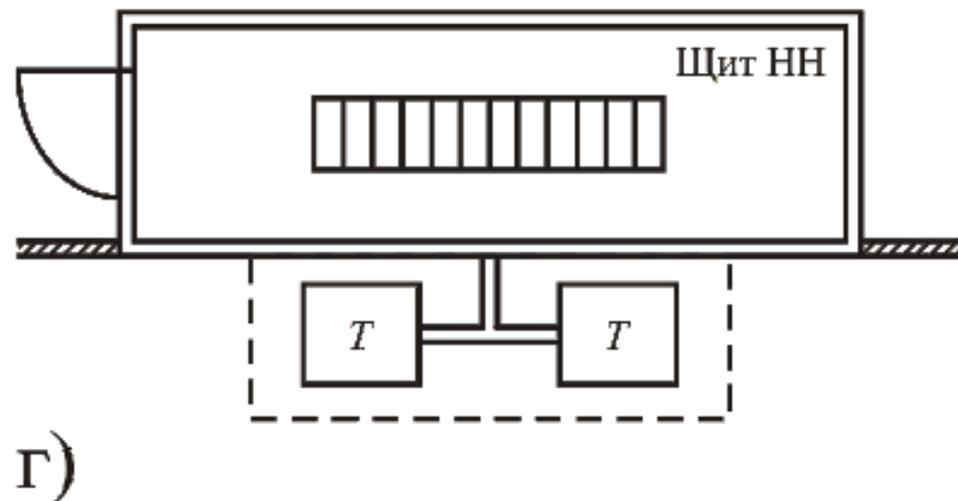
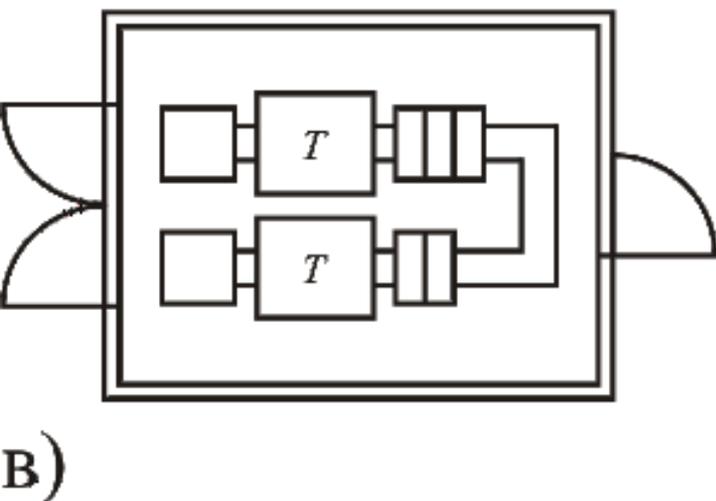
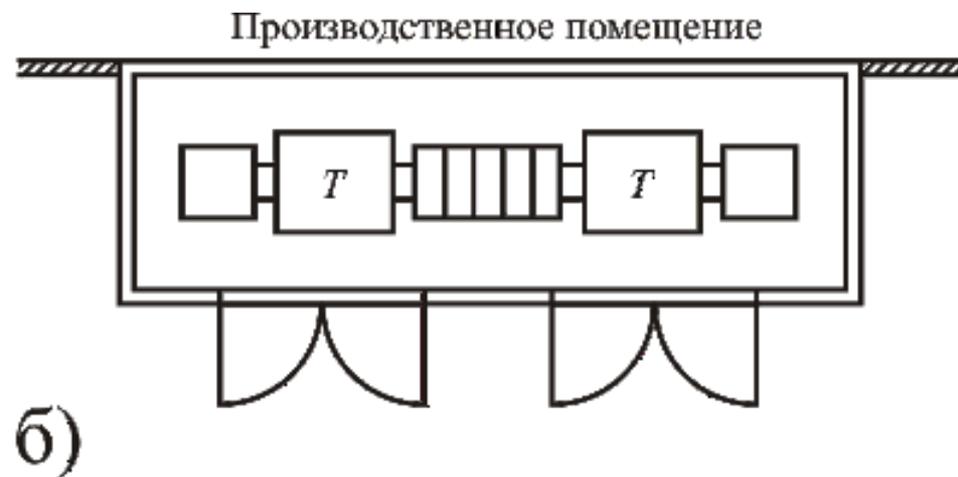
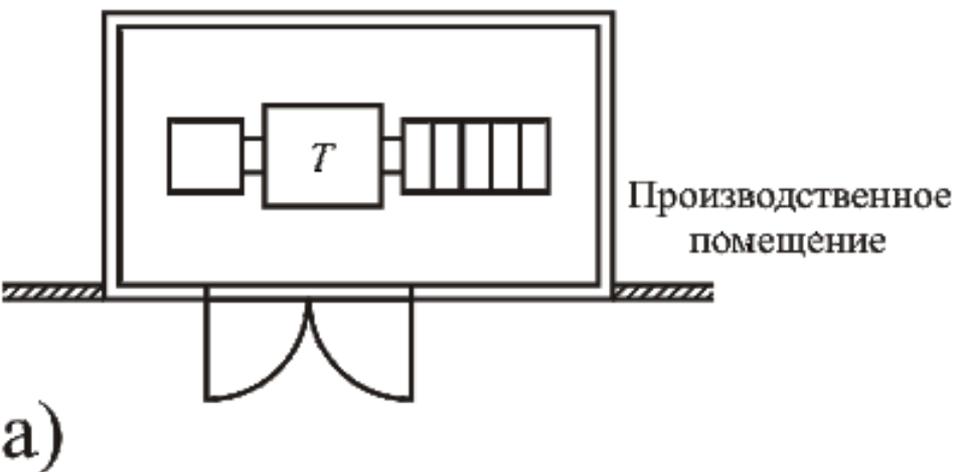


Рис. Варианты размещения цеховых КТП и их компоновки: а – однострансформаторная КТП встроенного типа; б – двухтрансформаторная КТП пристроенного типа однорядного исполнения; в – двухтрансформаторная КТП отдельно стоящая двухрядного исполнения; г – КТП с наружной установкой трансформаторов

Однотрансформаторные цеховые ТП применяются при ЭП, допускающих перерыв в электроснабжении на время доставки «складского» резерва, или при резервировании, осуществляемом по переключкам на вторичном напряжении.

Двухтрансформаторные цеховые ТП применяются при преобладании потребителей I и II категорий, а также при наличии неравномерного суточного или годового графика нагрузок.

Цеховые ТП с числом трансформаторов более двух применяются при обосновании необходимости их применения, а также в случаях установки отдельных трансформаторов для питания силовых и осветительных нагрузок.

Выбранная подстанция должна занимать минимум полезной площади цеха, удовлетворять требованиям пожарной и электрической безопасности и не создавать помех производственным процессам. Встроенные и пристроенные подстанции располагаются вдоль одной из длинных сторон цеха или в шахматном порядке вдоль двух его сторон при небольшой ширине цеха. Допускается минимальное расстояние 10 м между соседними камерами разных внутрицеховых подстанций, а также между КТП.

Минимальные габариты размещения КТП в длину:

однотрансформаторные до 1000 кВА	7–8м
1600–2500 кВА	8–9м
двухтрансформаторные до 1000 кВА	12–13м
1600 кВА	16,5 м

Ширина для всех КТП не менее 4,3 м.

Внутрицеховые подстанции могут размещаться только в зданиях со степенью огнестойкости 1 и 11 и с производствами, отнесенными к категориям Г и Д согласно противопожарным нормам. Следует учитывать, что при установке в одном помещении нескольких трансформаторов, их предельная суммарная мощность не должна превышать **6500 кВА**, а число КТП должно быть не более **трех**.

$$S_{т} = \frac{S_{расч}}{k_{з} N} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}}{k_{з} N},$$

где $S_{т}$ – расчетная мощность трансформатора; $S_{расч}$ – расчетная мощность нагрузки предприятия; $P_{расч}$ – расчетная максимальная активная нагрузка предприятия; $Q_{расч}$ – расчетная реактивная мощность, потребляемая предприятием в период максимума нагрузки с учетом или без учета компенсации реактивной мощности; $k_{з}$ – коэффициент загрузки трансформатора; N – количество трансформаторов на подстанции.

Величину коэффициента загрузки трансформаторов можно принимать:

- при преобладании потребителей 1 категории – $k_z = 0,6 - 0,7$;
- при преобладании потребителей 2 категории – $k_z = 0,7 - 0,8$;
- для потребителей 3 категории – $k_z = 0,9 - 0,95$.

В цехе промышленного предприятия ориентировочно можно определить количество трансформаторов по удельной плотности нагрузки

$$\sigma_H = S_{расч} / F$$

где $S_{расч}$ – расчетная нагрузка цеха; F – площадь цеха.

При удельной плотности более $0,2... 0,3$ кВ·А/м² и суммарной нагрузке более $3000... 4000$ кВ·А целесообразно применять цеховые трансформаторы мощностью соответственно $1600...2500$ кВ·А. При удельной плотности и суммарной нагрузке ниже указанных значений наиболее экономичны трансформаторы мощностью $400... 1000$ кВ·А.

Удельная плотность нагрузки σ , кВА/м ²	Рекомендуемая номинальная мощность трансформаторов, кВА
0,05÷0,1	630
0,15	1000
0,2	1600
≥0,3÷0,35	2500

Количество трансформаторов цеховых ТП может быть определено по формуле

$$N = \frac{S_{\text{рсч}}}{K_3 S_{\text{ном}}},$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, выбранная в зависимости от удельной плотности расчетной нагрузки; $S_{\text{рсч}}$ – расчетная мощность нагрузки; K_3 – коэффициент загрузки трансформатора.

Потери активной мощности в линии электропередачи ($\Delta P_{\text{л}}$), идущие на нагревание проводников, рассчитываются по выражению

$$\Delta P_{\text{л}} = 3 \cdot I^2 \cdot R$$

где I — ток линии; R — активное сопротивление провода или жилы кабеля, определяемое как

$$R = r_0 \cdot l$$

где r_0 — удельное (погонное) активное сопротивление проводника, Ом/км;
 l — длина линии, км.

Лекция №4

Сравнение вариантов и выбор оптимального числа трансформаторов на цеховых трансформаторных подстанциях с учетом компенсации реактивной мощности.

Мероприятия, проводимые по компенсации реактивной мощности эксплуатируемых или проектируемых электроустановок потребителей, могут быть разделены на следующие три группы:

- не требующие применения компенсирующих устройств;
- связанные с применением компенсирующих устройств;
- допускаемые в виде исключения.

Последние два мероприятия должны обосновываться технико-экономическими расчетами и применяются при согласовании с энергосистемой.

Мероприятия, не требующие применения компенсирующих устройств (естественная):

1. упорядочение технологического процесса, ведущее к улучшению энергетического режима оборудования и к повышению коэффициента мощности;
2. переключение статорных обмоток АД напряжением до 1000 В с треугольника на звезду, если их нагрузка составляет менее 40%;
3. устранение режима работы АД без нагрузки путем установки ограничителей холостого хода;
4. замена, перестановка и отключение трансформаторов, загружаемых в среднем менее чем на 30% от их номинальной мощности;

5. замена малонагруженных двигателей меньшей мощности при условии, изъятие избыточной мощности влечет за собой уменьшение суммарных потерь активной энергии в энергосистеме и двигателе;
6. замена АД на СД той же мощности, где это возможно по технико-экономическим соображениям;
7. применение СД для всех новых установок электропривода, где это приемлемо по технико-экономическим соображениям.

Мероприятия, связанные с применением компенсирующих устройств:

1. установка статических конденсаторов;
2. использование СД в качестве конденсаторов.

Компенсация реактивной мощности потребителей может осуществляться при помощи синхронных двигателей или батарей конденсаторов (БК), присоединенных непосредственно к сетям до 1000 В или реактивная мощность может передаваться в сеть до 1000 В со стороны сети напряжением 6-10 кВ от СД, БК, от генераторов ТЭЦ или сети энергосистемы.

Источники реактивной мощности (ИРМ) напряжением 6-10 кВ экономичнее соответствующих ИРМ до 1000 В, но передача мощности в сеть до 1000 В может привести к увеличению числа трансформаторов и увеличению потерь электроэнергии в сети и трансформаторах. Поэтому раньше следует выбрать оптимальный вариант компенсации реактивной мощности на стороне до 1000 В.

Расчетом необходимо определить оптимальное соотношение мощности источников, устанавливаемых на стороне ниже 1000 В, и передачи реактивной мощности со стороны высокого напряжения. При этом следует учесть:

- потери на генерацию реактивной мощности источниками до и выше 1000 В;
- потери на передачу $Q_{тр}$ от сети выше 1000 В в сеть до 1000 В;
- удорожание трансформаторов 6–10/0,4–0,66 кВ в цехах, обусловленное их загрузкой реактивной мощностью.

Для каждой цеховой трансформаторной подстанции рассматривается возможность распределения ранее найденной мощности конденсаторов до 1000 В в ее сети. Критерий целесообразности такого распределения – дополнительное снижение приведенных затрат с учетом технических возможностей подключения отдельных батарей. Технические данные батарей конденсаторов (БК) принимаются в соответствии с данными завода-изготовителя. Полученную величину мощности батарей рекомендуется округлять до ближайшей стандартной мощности комплектных конденсаторных установок.

Наибольшее значение реактивной мощности, передаваемой из сети энергосистемы в сеть предприятия в режиме наибольших активных нагрузок энергосистемы:

$$Q_c = \alpha P_{p\Sigma}$$

где α – расчетный коэффициент, соответствующий средним условиям передачи реактивной мощности по сетям системы к потребителям с учетом затрат на потери мощности и энергии в различных объединенных энергетических системах.

для Сибири: $\alpha = 0,24$ при $U_n = 35$ кВ;
 $\alpha = 0,29$ при $U_n = 110$ кВ;
 $\alpha = 0,40$ при $U_n = 220$ кВ.

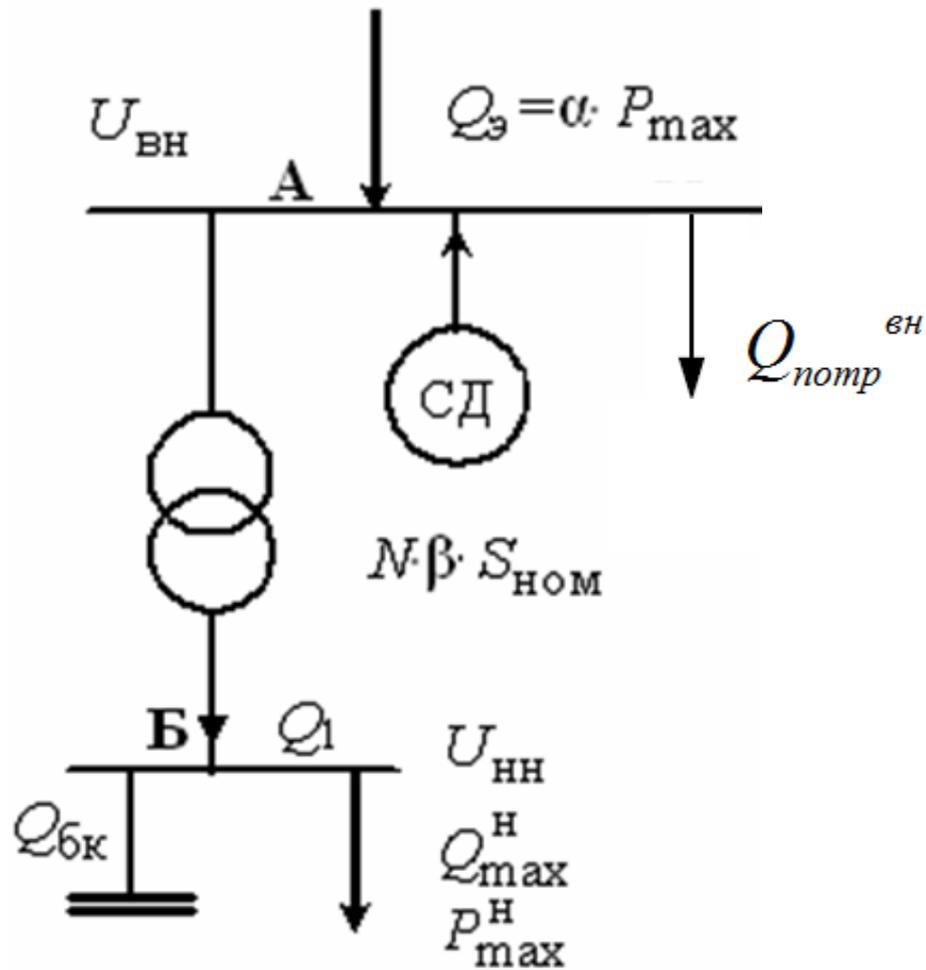


Схема для одной секции РП
 промышленного предприятия

Наибольшая реактивная мощность, которая может быть передана в сеть до 1000 В из сети 6-10 кВ без увеличения числа трансформаторов, определяется по формуле:

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_{н.тр})^2 - (\Sigma P_p + \Sigma P_{po})^2}$$

Баланс реактивной мощности в узле А, для проверки необходимости установки высоковольтных БК

$$Q_1 + Q_{номр}^{вн} \leq Q_c + Q_{сд}$$

Исходя из баланса реактивной мощности в узле Б

Определяем мощность БК на напряжение 380 В

Мощность компенсирующих устройств на стороне 0,4 кВ:

$$Q_{ку} = \Sigma Q_p^H - Q_1$$

Лекция №5

Расчетные затраты на генерацию реактивной мощности

В общем случае затраты на генерацию реактивной мощности могут быть определены по формуле

$$Z = Z_0 + Z_1 \cdot Q + Z_2 \cdot Q^2 \text{ (у.е.)}$$

где Q – генерируемая источником реактивная мощность для проектируемой установки, МВАр;

Z_0 – постоянная составляющая затрат, не зависящая от генерируемой мощности, у.е./МВАр;

Z_1 – удельные затраты на 1 МВАр генерируемой мощности, у.е.;

Z_2 – удельные затраты на 1 МВАр² генерируемой мощности, у.е./МВАр².

Затраты Z_0, Z_1, Z_2, Z в формуле для синхронного двигателя составляют

$$Z_0 = E_p \cdot N \cdot K_p \text{ (у.е.);}$$

$$Z_1 = C_0 \cdot \left(\frac{D_1}{Q_H} + \frac{2 \cdot D_2 \cdot Q_{\text{пр}}}{Q_H^2 \cdot N} \right) \text{ (у.е./МВАр);}$$

$$Z_2 = C_0 \cdot \frac{D_2}{Q_H^2 \cdot N} \text{ (у.е./МВАр}^2\text{),}$$

где K_p – стоимость регулятора возбуждения СД, у.е.;

E_p – величина отчислений от K_p ;

C_0 – стоимость потерь, у.е./кВт.

где D_1, D_2 – постоянные величины, зависящие от технических параметров двигателя, кВт

N – число однотипных двигателей

Для БК величины Z_0 , Z_1 , Z_2 равны:

$$Z_0 = E \cdot K_0 + E_p \cdot K_p;$$

$$Z_1 = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U_{\text{БК}}}{U} \right)^2 + C_0 \cdot P_{\text{БК}};$$

$$Z_2 = 0,$$

где K_0 – стоимость вводного устройства, у.е.;

K_y – удельная стоимость БК, у.е./МВАр;

K_p – стоимость регулирующего устройства, у.е.

где $\overset{\circ}{U}_{\text{БК}}$ – отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети;

$\overset{\circ}{U}$ – относительная величина напряжения сети в пункте присоединения БК.

Для БК напряжением до 1000 В $\overset{\circ}{U}_{\text{БК}}=1$; для БК напряжением 6–10 кВ $\overset{\circ}{U}_{\text{БК}}=1,05$.

Удельные потери в конденсаторах $P_{\text{БК}}$ равны соответственно 4,5 и 2,5 кВт/МВАр

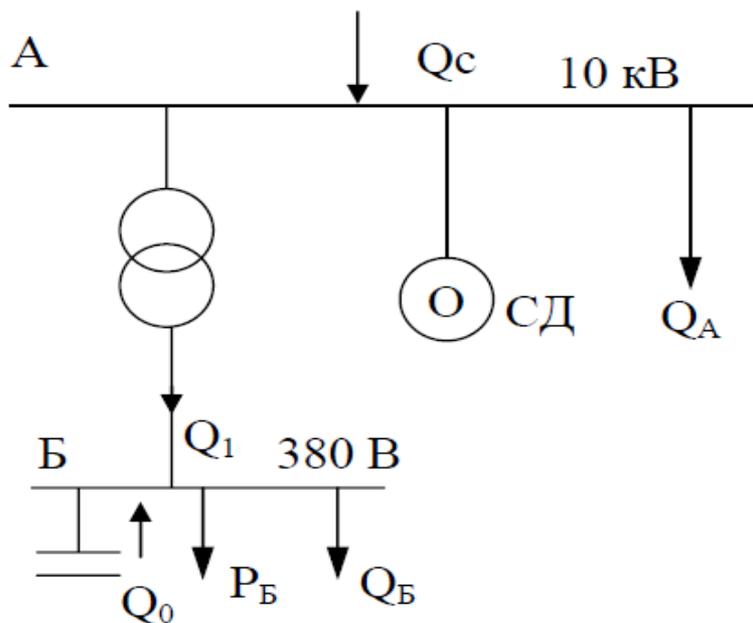
Задача

На рис представлена схема одной секции распределительного пункта (РП) промышленного предприятия. К шинам $U_{вн}=10$ кВ РП присоединены два синхронных двигателя СДН мощностью по 4000 кВт с частотой вращения 1000 об/мин, работающих с коэффициентом загрузки 0,8 при номинальном напряжении на шинах распределительного пункта.

Суммарное потребление мощности в сетях до 1000 В $P_{\max} = 4$ МВт, $Q_{\max} = 3$ МВАр; потребление реактивной мощности в сети напряжением 10 кВ АД $Q = 3$ МВАр. На промышленном предприятии устанавливаются трансформаторы 10/0,4 кВ по 1000 кВ·А, коэффициент загрузки которых $\beta = 0,7$. Стоимость установки БК на напряжение 380 В $K_y = 12$ у.е./кВАр; стоимость установки одной подстанции 1000 кВ·А $K_T = 17\ 000$ у.е. и стоимость потерь электрической энергии $C_0 = 70$ у.е./кВт.

Энергосистемой задано значение оптимальной реактивной мощности, передаваемой предприятию из сети системы $Q_c = 2 \text{ МВАр}$ (по 1 МВАр на каждую секцию РП).

Определить оптимальное число устанавливаемых на предприятии трансформаторов и суммарную мощность БК на 380 В с учетом передачи части реактивной мощности из сети 10 кВ.



Решение:

Для установленных СД по справочной литературе находим

$$Q_H = 2,01 \text{ МВАр}; D_1 = 10,6 \text{ кВт}; D_2 = 11,8 \text{ кВт}.$$

Располагаемая реактивная мощность СД

$$Q_{см} = \alpha_m Q_H \cdot N = 1 \cdot 2,01 \cdot 2 = 4,02 \text{ МВАр}.$$

Определяем величину удельных затрат при передаче генерируемой реактивной мощности СД в сеть 0,4 кВ

$$z_{11} = C_o (D_1 / Q_H) \text{ руб} / \text{МВАр};$$

$$z_{21} = C_o (D_2 / Q_H^2 N) \text{ руб} / \text{МВАр}^2,$$

$$z_{11} = 70 (10,6 / 2,01) = 369 \text{ руб/МВАр},$$

$$z_{21} = 70 (11,8 / 2,01^2 \cdot 2) = 102 \text{ руб/МВАр}^2.$$

Определяем удельные затраты на установку батареи конденсаторов (БК) в сети 0,4 кВ

$$Z_{10} = E K_y \left(\dot{U} / \dot{U}_{БК} \right)^2 + C_o P_{БК},$$

где E – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;
 K_y – удельная стоимость установки БК (для напряжения до 1 кВ $K_y = 12000$ руб/МВАр); $\dot{U}, \dot{U}_{БК}$ – соответственно относительное напряжение сети и БК; $P_{БК}$ – удельные потери активной мощности в БК (для $U \leq 1,0$ кВ; $P_{БК} = 4,5$ кВт/МВАр);

$$Z_{10} = 0,223 \cdot 12000 (1/1)^2 + 70 \cdot 4,5 = 3000 \text{ руб/МВАр.}$$

Затраты на установку одной ТП мощностью $S_{тп} = 1000$ кВА

$$Z_{тп} = EK = 0,223 \cdot 17000 = 3800 \text{ руб.}$$

Минимальное число установленных трансформаторов

$$N_{min} = 4/0,7 \cdot 1 = 5,7.$$

Принимаем $N_{min} = 6$.

Определяем Q_1 , которую могут передать трансформаторы из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ

$$Q_1 = \sqrt{(6 \cdot 0,7 \cdot 1)^2 - 4^2} = 1,28 = 1,3 \text{ МВАр} < Q_B.$$

Составляем баланс по Q в узле А

$$\begin{aligned} Q_c + Q_{cm} &= Q_A + Q_1, \\ 1 + 4,02 &> 3 + 1,3, \end{aligned}$$

т.е. установка высоковольтных БК не требуется.

Определяем мощность БК на напряжение 0,4 кВ, исходя из баланса реактивной мощности в узле Б

$$Q_o = Q_B - Q_1 = 3 - 1,3 = 1,7 \text{ МВАр}.$$

Затраты при минимальном числе трансформаторов, т.е. при $N_{min} = 6$

$$Z = 3_{11}Q_1 + 3_{21}Q_1^2 + 3_{10} Q_o = 3,69 \cdot 1,3 + 102 \cdot 1,3^2 + 3000 \cdot 1,7 = 5752 \text{ руб.}$$

Увеличиваем число установленных трансформаторов на один ($N_{min} + 1$), тогда

$$Q_1 = \sqrt{(7 \cdot 0,7 \cdot 1)^2 - 4^2} = 2,85 \text{ МВАр} < Q_B.$$

Составляем баланс реактивной мощности в узле А:

$$\begin{aligned} Q_c + Q_{см} &= Q_A + Q_1, \\ 1 + 4,02 &< 3 + 2,85, \end{aligned}$$

т.е. необходима установка БК на стороне 10 кВ;

$$Q_{ВНБК} = Q_A + Q_1 - Q_c - Q_{см} = 5,85 - 5,02 < 0,83 \text{ МВАр}.$$

Определяем мощность БК на стороне 0,4 кВ:

$$Q_o + Q_1 = Q_B, \quad Q_o = Q_B - Q_1 = 3 - 2,85 = 0,15 \text{ МВАр}.$$

Затраты при втором варианте ($N + 1$)

$$\begin{aligned} Z_{11} &= Z_{11} \cdot Q_1 + Z_{21} Q_1^2 + Z_{10} \cdot Q_o + Z_1 + Z_{12} Q_{ВНБК} + Z_{тр} = \\ &= 368 \cdot 2,85 + 102 \cdot 2,85^2 + 3000 \cdot 0,15 + 757 + 1647 - 0,83 + 3800 = 8864 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Из сравнения двух вариантов видно, что увеличение числа трансформаторов ведет к росту затрат, т.е. оптимальным является вариант с минимальным числом трансформаторов, где $N_{min} = 6$

Предприятие (цех) с небольшим числом устанавливаемых трансформаторов.

$$S_o = P_{см} / \beta_m N$$

По полученному значению S_o выбирают стандартный трансформатор, номинальная мощность которого больше или равна S_o .

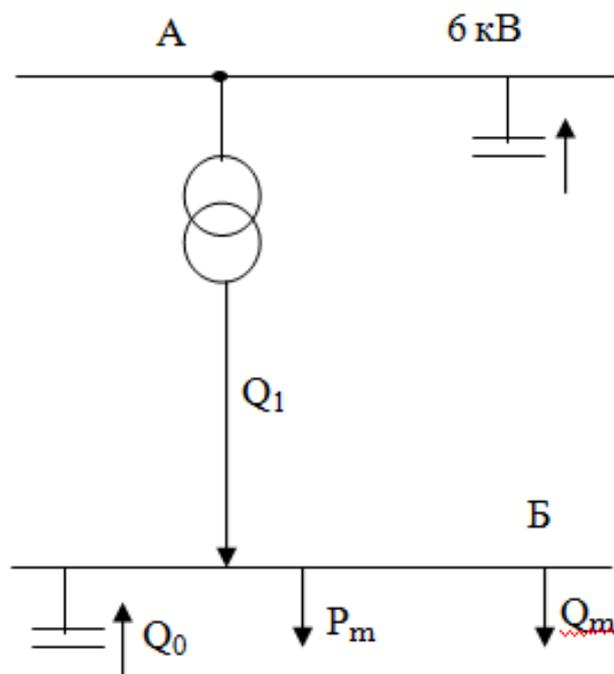
После этого сравниваются варианты установки трансформатора с минимально возможной мощностью и мощностью трансформатора на ступень выше.

ЗАДАЧА К схемам РП 6 кВ промышленного предприятия присоединяется один трансформатор 6/0,4 кВ, в сети 0,4 кВ которого нагрузка $P_m = 0,9$ МВт, $Q_m = 0,8$ МВАр при коэффициенте загрузки $\beta_m = 1$. На предприятии нет резервных источников реактивной мощности и компенсация может быть осуществлена установкой БК на 6 кВ или 0,4 кВ.

Определить оптимальные мощности трансформатора и БК на 6 кВ и 0,4 кВ.

Расчетные данные: БК 6 кВ стоимость вводного устройства $Z_{01} = 670$ руб, $Z_{11} = 1600$ руб/МВАр, а для БК 0,4 кВ $Z_{00} = 0$ и

$Z_{10} = 3000$ руб/МВАр. Стоимость трансформаторной подстанции 1600 кВА дороже подстанции мощностью 1000 кВА на 5000 руб.



Лекция №6

ВТОРОЙ СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКИ ОПТИМАЛЬНОГО ЧИСЛА ТРАНСФОРМАТОРОВ.

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

1. Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;

2. Определяют дополнительную мощность конденсаторных батарей с целью снижения потерь в трансформаторах и линиях напряжением 6/10 кВ.

Суммарная расчетная мощность батарей ниже 1000 В равна:

$$Q_{БК, Н} = Q_{БК, Н1} + Q_{БК, Н2}$$

где $Q_{БК, Н1}$ и $Q_{БК, Н2}$ – суммарные мощности батарей, определенные на двух указанных этапах расчета.

Реактивная расчетная мощность батарей найденная по этой формуле распределяется между трансформаторами цехов пропорционально их реактивным нагрузкам.

Минимальное число цеховых трансформаторов одинаковой мощности, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок, определяется по формуле:

$$N_{\min} = \frac{P_{cp}}{\beta_{tr} S_{ном tr}} + \Delta N$$

Экономически оптимальное число трансформаторов рассчитывается по формуле:

$$N_{opt} = N_{\min} + m$$

где m – дополнительное число трансформаторов.

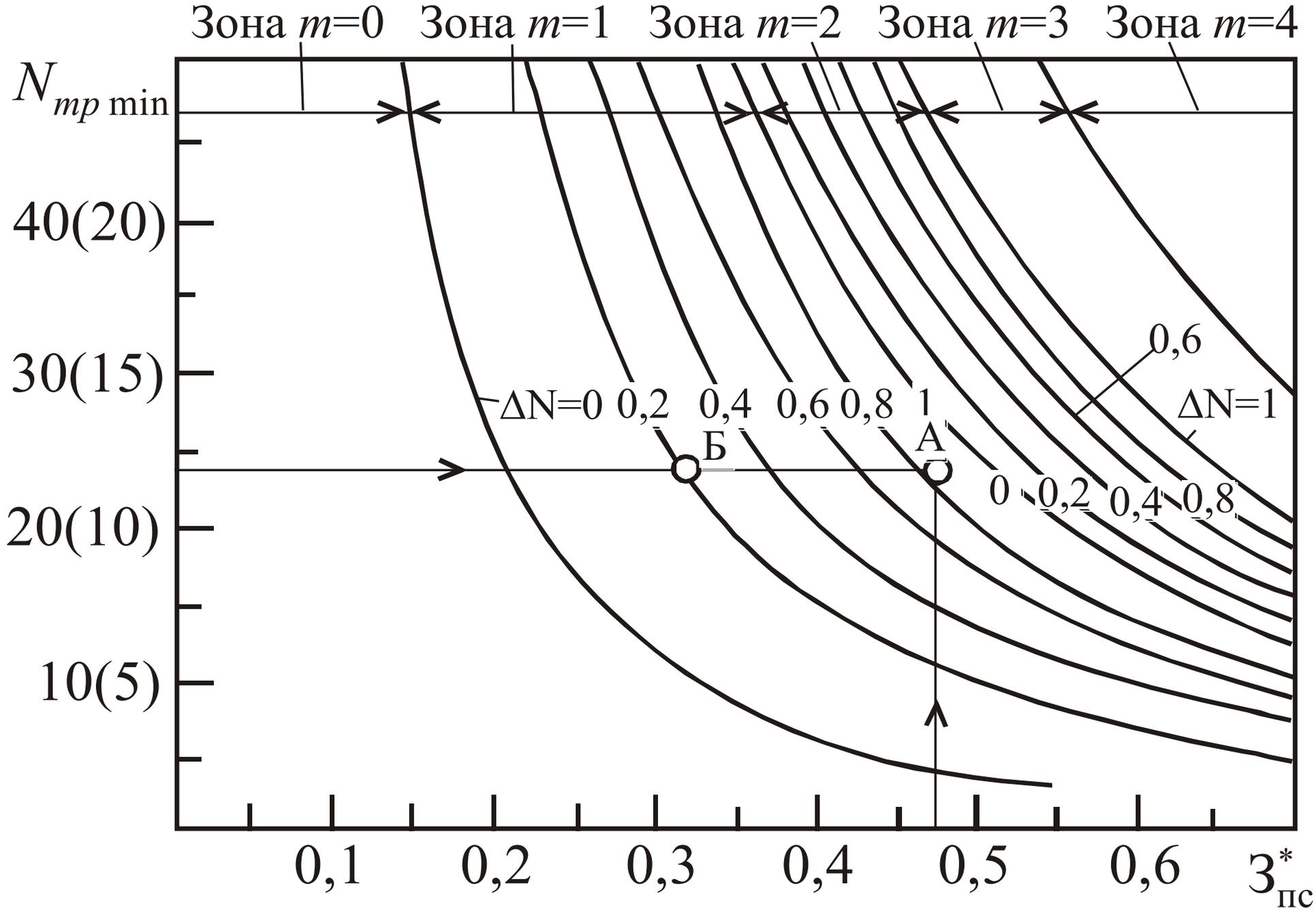
Экономически оптимальное число трансформаторов определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учетом постоянных составляющих капитальных затрат:

$$Z^* = \beta_{тр} (Z_{БК, Н} - Z_{БК, В}) / Z_{ТП} = \beta_{тр} Z_{ТП}^*$$

где $Z_{БК, Н}$, $Z_{БК, В}$, $Z_{ТП}$ – соответственно усредненные приведенные затраты на конденсаторы до и выше 1000 В и трансформаторную подстанцию;

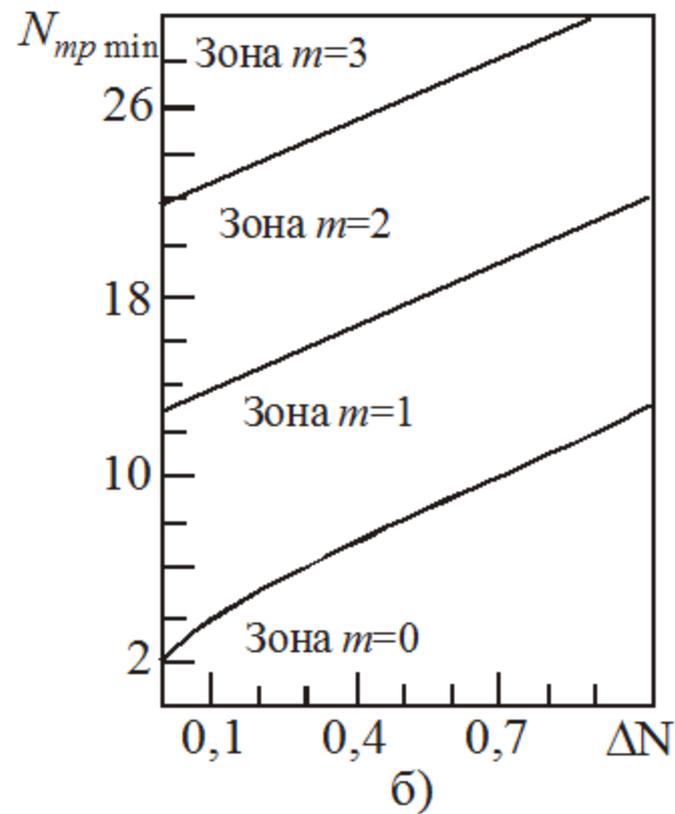
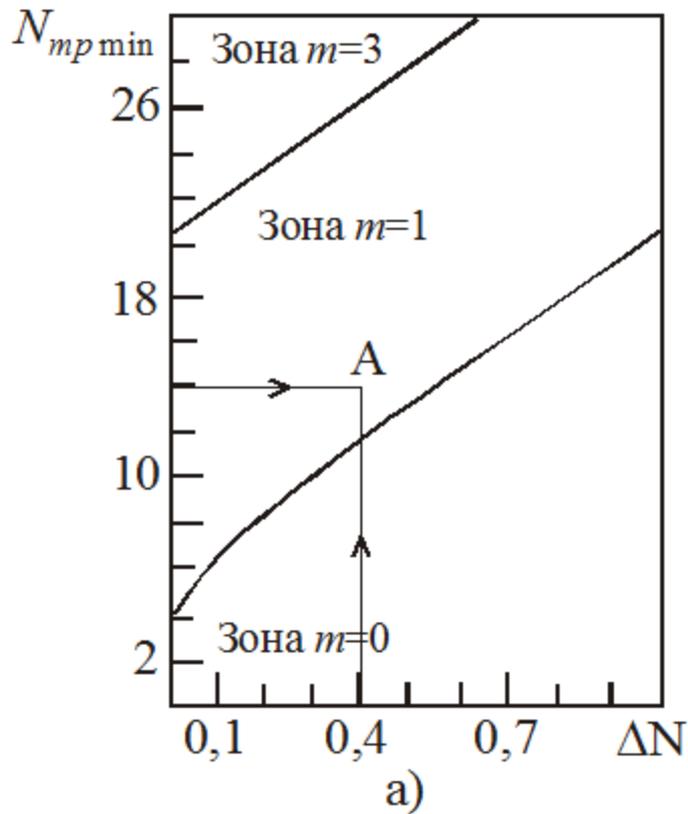
$$Z_{ТП}^* = \frac{Z_{БК, Н} - Z_{БК, В}}{Z_{ТП}}$$

При известных удельных затратах, формирующих значение $Z_{ТП}^*$ оптимальное количество трансформаторов рекомендуется определять по кривым



При отсутствии достоверных стоимостных показателей для практических расчетов допускается принимать

$Z_{nc}^* = 0,5$ и $N_{mp эк}$ определять в зависимости от m ($N_{mp min}$, ΔN)



Зоны для определения дополнительного числа трансформаторов:

а) $\beta_{mp} = 0,7 \div 0,8$; б) $\beta_{mp} = 0,9 \div 1,0$

При трех трансформаторах и менее их мощность выбирают исходя из наибольшей расчетной активной нагрузки ниже 1000 В за наиболее загруженную смену $P_{\max \text{ тр}}$ по условию:

$$S_{\text{ном тр}} \geq \frac{P_{\max \text{ тр}}}{\beta_{\text{тр}} N}$$

По выбранному количеству трансформаторов определяют наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжения до 1000 В:

$$Q_{\text{тр}} = \sqrt{(N_{\text{тр эк}} \beta_{\text{тр}} S_{\text{ном тр}})^2 - P_{\max \text{ тр}}^2}$$

Суммарная мощность батарей ниже 1000 В для данной группы трансформаторов составит:

$$Q_{\text{БК, Н1}} = Q_{\max} - Q_{\text{тр}}$$

где Q_{\max} – суммарная расчетная реактивная нагрузка ниже 1000 В за наиболее нагруженную смену.

Второй этап расчета. Определение мощности батарей конденсаторов с целью оптимального снижения потерь.

Дополнительная суммарная мощность БК до 1000 В для данной группы трансформаторов $Q_{БК, Н2}$ определяется по формуле:

$$Q_{БК, Н2} = Q_{\max tr} - Q_{БК, Н1} - \gamma N_{tr \text{ эк}} S_{\text{ном } tr}$$

где γ – расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от показателей K_1 , K_2 и схемы питания цеховой подстанции

Значение K_1 зависит от удельных приведенных затрат на батареи напряжением до и выше 1000 В и стоимости потерь.

$$K_1 = \frac{(z_{н,к} - z_{в,к})}{C_0} 10^3$$

для магистральной схемы с тремя и более трансформаторами $\gamma = K_1 / 30$; для двухступенчатой схемы питания трансформаторов от распределительного пункта 6 / 10 кВ, на которых отсутствуют источники реактивной мощности, $\gamma = K_1 / 60$.

При отсутствии достоверных стоимостных показателей для практических расчетов K_1 рекомендуется принимать по таблице Показатели стоимости потерь и значения K_1 для различных районов

Объединенная энергосистема	Количество рабочих смен	Расчетная стоимость потерь C_0 , у.е./кВт	Удельный коэффициент потерь K_1
Центра, Северо-Запада, Юга	1	52	24
	2	106	12
	3	112	11
Средней Волги	1	64	19
	2	93	13
	3	106	12
Урала	1	56	22
	2	91	14
	3	117	11
Северного Кавказа	1	89	14
	2	95	13
	3	103	12
Сибири	1	85	15
	2	85	15
	3	85	15
Востока	1	136	9
	2	136	9
	3	136	9

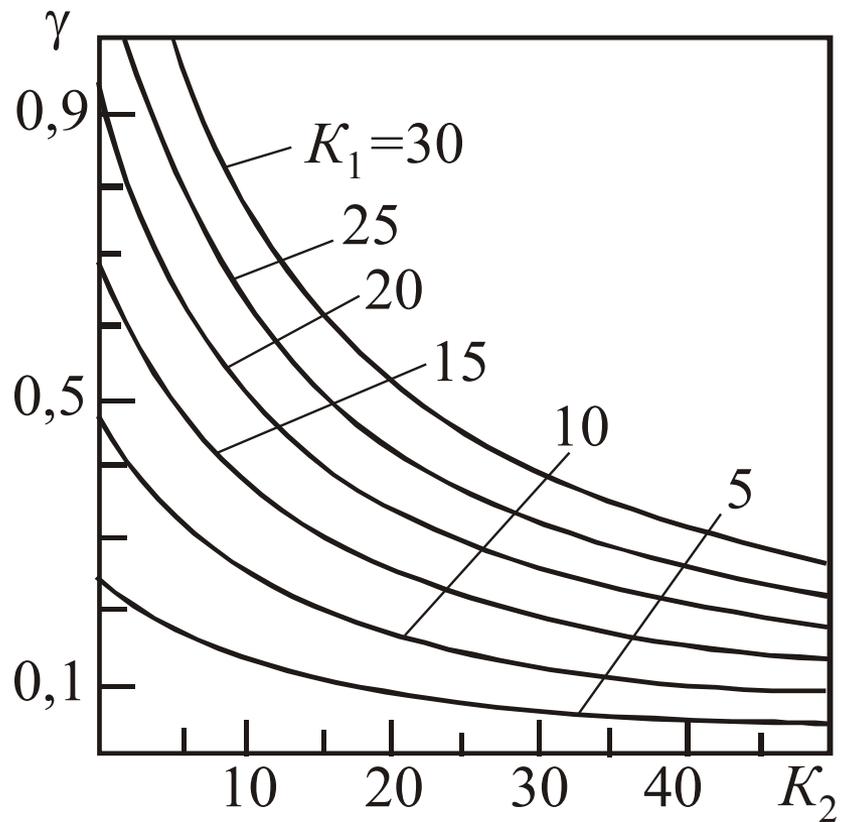
Значение K_2 определяется по формуле:
$$K_2 = \frac{l S_{ном тр}}{F}$$

где F – сечение линии; l – длина линии (при магистральной схеме с двумя трансформаторами – длина участка до первого трансформатора).

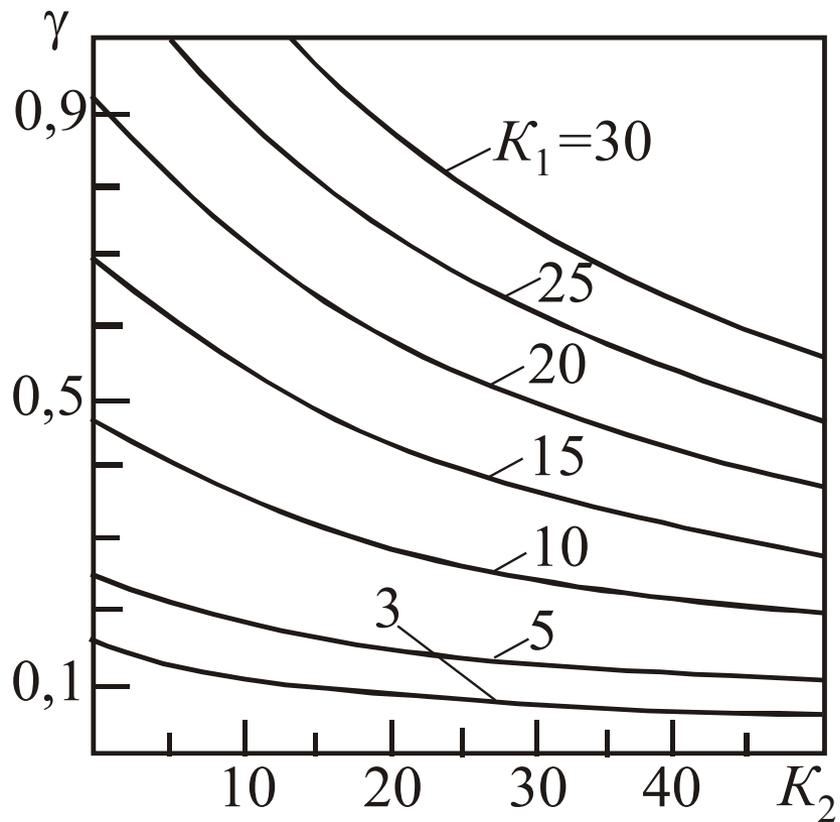
При отсутствии соответствующих данных допускается значение K_2 принимать по таблице

Значение K_2 в зависимости от l и $S_{ном тр}$

Номинальная мощность трансформатора, кВ×А	Коэффициент K_2 , при длине питающей линии, l , км				
	до 0,5	от 0,5 до 1,0	от 1,0 до 1,5	от 1,5 до 2,0	свыше 2,0
400	2	4	7	10	17
630	2	7	10	15	27
1000	2	7	10	15	27
1600	3	10	17	23	40
2500	5	16	26	36	50



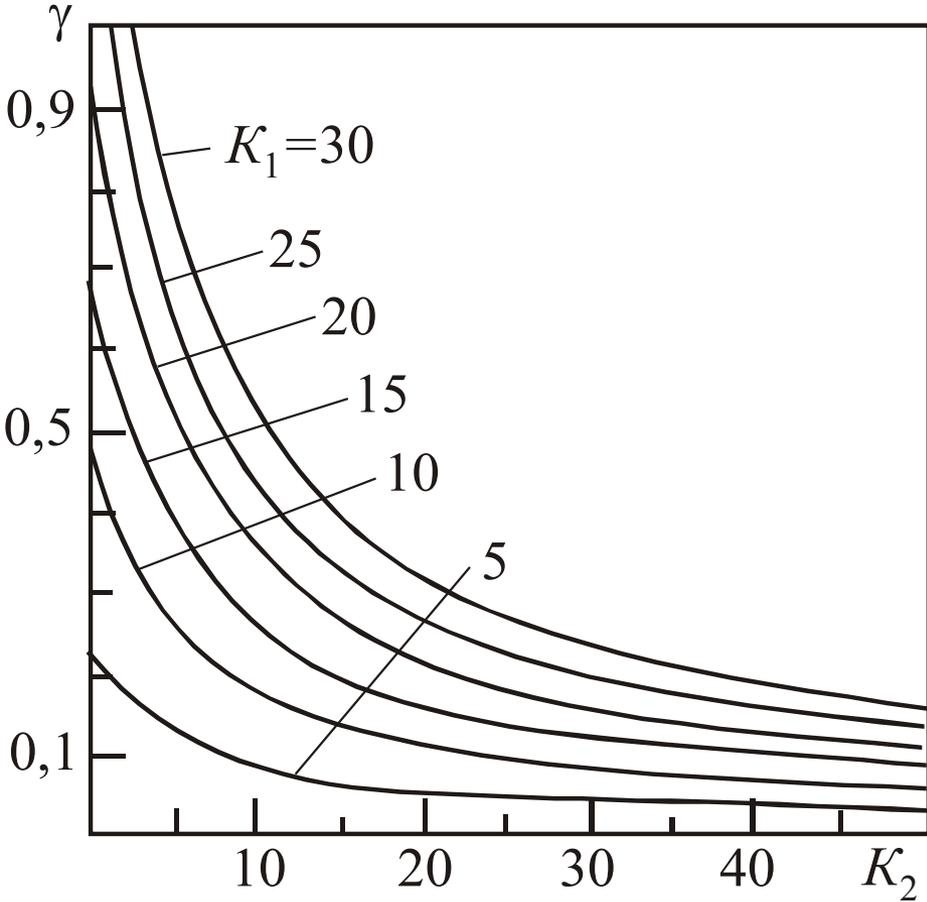
а)



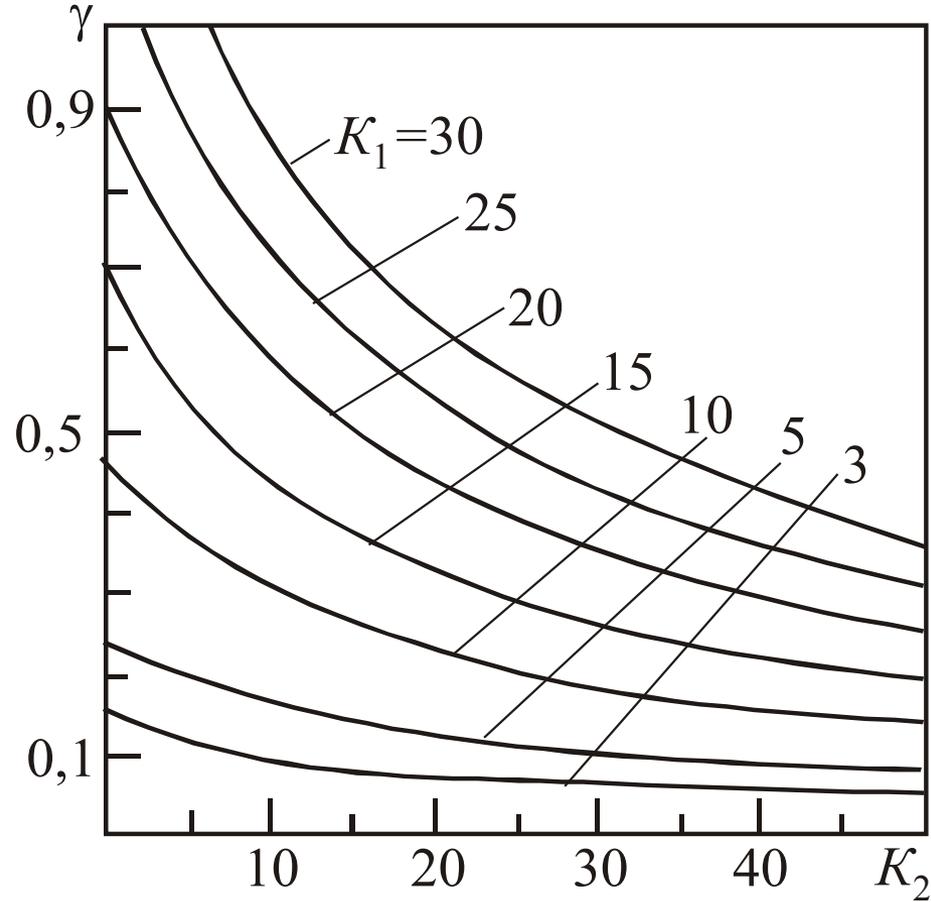
б)

Кривые определения коэффициента γ для радиальной схемы питания трансформаторов:

а) $U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$; б) $U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$



а)



б)

Кривые определения коэффициента γ для магистральной
схемы питания трансформатора:

а) $U_{\text{ном}} = 6$ кВ; б) $U_{\text{ном}} = 10$ кВ

Лекция №7

Распределение мощности батарей конденсаторов в цеховой сети

Если распределительная сеть выполнена только кабельными линиями, конденсаторную установку любой мощности рекомендуется присоединять непосредственно к шинам цеховой подстанции.

На одиночном магистральном шинопроводе следует предусматривать установку не более двух близких по мощности конденсаторных установок суммарной мощности

$$Q_{БК, Н} = Q_{БК, Н1} + Q_{БК, Н2}$$

Если основные реактивные нагрузки присоединены во второй его половине, следует устанавливать только одну батарею до 1000 В. Точка ее подключения определяется условием:

$$Q_h \geq \frac{Q_{БК, Н}}{2} \geq Q_{h+1}$$

где Q_h , Q_{h+1} – реактивные нагрузки шинопровода перед узлом h и после него.

При присоединении к шинопроводу двух низковольтных БК точки их подключения находят из следующих условий:

точка подключения дальней батареи:

$$Q_f \geq \frac{Q_{БК2}}{2} \geq Q_{f+1}$$

точка подключения ближайшей к трансформатору батареи:

$$Q_h - Q_{БК2} \geq \frac{Q_{БК1}}{2} \geq Q_{h+1} - Q_{БК2}$$

Потери активной мощности в линии электропередачи ($\Delta P_{\text{л}}$), идущие на нагревание проводников, рассчитываются по выражению

$$\Delta P_{\text{л}} = 3 \cdot I^2 \cdot R$$

где I — ток линии; R — активное сопротивление провода или жилы кабеля, определяемое как

$$R = r_0 \cdot l$$

где r_0 — удельное (погонное) активное сопротивление проводника, Ом/км;
 l — длина линии, км.

При представлении нагрузки линии мощностями

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R = \frac{P^2}{U_{\text{ном}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R$$

где S , P и Q — соответственно полная, активная и реактивная мощности нагрузки; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение линии;

Расчет потерь реактивной мощности и электроэнергии в линии электропередачи осуществляется по аналогичным выражениям, в которых вместо R подставляется реактивное сопротивление X , определяемое по формуле

$$X = x_0 \cdot l,$$

где x_0 — удельное реактивное сопротивление, Ом/км

Потери мощности в трансформаторах складываются из потерь активной и реактивной мощности.

Потери активной мощности определяются потерями на нагрев обмоток трансформатора, зависящих от тока нагрузки, и потерь на перемагничивание и вихревые токи (нагрев стали), не зависящих от тока нагрузки.

Потери реактивной мощности также складываются из двух составляющих: потерь реактивной мощности, вызванных рассеянием магнитного потока в трансформаторе и зависящих от квадрата тока нагрузки, и потерь на намагничивание трансформатора, не зависящих от тока нагрузки и определяемых током холостого хода

Потери активной мощности в двухобмоточных трансформаторах вычисляются по выражению

$$\Delta P_T = \Delta P_X + \Delta P_K \beta_T^2$$

где ΔP_X и ΔP_K — активные потери холостого хода (ХХ)

и короткого замыкания (КЗ) в трансформаторе;

β_T — коэффициент загрузки трансформатора.

Аналогично выражаются потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + \Delta Q_K \beta_T^2$$

ΔQ_X — реактивные потери холостого хода в трансформаторе;

ΔQ_K — потери реактивной мощности рассеяния в трансформаторе при номинальной нагрузке.

Потери холостого хода, идущие на намагничивание трансформатора, определяются как

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \cdot S_{\text{НОМ}}}{100}$$

где I_x — ток холостого хода трансформатора, %
 $S_{\text{НОМ}}$ — номинальная мощность трансформатора.

Потери реактивной мощности при номинальной нагрузке трансформатора, вызванные рассеянием магнитного потока, вычисляются по формуле

$$\Delta Q_k = U_k \cdot S_{\text{НОМ}} / 100$$

где U_k — напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

$$\Delta Q_T = \frac{S_{\text{НОМ}}}{100} (I_x + U_k \cdot \beta_T^2).$$

Если на общую нагрузку работают параллельно N_T трансформаторов одинаковой единичной мощности $S_{\text{НОМ}}$ то суммарные активные и реактивные потери составят соответственно

$$\Delta P_T = \Delta P_x \cdot N_T + \frac{1}{N_T} \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2;$$

$$\Delta Q_T = \frac{I_x \cdot S_{\text{НОМ}}}{100} N_T + \frac{1}{N_T} \cdot \frac{U_k \cdot S^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}.$$

Потери активной мощности в конденсаторных установках (КУ), предназначенных для компенсации реактивной мощности потребителей, определяются по формуле

$$\Delta P_{\text{к}} = P_{\text{у}} \cdot Q_{\text{к}}$$

где $P_{\text{у}}$

— удельные потери активной мощности в батареях конденсаторов (для батарей до 1 кВ принимаются равными 0,004 кВт/квар, выше 1 кВ — 0,002 кВт/квар);
 Q — фактическая мощность КУ, квар.

Лекция №8

Выбор электрооборудования в сетях напряжением 35 и 10 кВ

1. Выбор коммутационных аппаратов

Выбор высоковольтных выключателей производится:

- по напряжению электроустановки (сети); $\underline{U}_{уст} \leq \underline{U}_{ном}$;
- по длительному току;

$$I_{раб.мах} \leq I_n,$$

где: I_n - номинальный ток выключателя; $I_{раб.мах} = I_{расч}$, кА

- по электродинамической стойкости при токах КЗ.

$$I_{н.о.} \leq I_{дин}; i_y \leq i_{дин},$$

где: $I_{н.о.}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ (при $r = 0$), кА;

$I_{дин}, i_{дин}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ и амплитудное значение полного тока, кА;

i_y - ударный ток КЗ, кА

- Выключатель, выбранный по указанным параметрам, также проверяется на отключающую способность:

$$I_{\text{н.т.}} \leq I_{\text{откл.н.}},$$

где: $I_{\text{н.т.}}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ к моменту размыкания выключателя

- На термическую стойкость выключателя проверяются по расчетному импульсу квадратичного тока КЗ $B_{\text{к}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$ и найденным в каталоге значениям I_{T} и t_{T}

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}},$$

2 Выбор трансформаторов тока

Осуществляем выбор по следующим условиям:

- По напряжению установки: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- По длительному току: $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$; $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$;
- По электродинамической стойкости: $i_y \leq i_{\text{дин}}$;
- По термической стойкости: $V_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$;
- По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2 \text{ ном}}; r_2 = Z_2 \leq Z_{2 \text{ ном}}$$

Где: Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;
 $Z_{2 \text{ ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

3 Выбор трансформаторов напряжения

Осуществляем выбор трансформаторов напряжения по следующим условиям:

- По напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- По конструкции и схеме соединения обмоток;
- По классу точности;
- По вторичной нагрузке: $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$,

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности; $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов.

Лекция №9

Условия выбора и проверки ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛИНИЙ

Питающие линии выполняются проводом АС.

Выбор сечения провода производится по экономической плотности тока в нормальном и аварийном режимах и проверяется:

- по 30%-ой перегрузке;
- по допустимой потере напряжения (5% - в нормальном, 10% - в послеаварийном режимах);
- по механической прочности;
- на корону (для напряжения 110 кВ и выше).

Проверке по экономической плотности не подлежат:

- 1) сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1 кВ при использовании максимума нагрузки до 4000—5000 ч;
- 2) ответвления к отдельным электроприемникам до 1 кВ, а также осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий;
- 3) сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств всех напряжений;
- 4) сети временных сооружений, а также устройства со сроком службы 3—5 лет;
- 5) проводники, идущие к резисторам, пусковым реостатам и т.п.

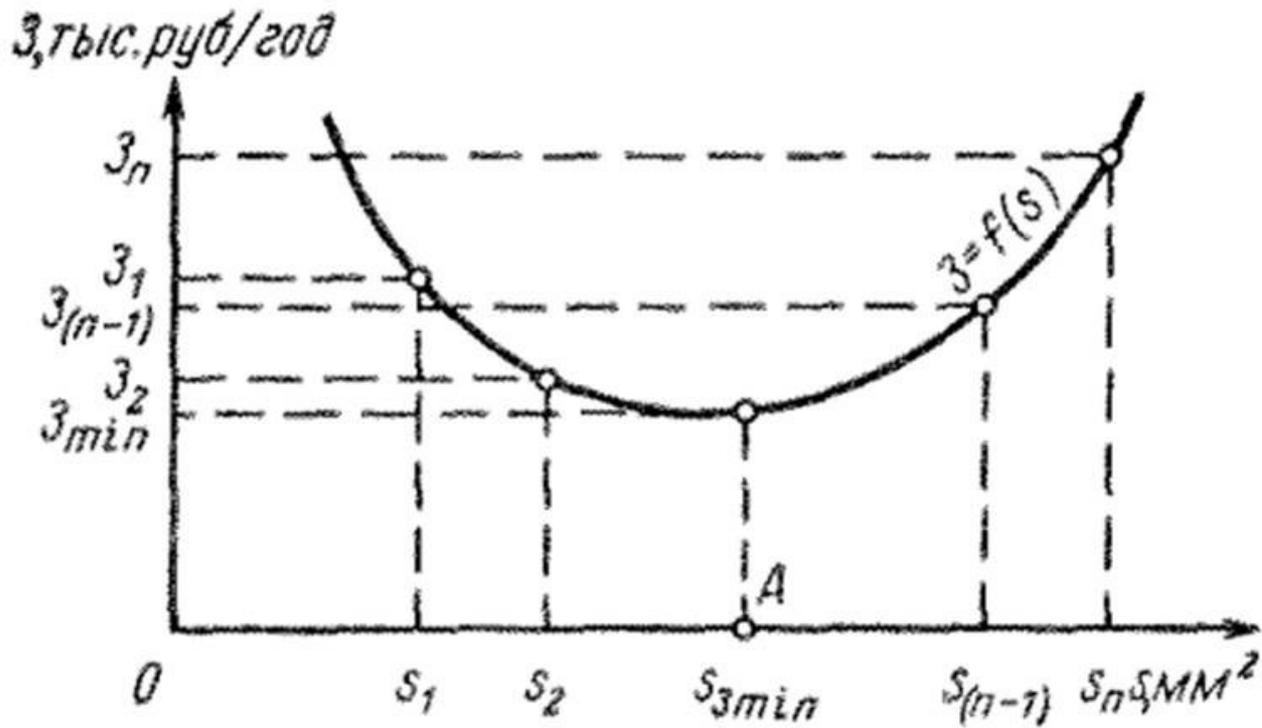


Рис. 3 Зависимость затрат от сечения провода (или жилы кабеля) для определения экономически целесообразного сечения

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}; \quad \text{Экономически целесообразное сечение:}$$

где: $j_{\text{эк}}$ — нормированное значение экономической плотности тока.

а) Проверка выбранного сечения по послеаварийному Току при отключении одной линии, так как линия допускает перегрузку 30%, то выбранное сечение должно удовлетворять условию:

$$1,3I_{доп} > I_{ав.р}$$

В аварийном режиме: $I_{р.макс} = \frac{S_{ГПП}}{\sqrt{3}U_n} =$

б) По условию механической прочности:

Для сталеалюминиевых проводов минимальное сечение по условиям механической прочности 25 мм^2

в) По допустимой потере напряжения: - допустимая длина питающей линии:

$$l_{\text{доп}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}} \% \cdot K_3 \geq l_{\text{факт}},$$

где: $l_{\Delta U 1\%}$ - длина линии при полной нагрузке, на которой потеря напряжения равна 1%.

$\Delta U_{\text{доп}} \% = 5\%$ - допустимая потеря напряжения в нормальном режиме.

$K_3 = \frac{I_{\text{доп}}}{I_p}$ - коэффициент загрузки линии;

$l_{\text{доп}}$ - допустимая длина линии, км;

l - фактическая длина линии, км;

г) Проверка на корону:

Проверяется выполнение условия:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

, где

E - напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода,

E_0 - начальная напряженность возникновения коронного разряда.

$$E_0 = 24,5 \cdot m \cdot \delta \cdot \left[1 + \frac{0,65}{(\delta \cdot r)^{0,38}} \right], \text{ кВ / см}$$

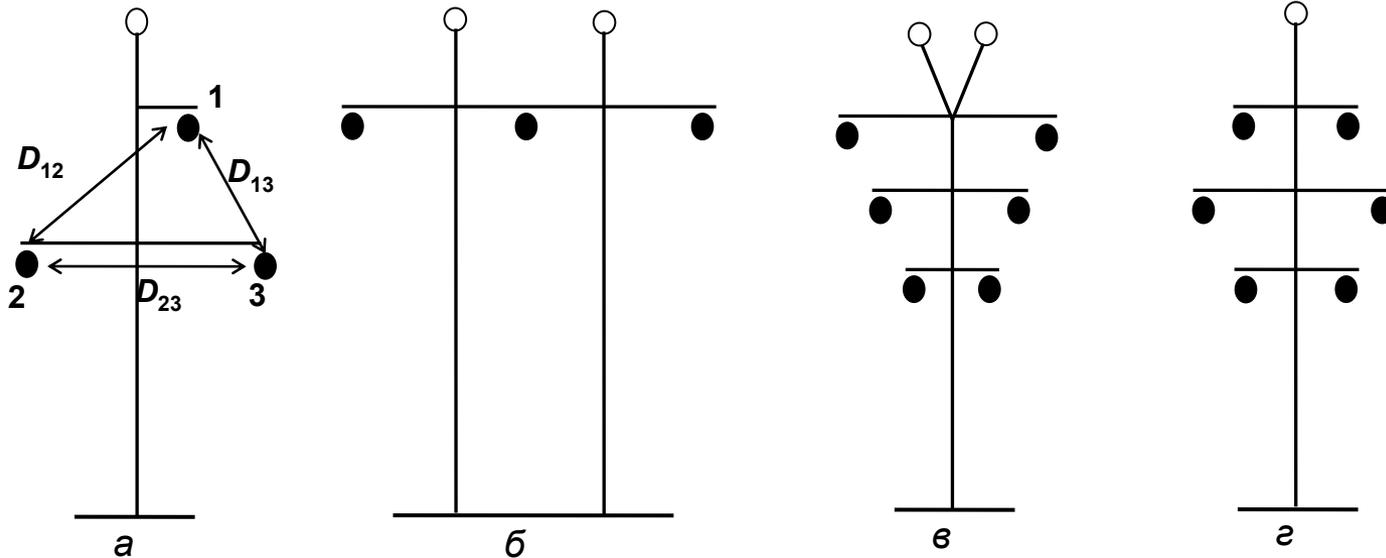
m - коэффициент гладкости провода;

δ - относительная плотность воздуха, определяемая атмосферным давлением и температурой воздуха;

r - радиус провода марки АС -

$$E = \frac{0,345 \cdot U}{r \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r}}$$

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{13}}$$



Расположение проводов и тросов на опорах:

a – треугольником; *б* – горизонтальное; *в* – обратной елкой;

г – шестиугольником

При радиусе провода $r < 1$ см можно использовать формулу

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \delta \cdot \left[1 + \frac{0,3}{\sqrt{\delta \cdot r}} \right]$$

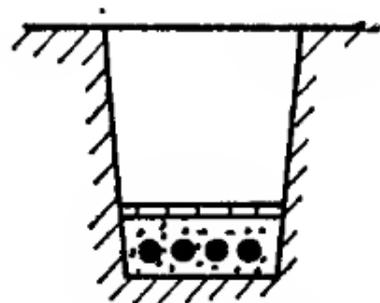
где $m = 0,82 - 0,94$ – коэффициент гладкости провода;
 $\delta = 1,04 - 1,05$ (для районов с умеренным климатом) – относительная плотность воздуха, определяемая атмосферным давлением и температурой воздуха;

Можно использовать также приведенные в ПУЭ минимально допустимые по условиям короны сечения проводов воздушных линий электропередач для напряжения 110 кВ минимальное сечение – АС 70/11.

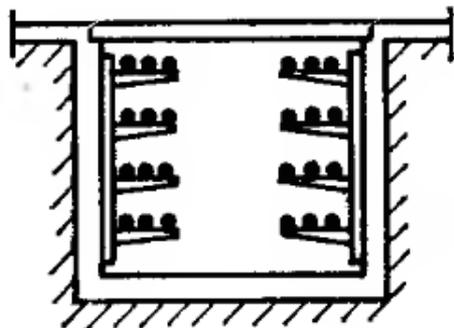
Литература по проверке на корону:

Руководящие указания по учету потерь на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 330-750 кВ и постоянного тока 800-1500 кВ – М. СЦНТИ ОРГРЭС, 1975.

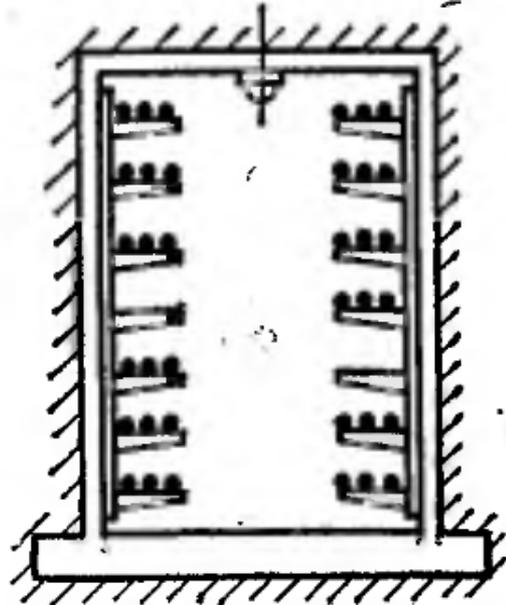




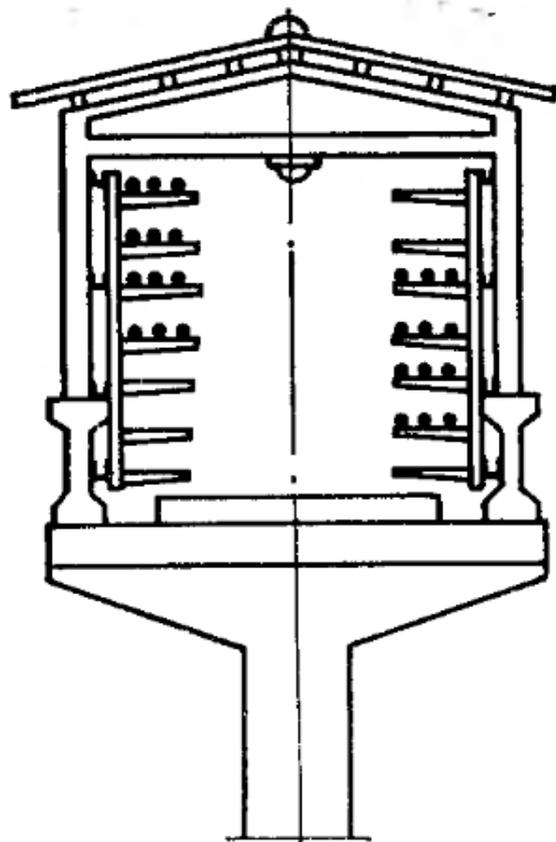
a)



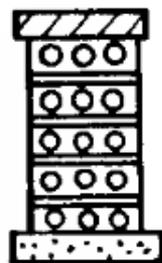
b)



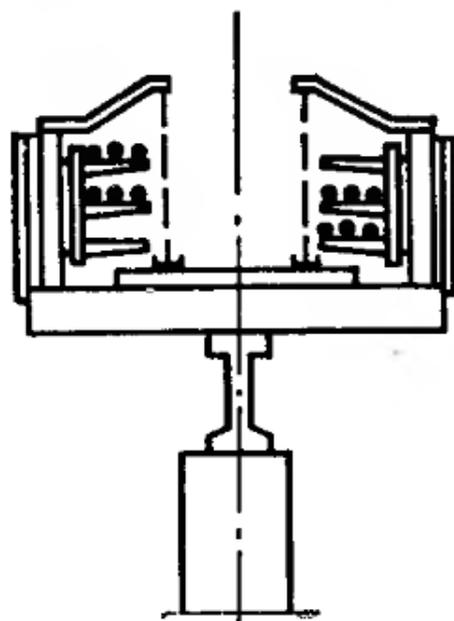
c)



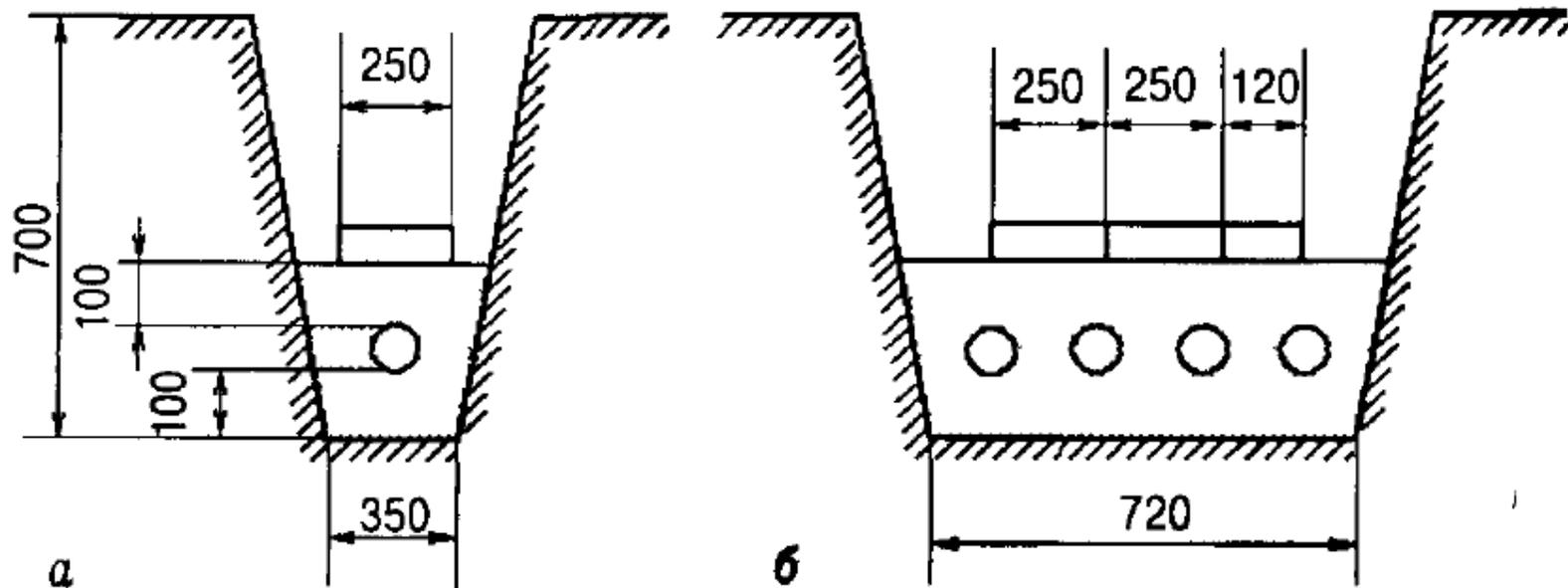
d)



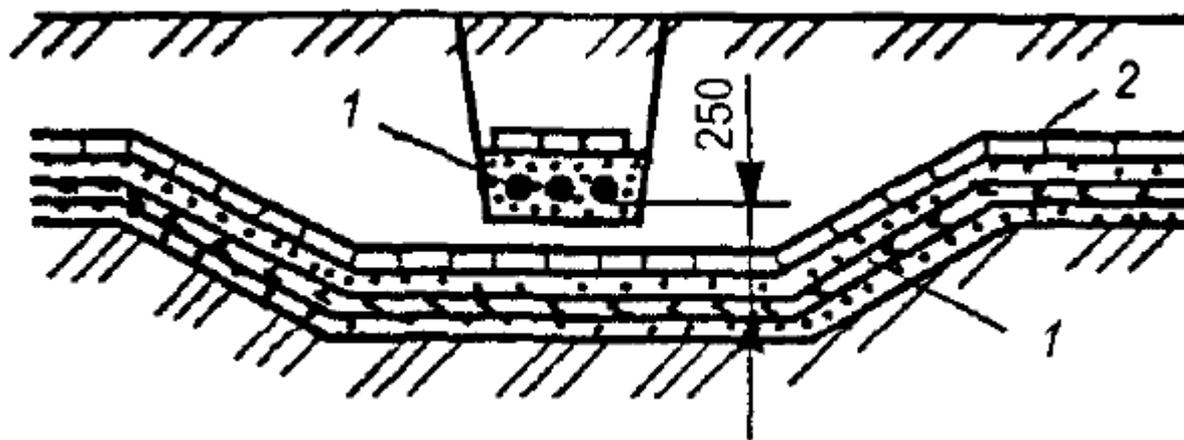
e)



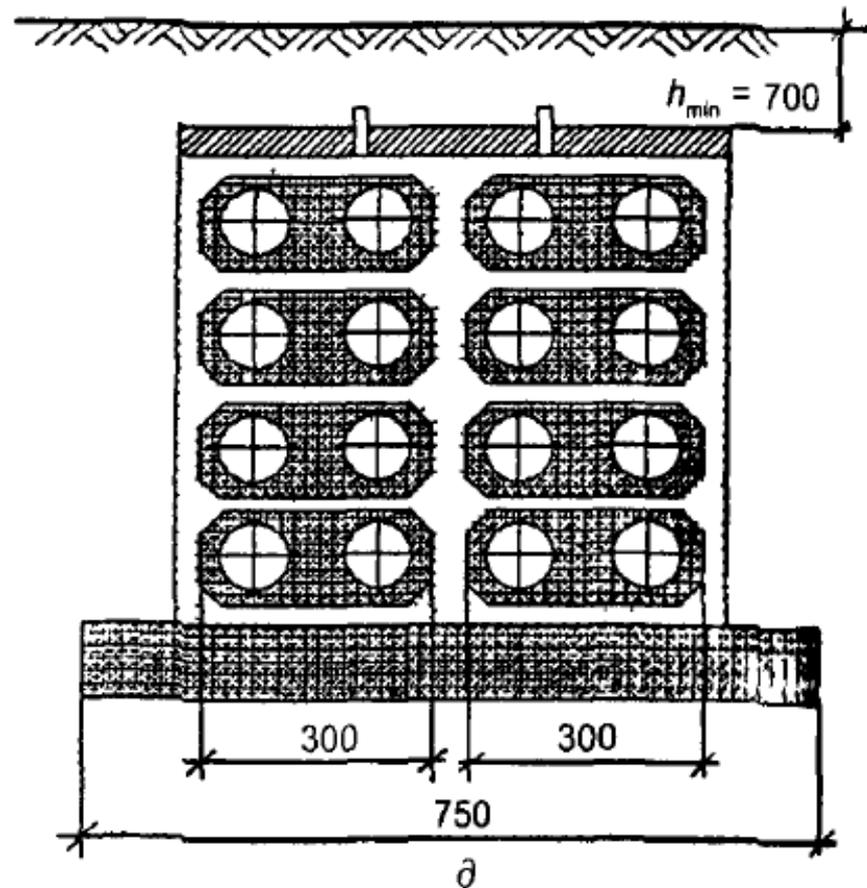
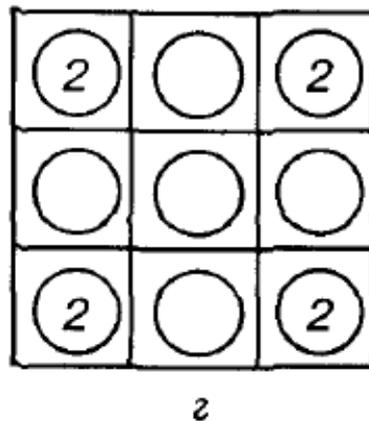
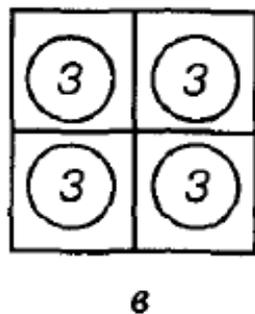
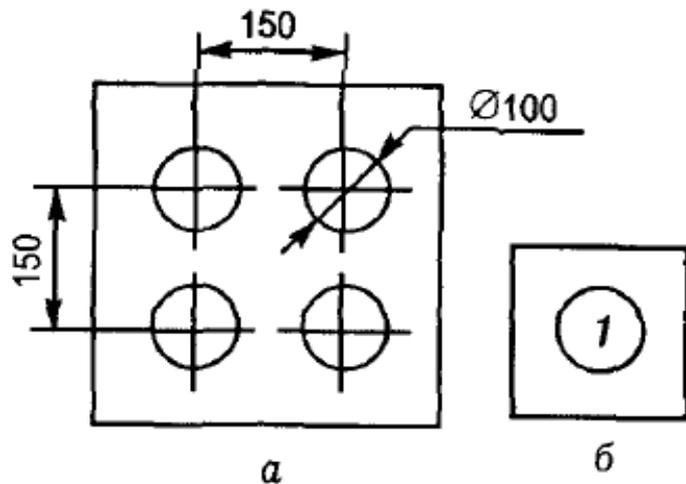
f)



Расположение кабелей в кабельных траншеях: а — одиночный кабель; б — четыре основных кабеля одного напряжения и назначения



Пересечение кабельных трасс напряжением до 10 кВ 1 — кабель до 10 кВ, 2 — кирпичи



Группы и номера каналов блоков
a - расчетная конфигурация *б* - I группа, канал № 1, *в* - II группа, канал № 3; *г* - III группа, канал № 2, (/ - рабочая конструкция блока

Таблица 1.3.27. Допустимый длительный ток для кабелей 10 кВ с медными или алюминиевыми жилами сечением 95 мм², прокладываемых в блоках

Группа	Конфигурация блоков	№ канала	Ток I_0 , А для кабелей	
			медных	алюминевых
I	①	1	191	147
II		2	173	133
		3	167	129
III		2	154	119
IV		2	147	113
		3	138	106
V		2	143	110
		3	135	104
		4	131	101

Таблицы 1.3.28. Поправочный коэффициент a на сечение кабеля

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Коэффициент для номера канала в блоке			
	1	2	3	4
25	0,44	0,46	0,47	0,51
35	0,54	0,57	0,57	0,60
50	0,67	0,69	0,69	0,71
70	0,81	0,84	0,84	0,85
95	1,00	1,00	1,00	1,00
120	1,14	1,13	1,13	1,12
150	1,31	1,30	1,29	1,26
185	1,50	1,46	1,45	1,38
240	1,78	1,70	1,68	1,55

1.3.21. Допустимые длительные токи для кабелей, прокладываемых в двух параллельных блоках одинаковой конфигурации, должны уменьшаться путем умножения на коэффициенты, выбираемые в зависимости от расстояния между блоками:

Расстояние между блоками, мм	500	1000	1500	2000	2500	3000
Коэффициент	0,85	0,89	0,91	0,93	0,95	0,96

Лекция №10

ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называется соединение между двумя точками сети с разными потенциалами, не предусмотренное нормальными условиями работы установки.

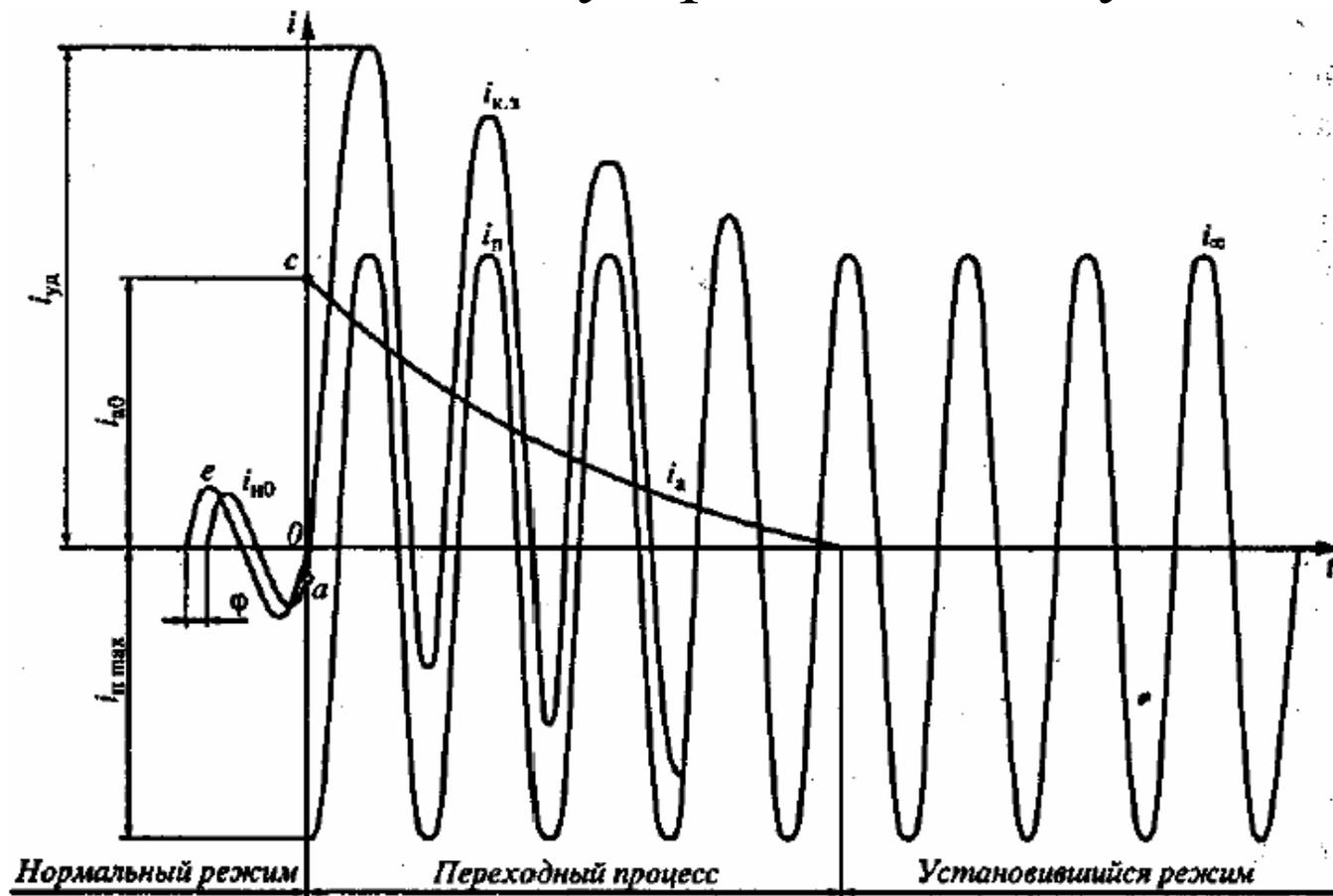
Полный ток короткого замыкания представляет собой сумму двух составляющих: вынужденной, имеющей периодический характер и свободной, имеющей аperiodический характер

$$i_{n.t} = \frac{U_m}{Z_k} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) = I_{n.m} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k)$$

$$i_{a.t} = i_{a.0} e^{-\frac{t}{T_a}} .$$

Максимальное мгновенное значение полного тока обычно наступает через 0,01 с после начала процесса КЗ.

Этот ток называют ударным током i_y



Основные соотношения между токами КЗ

Рассмотрим связь между ударным током i_y , и начальным действующим значением периодической слагающей тока к.з. I_{n0}

1. Аperiodическая слагающая затухает по закону экспонентной кривой, определяемой уравнением

$$i_a = I_{amax} e^{-t/T_a},$$

где I_{amax} — амплитудное (максимальное) значение аperiodической составляющей; T_a — постоянная времени затухания аperiodической составляющей, определяемая соотношением между индуктивностью L_k и активным сопротивлением r_k цепи до точки КЗ:

$$T_a = L_K / r_K .$$

Учитывая, что $\omega = 2\pi f_{\text{НОМ}} = 2\pi f_K$,

Величина индуктивного сопротивления $x_K = \omega L_K = 314L_K$,
откуда $L_K = x_K / 314$, получим $T_a = L_K / r_K = x_K / (314 r_K)$.

Здесь r_K , x_K — соответственно активное и индуктивное сопротивление цепи КЗ.

2. Ударный ток (соответствует времени 0,01с) через полпериода с момента возникновения КЗ

$$i_y = i_a + I_{n.\text{max}}$$

где $I_{n.\text{max}} = \sqrt{2} I_{n.o}$

— максимальные значения периодической составляющей.

$$i_y = I_{a.\text{max}} \cdot e^{-t/T_a} + I_{n.\text{max}} \cdot$$

В момент $t = 0$ $I_{n.\max} = I_{a.\max}$, тогда

$$\begin{aligned} i_y &= I_{n.\max} + I_{n.\max} \cdot e^{-t/T_a} \\ &= I_{n.\max} (1 + e^{-t/T_a}) = \sqrt{2} I_{n0} (1 + e^{-t/T_a}). \end{aligned}$$

Обозначив $1 + e^{-t/T_a} = k_y$,

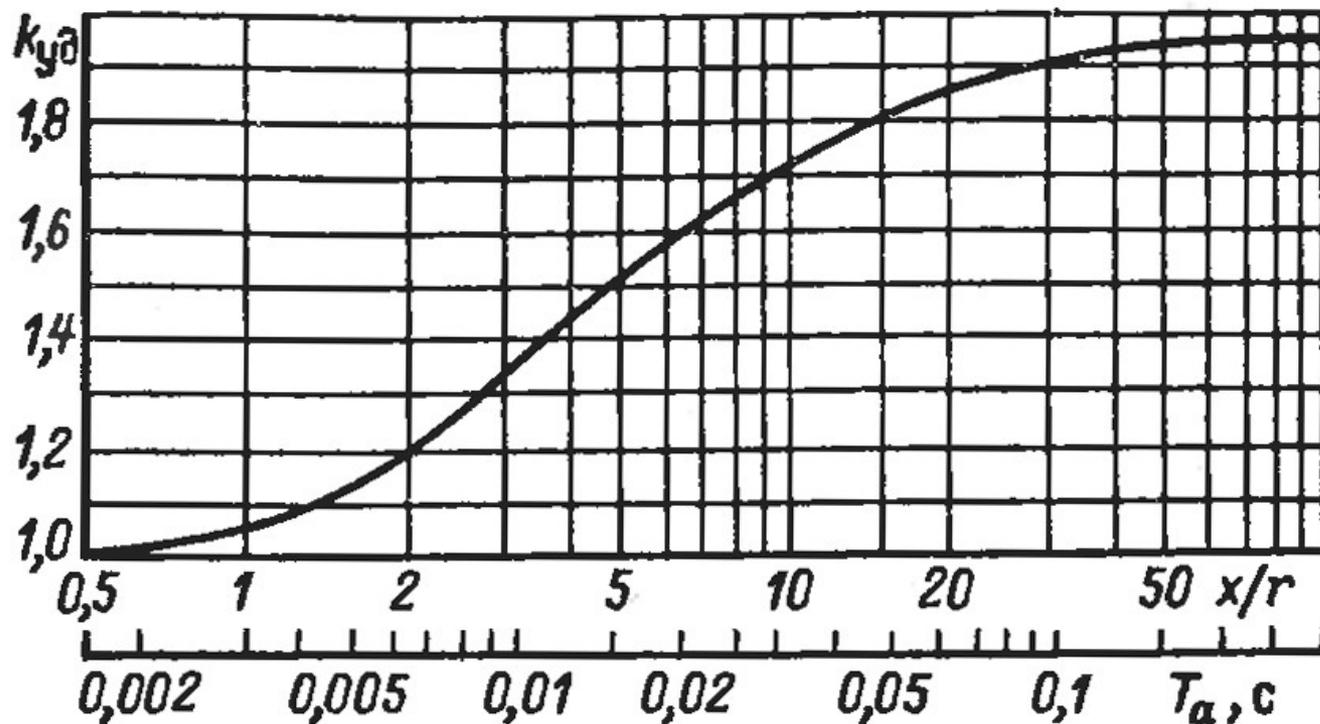
получим
$$i_y = k_y \sqrt{2} I_{n.0}$$

Следовательно, ударным коэффициентом k_y учитывается (через T_a) соотношение между активным и индуктивным сопротивлениями цепи КЗ, т. е. расстояние точки КЗ от ИП (генератора).

$$i_y = I_{n.0} + I_{n.0} e^{-\frac{t}{T_a}} = I_{n.0} (1 + e^{-\frac{t}{T_a}});$$

$$i_y = k_y I_{n.0};$$

где k_y – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени цепи КЗ.



$$k_y = (1 + e^{-\frac{t}{T_a}}),$$

При расчете токов КЗ в электроустановках предприятий принимаются следующие допущения

- электродвижущие силы источников питания считают неизменными;
- трехфазную систему считают симметричной;
- не учитывают насыщение магнитных систем, что позволяет считать все цепи линейными;
- пренебрегают емкостными проводимостями всех элементов короткозамкнутой цепи;
- не учитывают влияние неподвижной нагрузки на токи КЗ;
- не учитывают подпитку места КЗ со стороны электродвигателей напряжением до 1 кВ;

Порядок расчета

- для рассматриваемой системы электроснабжения составляется расчетная схема;
- по расчетной схеме составляется схема замещения;
- схема замещения путем преобразования приводится к наиболее простому виду, так чтобы источник питания был связан с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением;
- по закону Ома определяют ток короткого замыкания, начальное значение периодической и апериодической составляющих тока КЗ и значение ударного тока КЗ.

Порядок расчета

- если активное сопротивление цепи КЗ меньше одной трети индуктивного сопротивления ($r < x/3$), то им можно пренебрегать.

- генераторы, трансформаторы большой мощности, воздушные линии, реакторы представляют в схеме замещения их индуктивными сопротивлениями, так как активные сопротивления во много раз меньше индуктивных. Кабельные линии 6-10 кВ, трансформаторы мощностью 630 кВА и менее в схеме замещения представляются индуктивными и активными сопротивлениями.

Расчет токов короткого замыкания

Расчет ведется в относительных единицах. Для расчета сопротивлений выбирают базовые величины: U_B и S_B . За базовое напряжение принимают среднее номинальное напряжение той ступени, где производится расчет ТКЗ.

Шкала U_{CP} : 230; 115; 37; 10,5; 6,3; 0,69; 0,4 кВ.

За базовую мощность можно принимать любое значение, но для удобства расчетов следует принимать 100 кВА; 1000 кВА и т.д.

Исходные данные элементов схемы — x''_d , U_K %; $P_{KЗ}$; x_0 ; r_0 определяют по справочной литературе.

Основные расчетные формулы

Базисные сопротивления в относительных единицах определяются по следующим формулам:

- сопротивления воздушных и кабельных линий

$$r_{\sigma^*} = r_{y\sigma} l \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2} \quad x_{\sigma^*} = x_{y\sigma} l \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}$$

Где $x_{y\sigma}$ $r_{y\sigma}$ – удельное активное и индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км; l – длина линии, км;

- индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_{\sigma^*} = \frac{U_k}{100} \frac{S_{\sigma}}{S_{н.тр}}$$

- индуктивное сопротивление реактора

$$x_{\sigma^*} = \frac{x_p}{100} \cdot \frac{I_{\sigma} \cdot U_H}{I_H \cdot U_{\sigma}}$$

x_p – сопротивление реактора, %;

$$x_p = \frac{X_p \% U_p}{100 \sqrt{3} I_p}$$

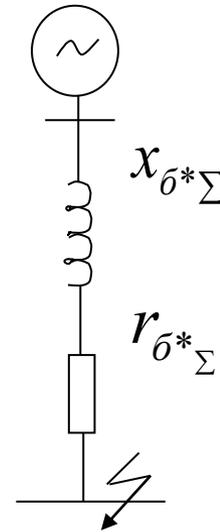
Действующее значение установившегося тока КЗ:

$$I_{\text{по}} = I_{\infty} = I_{\text{пт}} = \frac{I_{\text{б}}}{Z_{\text{б}^*\Sigma}} \quad , \text{ кА}$$

– полное сопротивление от источника питания до точки КЗ, выраженное в относительных единицах и приведенное к базисной мощности:

$$Z_{\text{б}^*\Sigma} = \sqrt{r_{\text{б}^*\Sigma}^2 + x_{\text{б}^*\Sigma}^2}$$

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}}$$



По величине $I_{\text{по}} = I_{\infty} = I_{\text{пт}}$ проверяют электрические аппараты и токоведущие части на термическую устойчивость.

Ударный ток через полпериода с момента возникновения КЗ

$$i_y = k_y \sqrt{2} I_{н.о}$$

Наибольшее действующее значение полного тока КЗ в течение первого периода КЗ:

$$I_y = \sqrt{I_{но}^2 + I_{ат}^2}$$

$$I_y = \sqrt{I_{но}^2 + [\sqrt{2} I_{но} (k_y - 1)]^2} = I_{но} \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2} = I_{но} q,$$

По величине I_y

$$q = \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}.$$

проверяются аппараты на динамическую устойчивость (в течение первого периода КЗ).

q зависит от места КЗ (справочная величина)

Если синхронные ЭД подключены к точке КЗ кабельными линиями длиной не более 300 м, начальное значение периодической составляющей тока КЗ $I_{п.о}$ без учета внешнего сопротивления

$$I_{с.д} = I_{п.о} = E_0'' I_{н.д} / x_d'',$$

с учетом внешнего сопротивления

$$I_{с.д} = \frac{E_0'' I_{н.д}}{\sqrt{(x_d'' + X_{вн*})^2 + r_{вн*}^2}},$$

– E_0'' сверхпереходная ЭДС в начальный момент КЗ, отн. ед.; $I_{н.д}$ – номинальный ток двигателя; $X_{вн*}$, $r_{вн*}$ – индуктивная и активная составляющие внешнего сопротивления.

– x_d'' сверхпереходное реактивное сопротивление двигателя по продольной оси, отн. ед.;

Значение сверхпередающей ЭДС
$$E_0'' = \sqrt{\cos^2 \varphi_H + (\sin \varphi_H + x_d'')^2},$$

где $\cos \varphi_H$ – номинальный коэффициент мощности в режиме перевозбуждения.

Влияние асинхронных ЭД учитывается, как правило, только в ударном токе КЗ. При этом максимальное значение тока КЗ от этих ЭД при трехфазном КЗ на их выводах определяется по выражению

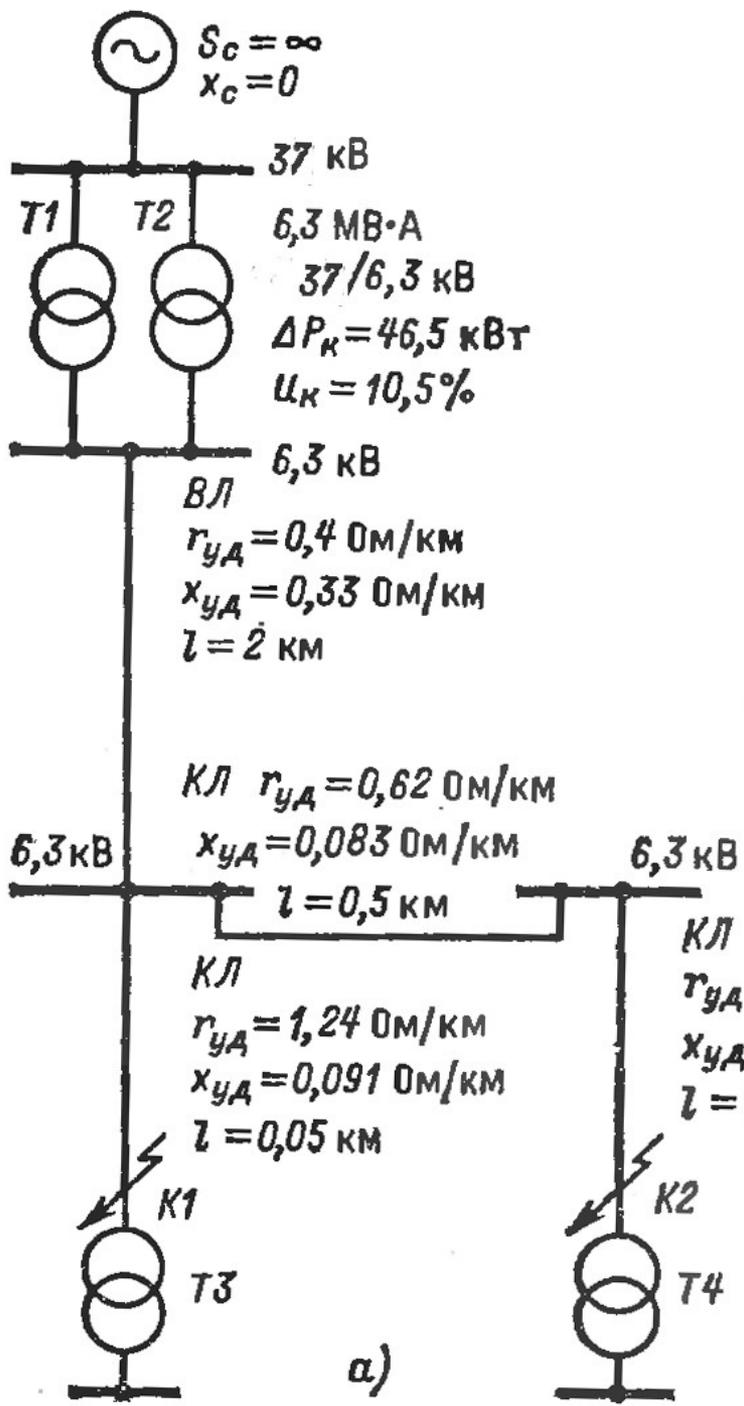
$$i_{\text{м}} = \sqrt{2} \frac{0,9}{x_{\text{д}}''} I_{\text{н.д}},$$

$x_{\text{д}}''$ — относительное сверхпереходное индуктивное сопротивление АД; $I_{\text{н.д}}$ — номинальный ток АД.

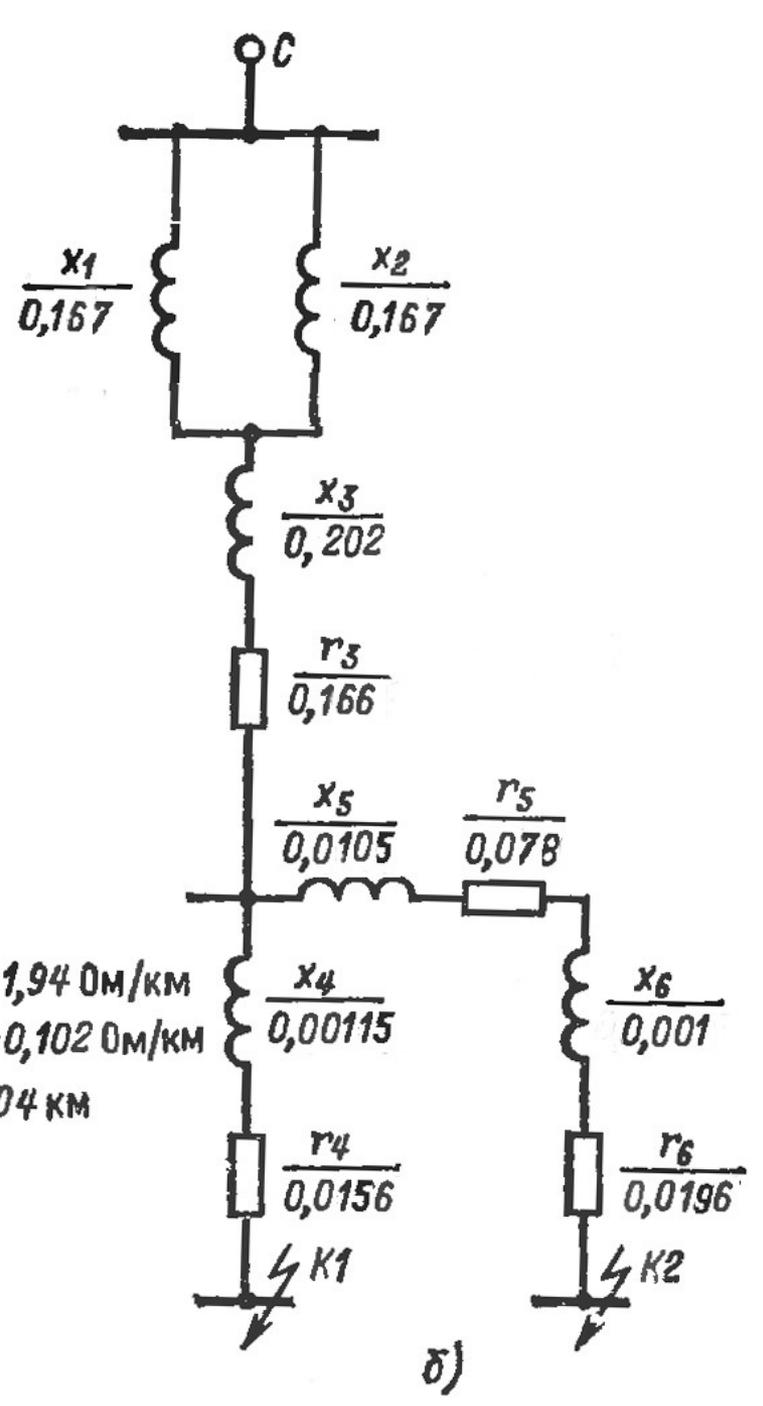
Если отсутствуют справочные данные по $x_{\text{д}}''$ на АД, то

$$x_{\text{д}}'' = 1/K_{\text{пуск}} \cong 0,2,$$

где $K_{\text{пуск}}$ — средняя кратность пускового тока двигателя



а)



б)

Лекция №10

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ И ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ДО 1000 В

Цель и особенности расчетов

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: активные и индуктивные сопротивления проводов, кабелей и шин; токовых катушек расцепителей автоматических выключателей; первичных обмоток многовитковых трансформаторов тока; переходных контактов аппаратов;

- при питании от энергосистемы не учитывается затухание периодической составляющей тока КЗ ввиду большой удаленности генераторов;
- при расчете принимается, что величина напряжения на первичной обмотке цехового трансформатора неизменна при условии $S_{сист} \geq 50 S_{ном.т}$
- расчет параметров цепи и токов КЗ в установках напряжением до 1 кВ ведется в именованных единицах, сопротивления принимаются в мОм, напряжение – в В, мощность – в кВА. Значение тока получают в кА

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.

Сопротивления элементов схемы замещения

Расчет токов КЗ в установках до 1 кВ проводится аналогично расчету токов КЗ в установках выше 1 кВ. 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.

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:

$$x_{c.HH} = x_{c.BH} \left(\frac{U_{\text{ном. тр. HH}}}{U_{\text{ном. тр. BH}}} \right)^2; \quad r_{c.HH} = r_{c.BH} \left(\frac{U_{\text{ном. тр. HH}}}{U_{\text{ном. тр. BH}}} \right)^2,$$

Где $x_{c.BH}$ и $r_{c.BH}$ – индуктивное и активное сопротивления энергосистемы, соответственно, приведенные к стороне ВН;

$x_{c.BH}$ и $r_{c.BH}$ – то же, приведенные к стороне НН понижающего трансформатора;

$U_{\text{ном. тр. HH}}$ и $U_{\text{ном. тр. BH}}$ – 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 $I_{\text{КЗ ВН}}^{(3)}$ или мощности $S_{\text{КЗ ВН}}^{(3)}$

трехфазного КЗ на зажимах ВН понижающего трансформатора 6(10)/0,4 кВ:

$$x_{c.BH} \approx \frac{U_{c.BH}}{\sqrt{3} I_{\text{КЗ ВН}}^{(3)}} = \frac{U_{c.BH}^2}{S_{\text{КЗ ВН}}^{(3)}},$$

Трансформаторы.

Полное сопротивление двухобмоточных трансформаторов определяется по выражению:

$$Z_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ.тр}}},$$

где $u_{\text{КЗ}}$ – напряжение короткого замыкания, %;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение трансформатора;

$S_{\text{НОМ.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора.

Активное сопротивление определяется по потерям КЗ в трансформаторе:

$$r_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.тр}}^2},$$

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

В вышеизложенных соотношениях в качестве $U_{ном}$ может быть использовано номинальное напряжение любой обмотки трансформатора. Сопротивление трансформатора будет приведено к тому напряжению, которое подставляется в формулы.

Индуктивное сопротивление трансформатора определяется по выражению:

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

Параметры трансформаторов, широко применяемых в сетях 6(10)/0,4 кВ

Активные и индуктивные сопротивления, мОм,
трансформаторов 6(10)/0,4 кВ

Мощность трансформатора, кВ·А	$u_{кз}, \%$	$x_{1тр} = x_{2тр}$	$x_{0тр}$	$r_{1тр} = r_{2тр}$	$r_{0тр}$	$z_{тр}^{(1)} / 3$
Соединение обмоток Y/Y ₀						
100	4,5	64,7	581,8	31,5	253,9	260
160	4,5	41,7	367	16,6	150,8	162
250	4,5	27,2	234,9	9,4	96,5	104
400	4,5	17,1	148,7	5,5	55,6	65
630	5,5	13,6	96,2	3,1	30,3	43
1000	5,5	8,5	60,6	2,0	19,1	27
1000	8	12,6	72,8	2,0	19,1	33,6
1600	5,5	4,9	37,8	1,3	11,9	16,6
Соединение обмоток Δ/Y ₀						
100	4,5	66	66	36,3	36,3	75,3
160	4,5	43	43	19,3	19,3	47
250	4,5	27	27	10,7	10,7	30
400	4,5	17	17	5,9	5,9	18,7
630	5,5	13,5	13,5	3,4	3,4	14
1000	5,5	8,6	8,6	2,0	2,0	9
1000	8	12,65	12,65	1,9	1,9	12,8
1600	5,5	5,4	5,4	1,1	1,1	5,7

Воздушные и кабельные линии.

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

$$X_{\text{кл,вл}} = x_0 \cdot l; \quad R_{\text{кл,вл}} = r_0 \cdot l$$

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.

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 устанавливаются 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:

$$x_p = \omega L = 314L ;$$

$$x_p = \frac{u_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{НОМ}}}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} ,$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение реактора;

$I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток реактора;

$u_{\text{КЗ}}$ – напряжение короткого замыкания, %.

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

Ориентировочные значения активных переходных сопротивлений контактов R_K аппаратов, мОм

Номинальный ток аппарата, А	50	100	200	400	600	1000	1600
Автомат	1,3	0,75	0,6	0,4	0,25	—	—
Рубильник	—	0,5	0,4	0,2	0,15	0,08	—
Разъединитель	—	—	—	0,2	0,15	0,08	0,02

Сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока (класса точности 1)

Коэффициент трансформации ТТ	100/5	150/5	200/5	300/5	400/5	500/5
$X_{ТТ}$, мОм	2,7	1,2	0,67	0,3	0,17	0,07
$R_{ТТ}$, мОм	1,7	0,75	0,42	0,2	0,17	0,05

Действующее значение периодической слагающей тока трехфазного КЗ без учета влияния непосредственно присоединенных асинхронных двигателей:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{\text{ср.н}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma}}$$

где $U_{\text{ср.н}}$ – среднее номинальное линейное напряжение сети (для сетей 0,38 кВ равно 400 В),

r_{Σ} и x_{Σ} – результирующее активное и индуктивное сопротивления (прямой последовательности) цепи короткого замыкания;

z_{Σ} – результирующее полное сопротивление цепи короткого замыкания.

Лекция №11

ВНУТРИЦЕХОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Схема внутрицеховой сети определяется технологическим процессом производства, планировкой помещения цеха, взаимным расположением ТП, ЭП и вводов питания, расчетной мощностью, требованиями бесперебойности ЭС, технико-экономическими соображениями, условиями окружающей среды. Наиболее распространенным для цеховых сетей является напряжение 380 В (трех- и четырехпроводные системы с заземленной нейтралью) и 660 В.

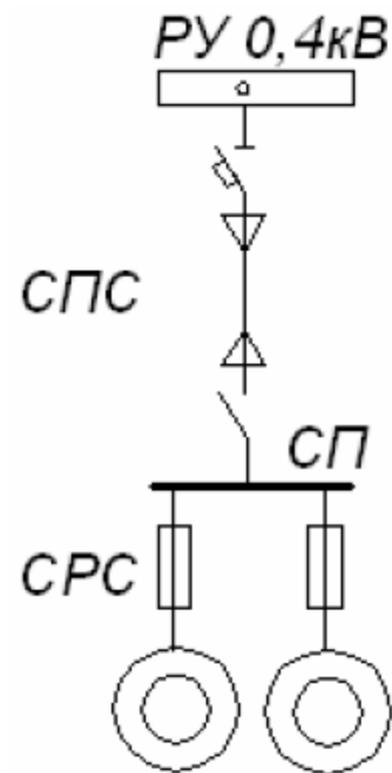
Основные требования, предъявляемые внутрицеховым электрическим сетям:

- обеспечить необходимую надежность ЭС;
- иметь оптимальные технико-экономические показатели по капитальным затратам, расходу цветных металлов, эксплуатационным расходам и потерям ЭЭ;
- быть удобными в эксплуатации;
- возможность быстрого монтажа и реконструкции.

Структура цеховых электрических сетей

Цеховые сети по своему назначению делятся на питающие и распределительные.

- Питающие сети отходят от источника питания (цеховой подстанции — ТП) к электроприемникам или группе электроприемников.
- Распределительные сети отходят от распределительных устройств подстанции или РП к электроприемникам.



Схемы внутрицеховых электрических сетей выполняют радиальными, магистральными и смешанными.

С точки зрения схемных решений **силовые распределительные сети** (СРС) выполняются только по радиальным схемам, когда каждый электроприемник подключен к ближайшему распределительному пункту индивидуальной линией.

Силовые питающие сети (СПС) могут иметь различные схемы: радиальные, магистральные, смешанные, кольцевые, с двухсторонним питанием.

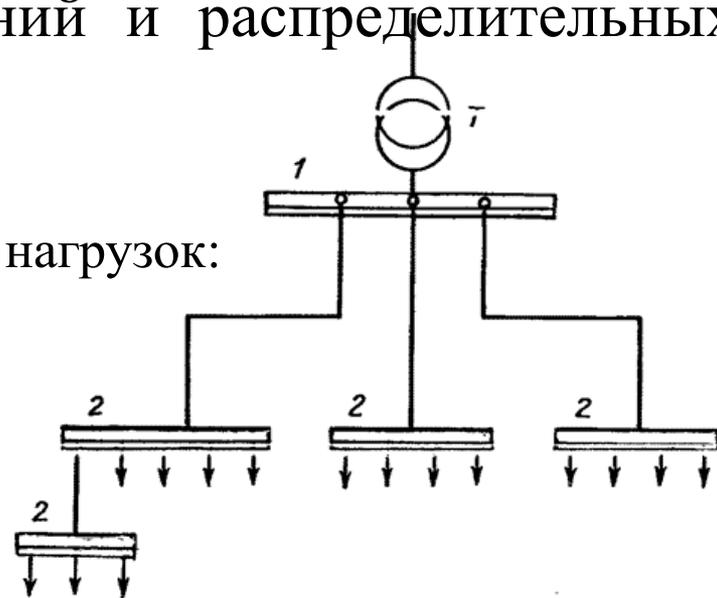
Радиальные схемы - электрические линии отходят от ТП по «радиусам» к мощным одиночным электроприемникам или к РП для питания группы электроприемников .

К каждому распределительному пункту идет индивидуальная линия и в РУ 0,4 кВ ТП эта линия подключена к сборным шинам через отдельный автомат. Эти схемы отличаются наибольшей надежностью и, естественно, требуют наибольших затрат. Повреждение в какой-либо линии или в каком-либо распределительном пункте вызывает отключение только этой линии и не отражается на работе других линий и распределительных пунктов.

Рис. 1 Радиальная схема питания распределенных нагрузок:

1 — распределительный пункт подстанции;

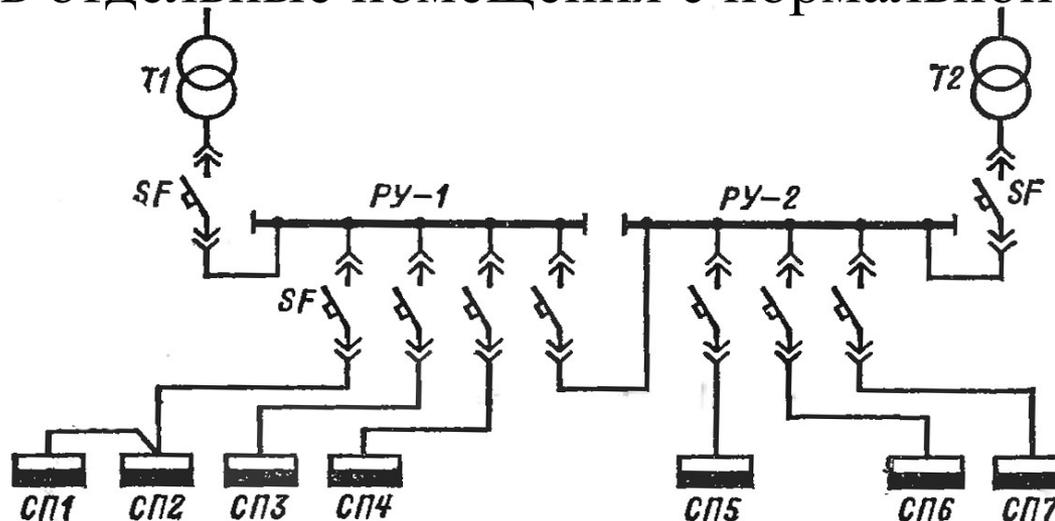
2 — распределительный силовой пункт.



- Радиальные схемы обеспечивают более высокую надежность электроснабжения и удобство эксплуатации. При оперативном или аварийном отключении отходящей линии оказывается отключенным только один электроприемник, получающий электроэнергию по этой линии. Другие приемники в цехе продолжают работать. Радиальные схемы позволяют осуществлять технический учет электроэнергии для одного электроприемника, агрегата.
- Недостатком радиальных схем является удорожание сетей, связанное с увеличением протяженности линий и повышенным расходом проводникового и монтажного материала. Увеличивается количество коммутационных и защитных аппаратов.

Радиальные схемы следует применять:

- для электроснабжения потребителей I категории;
- для электроснабжения мощных ЭП, не связанных единым технологическим процессом;
- для электроснабжения потребителей, взаимное расположение которых делает нецелесообразным питание их по магистральной схеме;
- для питания насосных и компрессорных станций;
- во взрывоопасных, пожароопасных и пыльных помещениях, в которых распределительные устройства должны быть вынесены в отдельные помещения с нормальной средой.



Питающие сети в тех случаях, когда этому не препятствуют условия среды и технология производства, рекомендуется проектировать по магистральной схеме с минимальным числом ступеней защиты.

Магистральные схемы применяют:

* для питания электроприемников, связанных единым технологическим процессом, когда прекращение питания одного электроприемника вызывает необходимость прекращения всего технологического процесса;

* для питания большого числа мелких электроприемников, не связанных единым технологическим процессом, равномерно распределенных по площади цеха.

При электроснабжении одиночных электроприемников применяются два вида магистральных линий: питающая (магистральный шинопровод) и распределительная (распределительный шинопровод). Магистральные схемы находят широкое применение при равномерном распределении нагрузки по площади цеха (рис.3).

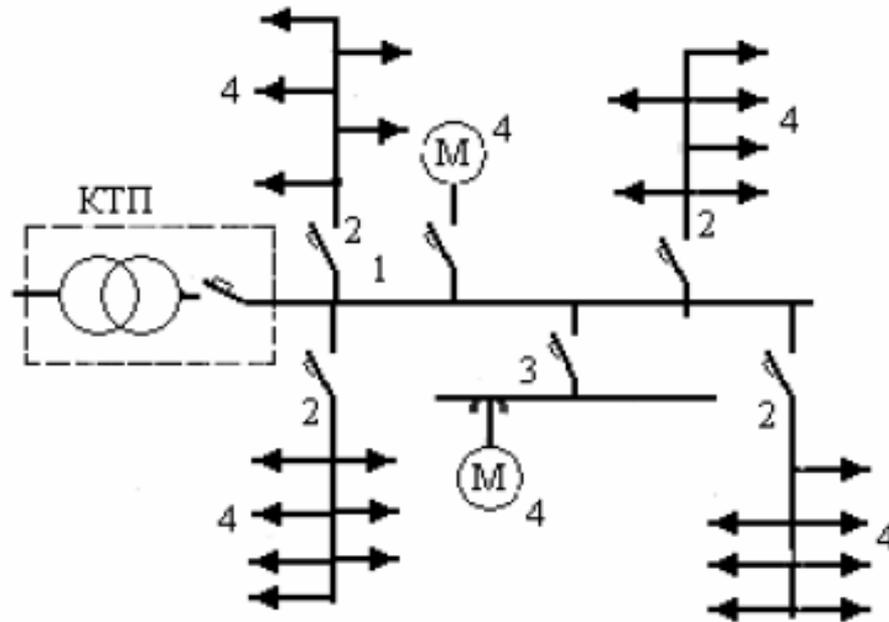


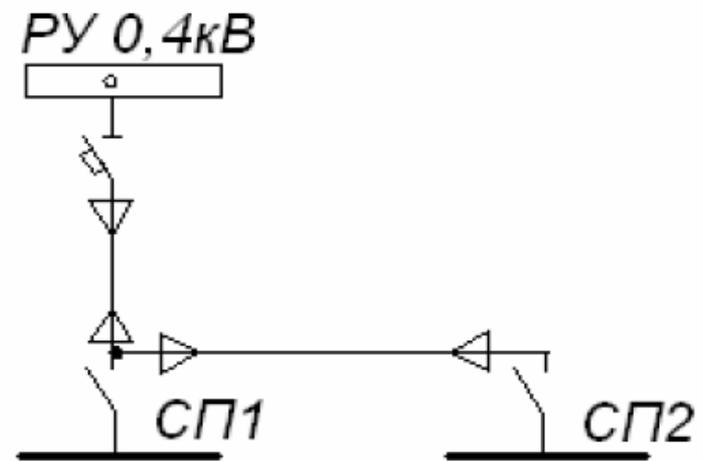
Рис. 3. Магистральная схема электроснабжения с использованием различных шинопроводов:

1 – магистральный шинопровод; 2 – распределительный шинопровод; 3 – троллейный шинопровод; 4 – электроприемники.

Магистральные схемы позволяют отказаться от применения громоздкого и дорогостоящего РУ 0,4 кВ ТП и дешевле выполнить СПС. Существует три характерных вида магистралей:

- Магистраль, выполненная кабелями или проводами;
- Магистраль, выполненная магистральным шинопроводом;
- Магистраль, выполненная магистральным и распределительными шинопроводами.

• В первом случае, магистраль питает несколько распределительных пунктов, расположенных в каком-либо одном направлении от ТП, по цепочке: рис.4. Здесь существенно уменьшаются число и суммарная протяженность линий СПС, отходящих от ТП и прокладываемых по цеху, по сравнению с радиальной схемой.



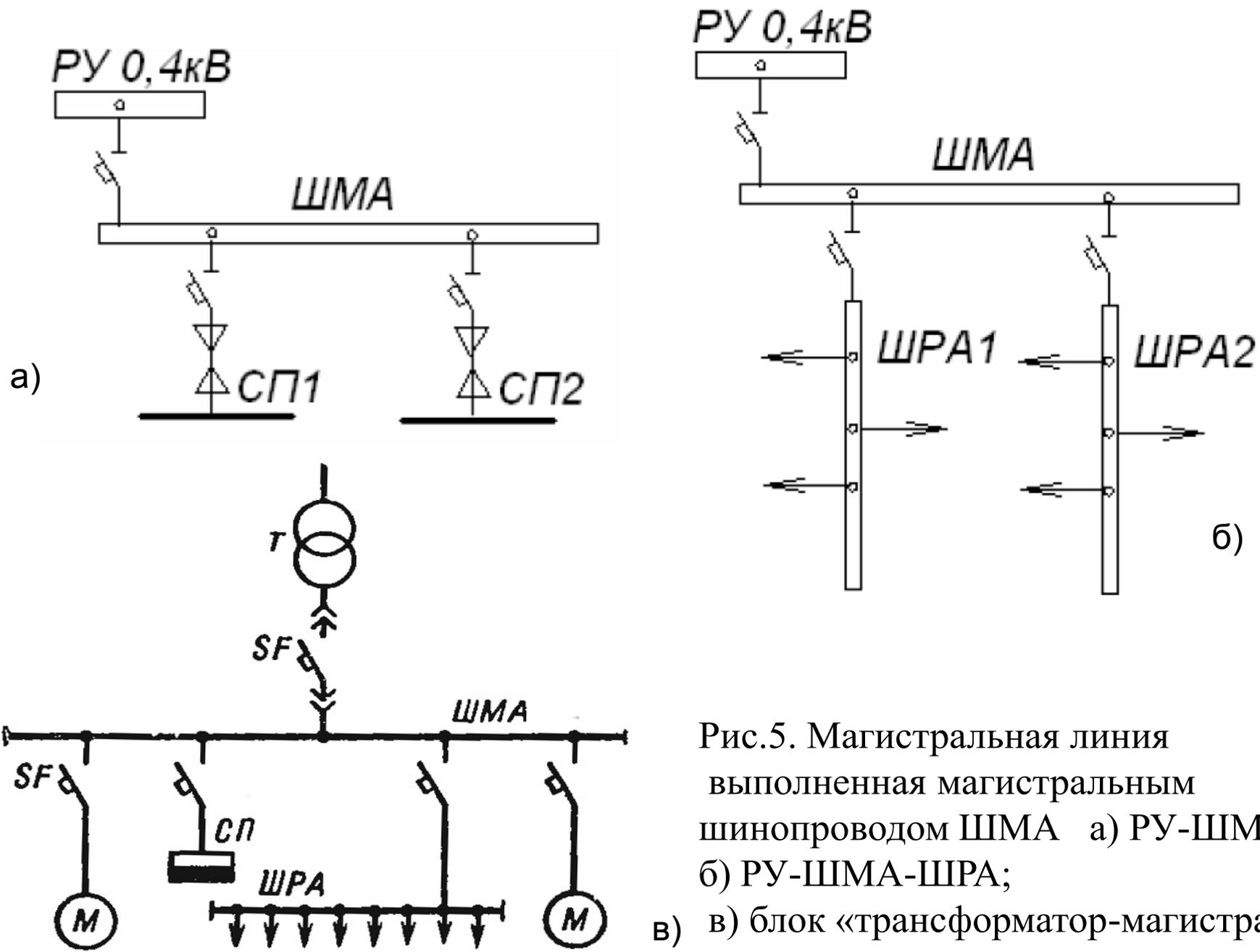
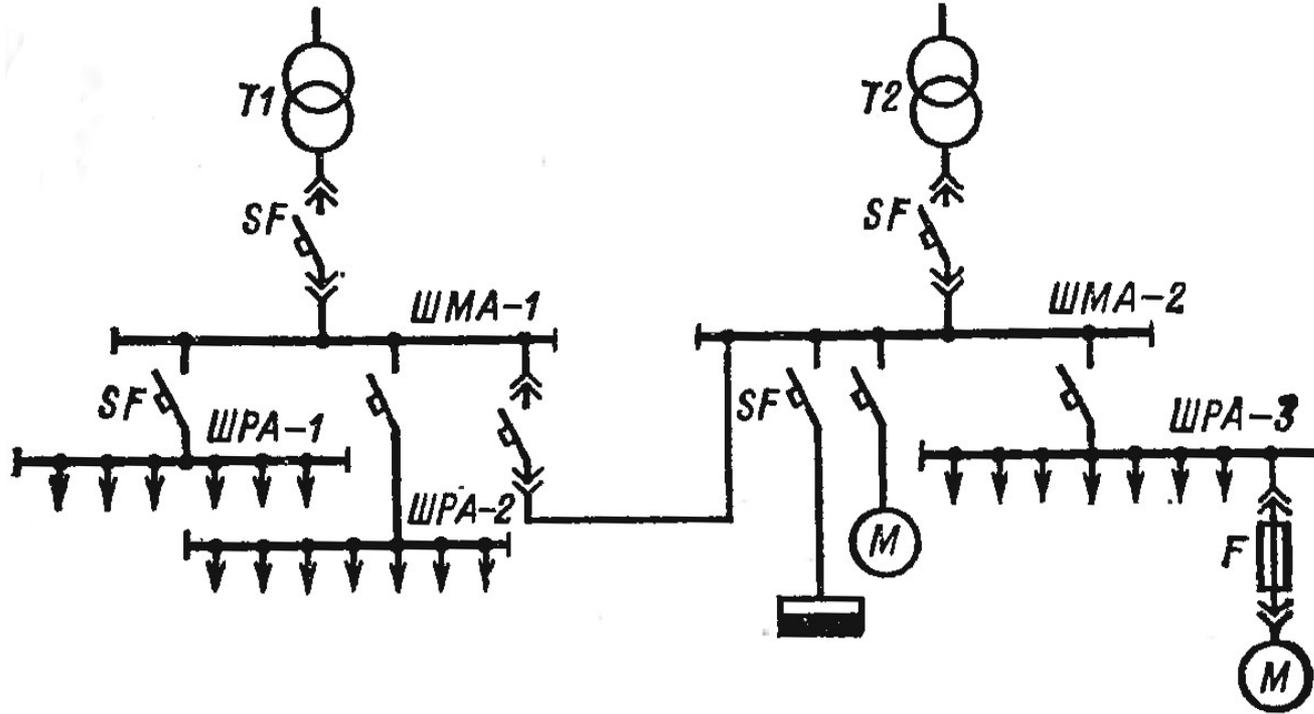
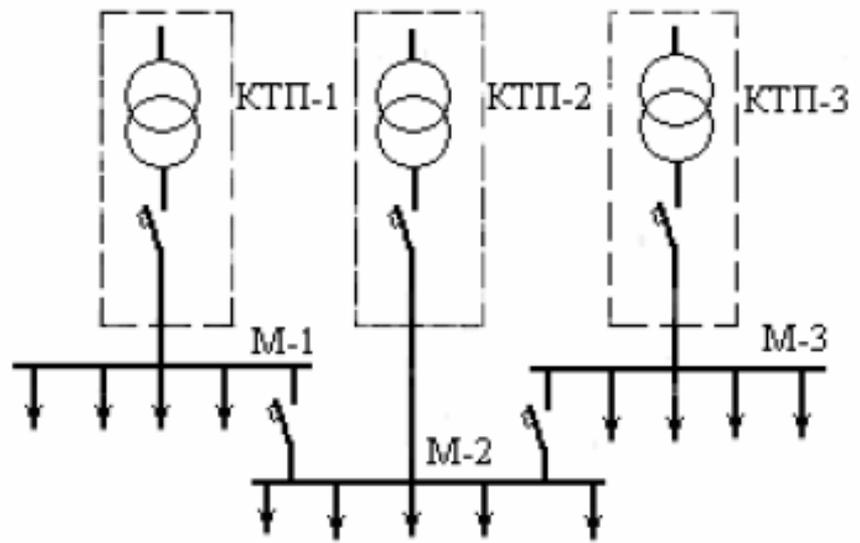
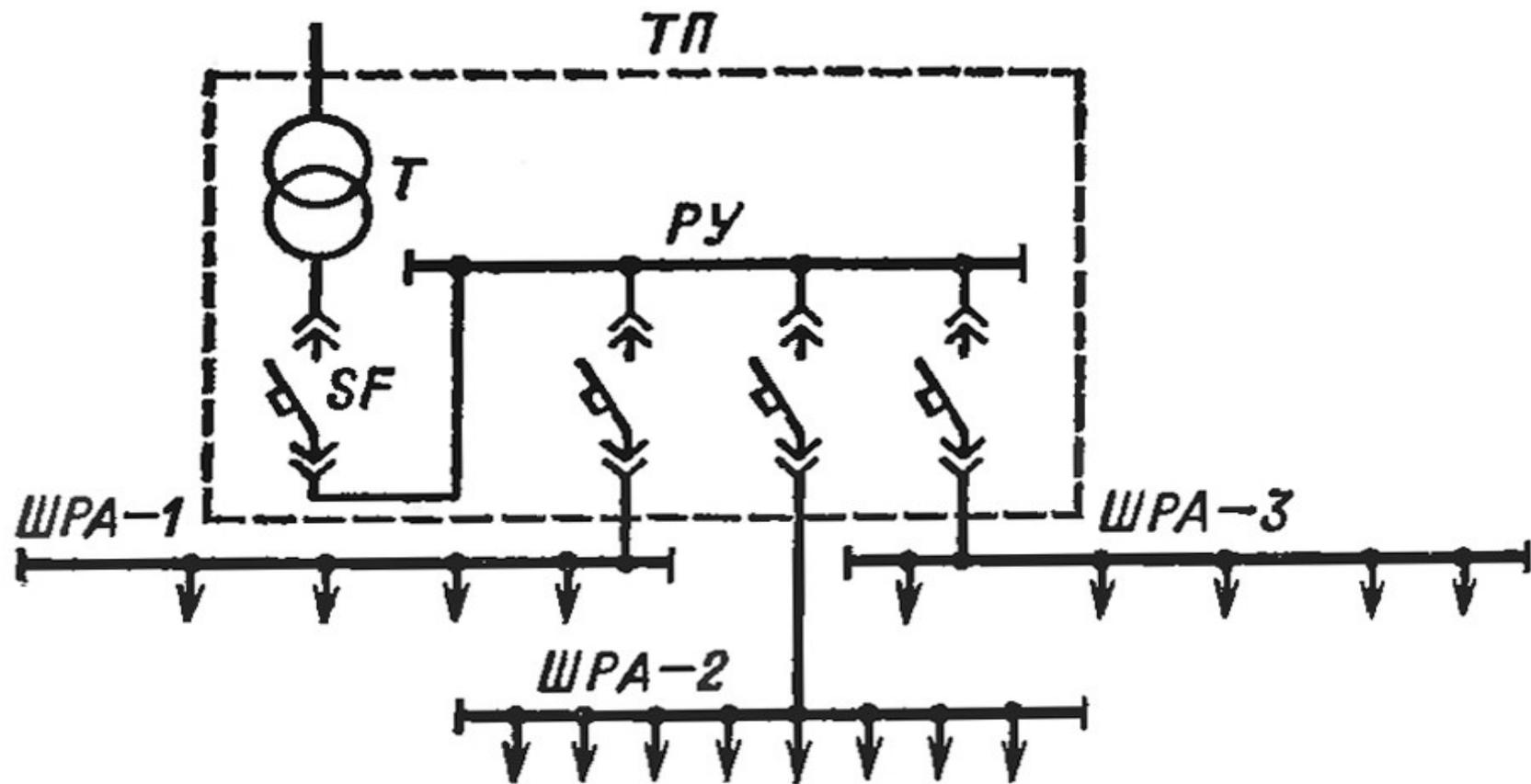


Рис.5. Магистральная линия выполненная магистральным шинопроводом ШМА а) РУ-ШМА; б) РУ-ШМА-ШРА; в) блок «трансформатор-магистраль».



С целью повышения надежности при электроснабжении по магистральной схеме применяется взаимное резервирование магистралей





Резервирование питания применяется и при электроснабжении от однострансформаторных подстанций (рис. 6).

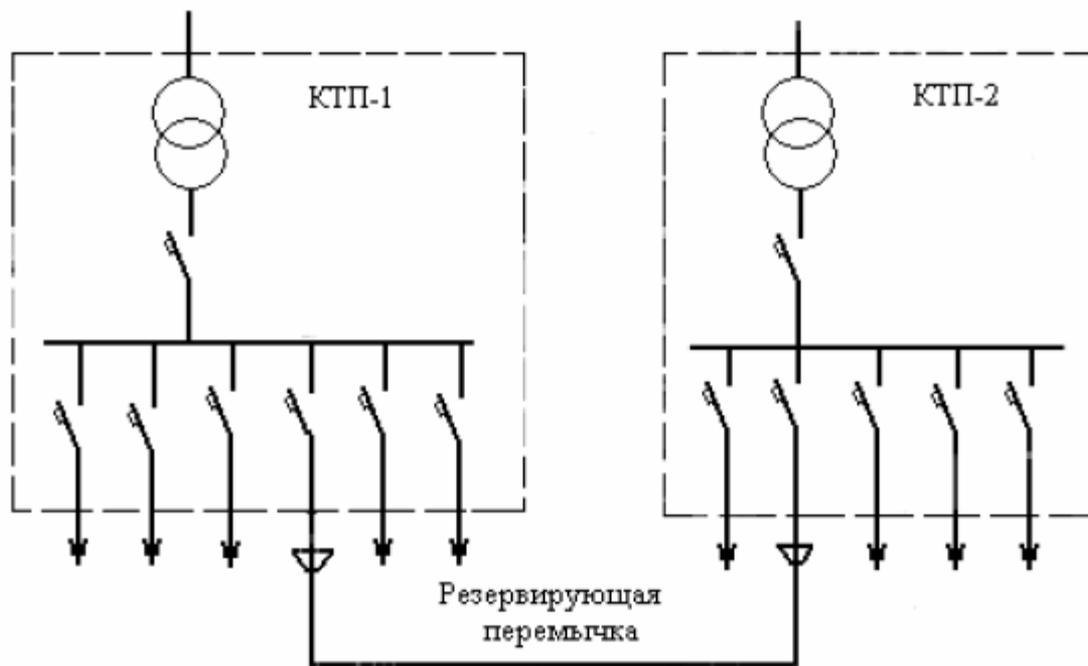


Рис. 6. Резервирование при электроснабжении от однострансформаторных ТП

- Для магистральных сетей характерны следующие особенности:
 1. Схемы магистрального питания имеют несколько пониженную надежность.
 2. Стоимость выполнения обычно ниже чем у радиальных за счет использования меньшего количества аппаратуры.
 3. Позволяют применять новейшие системы шинопроводов, которые имеют высокую монтажную готовность.
 4. По сравнению с радиальными больше токи короткого замыкания, но меньше потери напряжения и мощности.

Практически в цехах не встречаются только радиальные или только магистральные схемы. Наиболее часто встречаются смешанные схемы, включающие сочетание радиальных и магистральных схем (рис. 7).

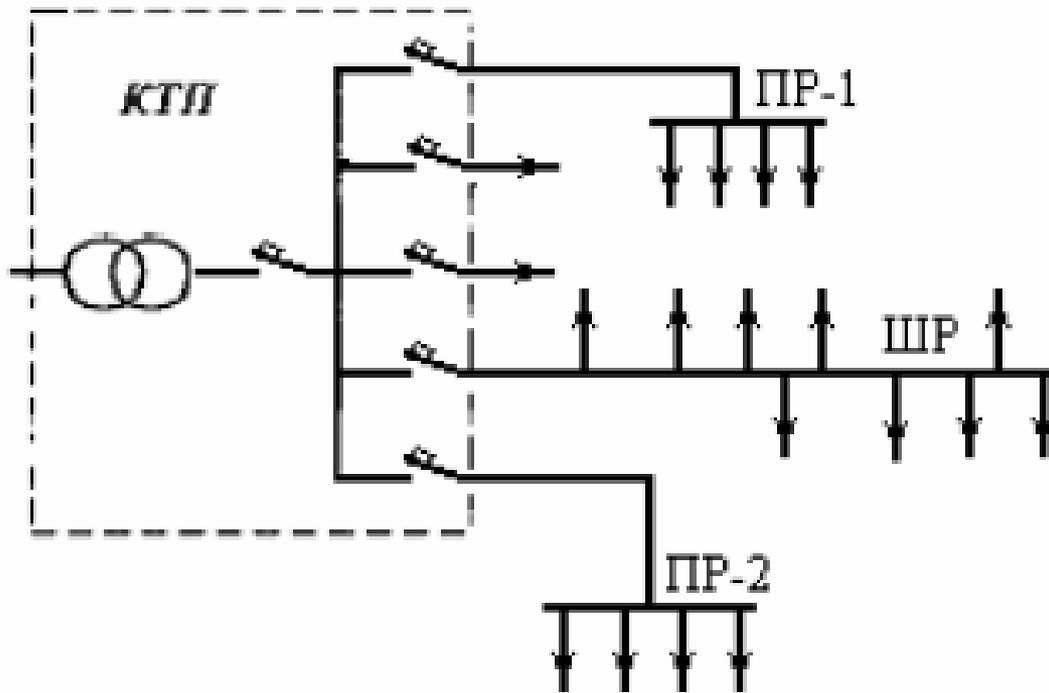


Рис. 7. Смешанная схема электроснабжения

В последнее время при расположении п/ст малой мощности в центре нагрузки получила распространение схема со вторичными магистралями (рис.8).

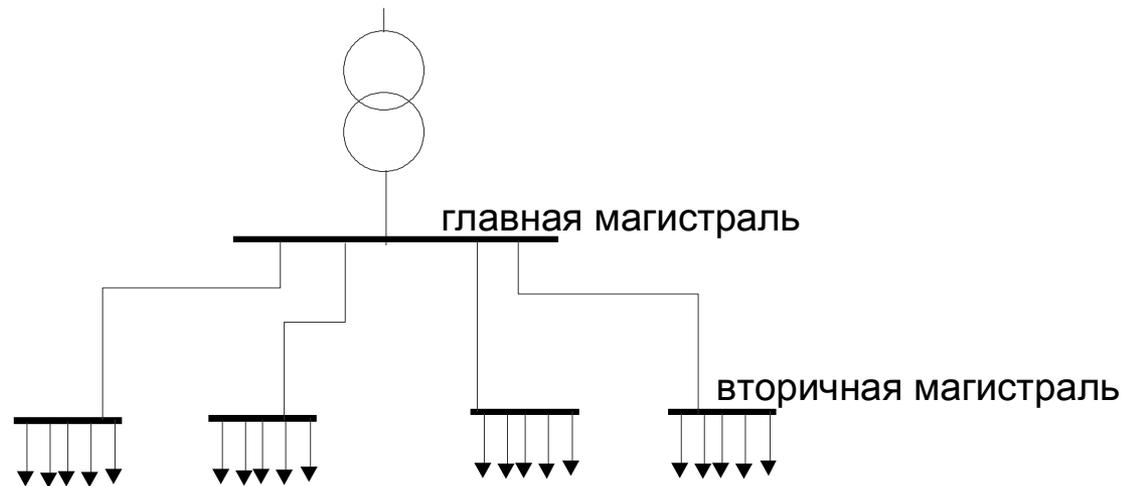


Рис.8 Схема со вторичными магистралями

Схема питания одной линией ряда приемников или силовых шкафов называется “цепочкой” (рис.9)

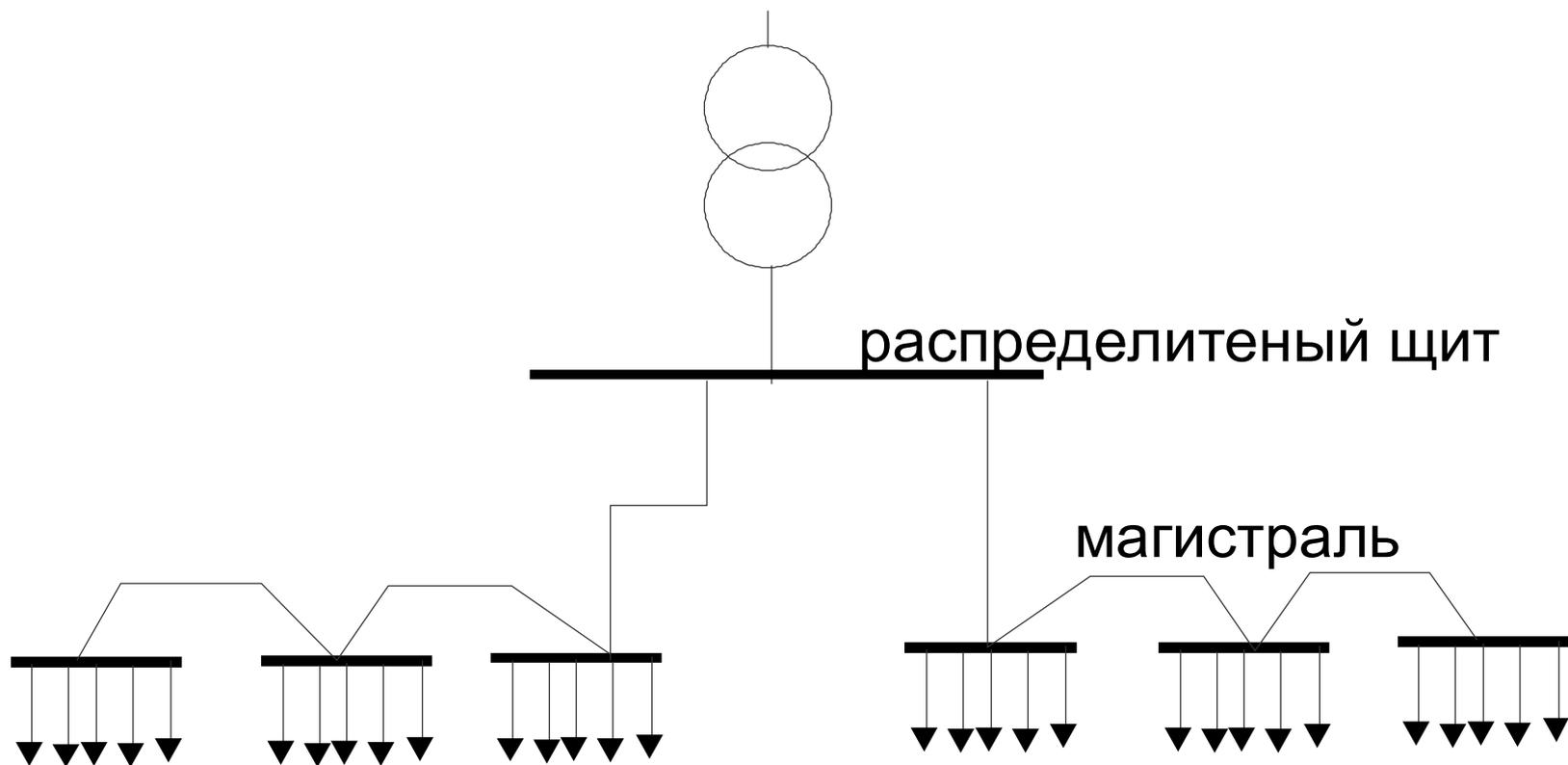


Рис.9 Схема питания РШ цепочкой

- В химической и нефтеперерабатывающей промышленности необходимо учитывать, что большинство потребителей 1-й категории. Поэтому здесь применяют прокладку кабелями или проводами с механической защитой и с подключение потребителей по радиальной схеме к распределительным щитам, имеющим автоматическое или ручное включение резервного питания (рис.11).

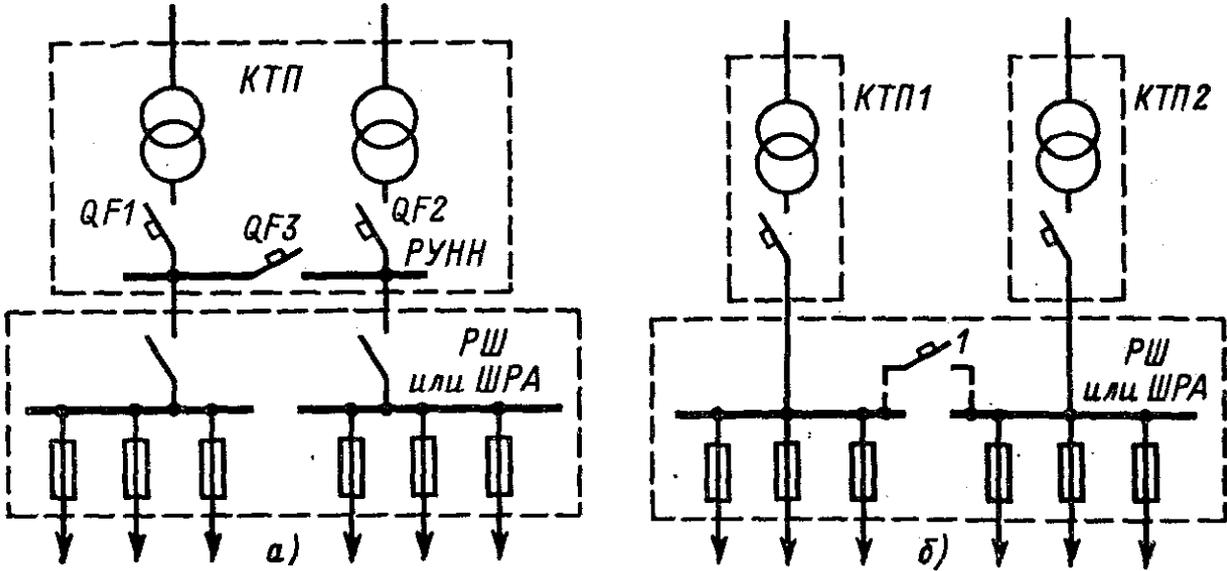


Рис.11 Схемы резервирования питания для электроприемников 1 и 2 категорий
 а) резервирование от одной двухтрансформаторной КТП цеха;
 б) резервирование от двух разных КТП.

Электрические сети промышленных предприятий выполняют *внутренними* (цеховыми) и *наружными*.

Прокладка электрических цепей производится *изолированными* и *неизолированными* проводниками.

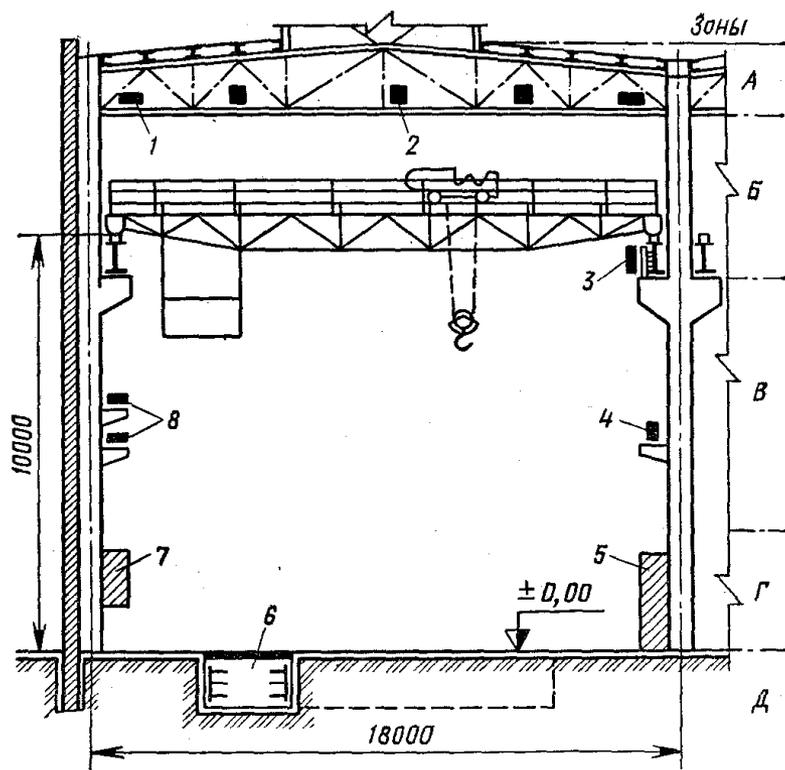
Изолированные проводники выполняются *защищенными* и *незащищенными*. В защищенных проводниках поверх электрической изоляции наложена металлическая или другая оболочка, предохраняющая изоляцию от механических повреждений. Изолированные проводники разделяют на *провода* и *кабели*. К неизолированным проводникам относятся алюминиевые, медные, стальные шины и голые провода.

В электрических сетях широко применяются и шинопроводы. Шинопроводы могут быть открытыми, защищенными и закрытыми. По назначению шинопроводы разделяют на магистральные и распределительные. Магистральные шинопроводы выполняются из алюминиевых шин, распределительные — из алюминиевых и медных шин.

Лекция №12

Конструктивное выполнение внутрицеховых электрических сетей

По конструктивному выполнению внутрицеховые электрические сети подразделяются на сети, выполняемые (рис.11):

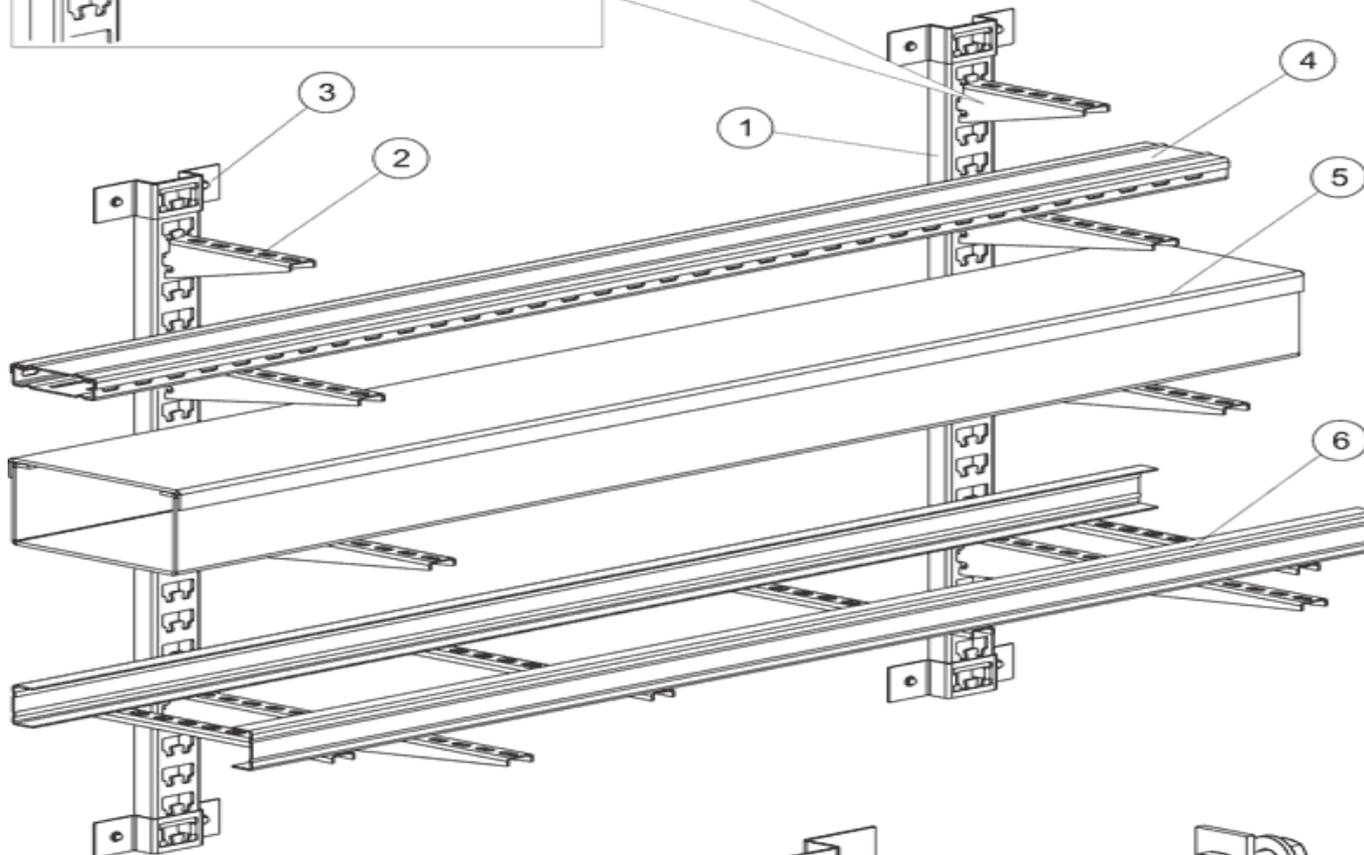


- 1 -открытые шинные магистрали;
- 2 – осветительный шинопровод;
- 3 – троллейный шинопровод;
- 4 – распределительный или магистральный шинопровод;
- 5 – распределительный щит;
- 6 – кабельный канал;
- 7 – осветительный щиток;
- 8 – кабельные линии на кронштейнах, опорах и т.д.

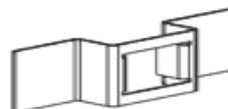


Сборка конструкции производится путем ввода части полки в отверстия стойки, расположенные с шагом 50мм

- ① стойка кабельная
- ② полка кабельная
- ③ скоба К 1157
- ④ лоток перфорированный
- ⑤ короб кабельный
- ⑥ лоток лестничного типа



Ключ К 1156
используется для фиксации полки на кабельной стойке



Скоба К 1157
используется для монтажа кабельных стоек к стенам или несущим конструкциям



Прижим НЛ-ПР
используется для фиксации лотков лестничного типа к кабельным полкам

Электрооборудование внутрицеховых сетей

Шинопровод - комплектное электротехническое устройство для внутрицеховой электрической сети.

Открытые шинные магистрали из неизолированных шин, которые прокладываются на высоте 10-12 м по нижнему поясу ферм на изоляторах в цехах небольшой протяженности. Применяются в цехах, где по условиям влажности и пыльности среды невозможно применение комплектных шинопроводов, предназначенных только для помещений с нормальной средой. Достоинства: надежность, низкая стоимость. Недостатки: увеличение стоимости за счет подъемов и спусков, большая индуктивность (потери напряжения).

Комплектные шинопроводы состоят из отдельных секций (рис.13), соединяемых между собой сваркой, болтовыми соединениями или штепсельными разъемами.

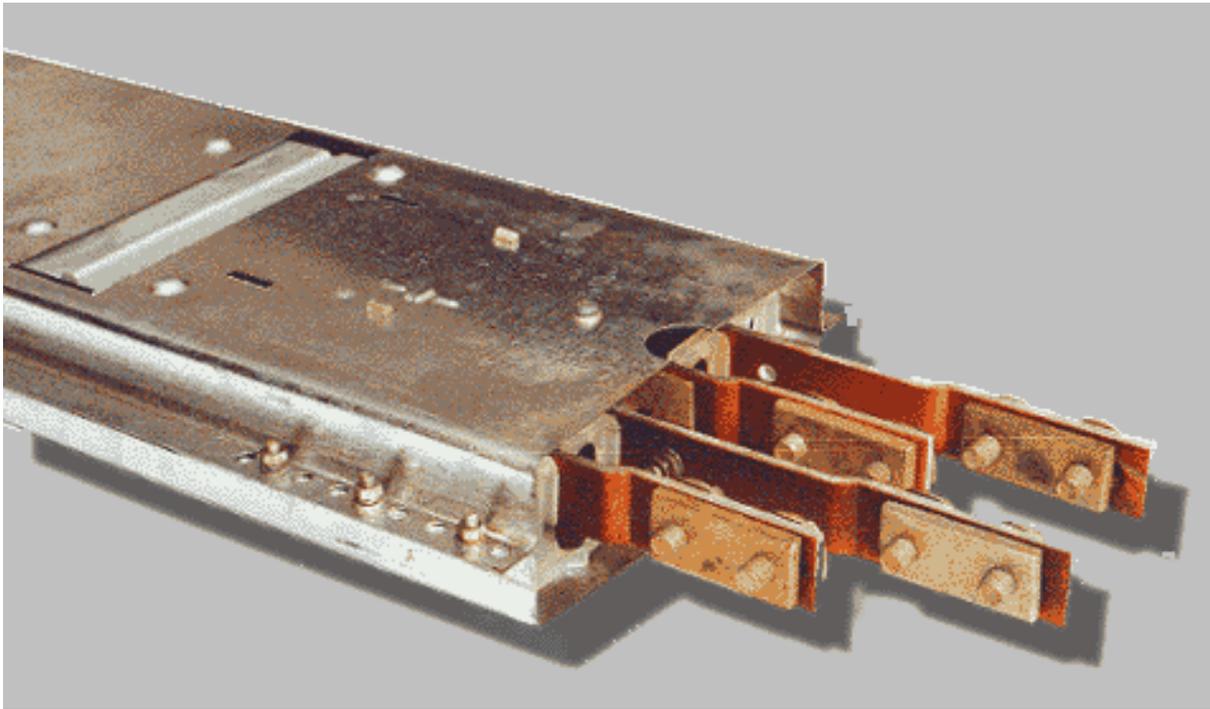


Рис.12 Секция магистрального шинопровода

Комплектные шинопроводы имеют высокую монтажную готовность, выпускаются на заводах электротехнической промышленности следующих типов (рис.14):

- ШМА - для магистральных сетей;
- ШРА - для распределительных сетей;
- ШОС - для осветительных сетей.

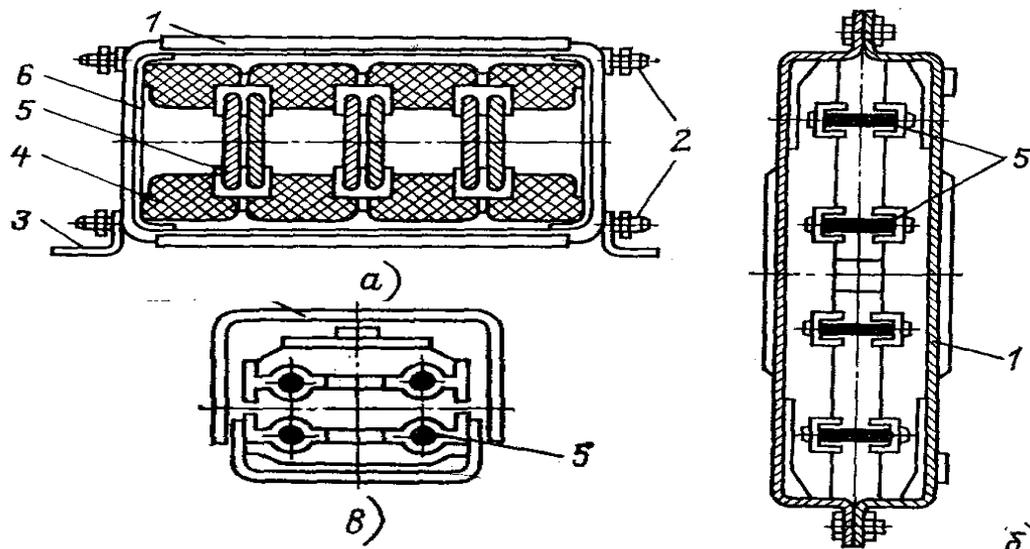


Рис.13 Конструктивное выполнение шинопроводов

а) магистральный шинопровод ШМА;

б) радиальный шинопровод ШРА;

в) осветительный шинопровод ШОС

1 –защитный кожух; 2,3 – крепежные детали; 4 - диэлектрик; 5 – токопроводящая жила; 6 - уплотнитель

Номинальные токи ШМА - 630,1000,1600,2500,4000,6300 А;
ШРА - 100,160,250,400,630 А

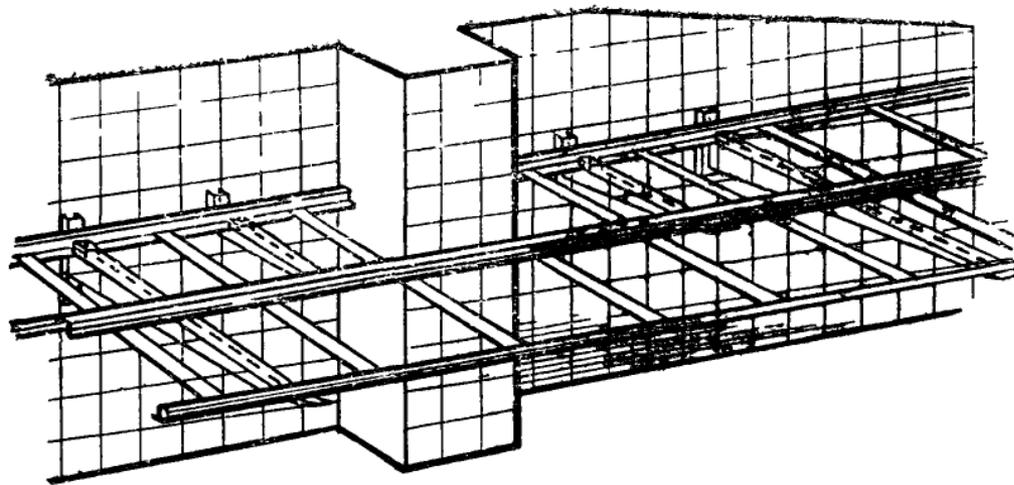
Быстрое подключение ЭП без снятия напряжения с шинпровода выполняется через ответвительные коробки штепсельного выполнения. Ответвительные коробки выпускаются с предохранителями и установленными автоматами.

Комплектные шинпровода выпускаются только для внутренней электропроводки. При необходимости выхода за пределы помещения, а также в условиях стесненности, сложных изгибов, в случаях пересечения трубопроводов, строительных конструкций и т.д. удобнее заменять секции магистрального шинпровода кабельными вставками марки АВВ на большие токи.

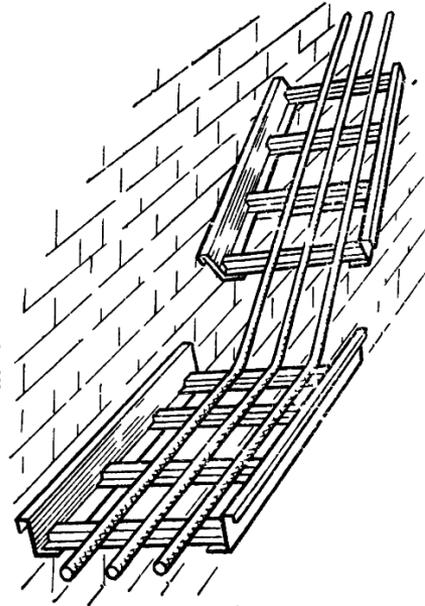
Кабельные линии в сетях напряжением до 1 кВ

- Кабель состоит из токоведущих медных или Al жил, имеющих изоляцию жил и поясную изоляцию. Поясная изоляция служит для усиления изоляции жил. Для защиты от механических повреждений в конструкцию кабеля входит броня, защитная оболочка и т.д (рис.15).

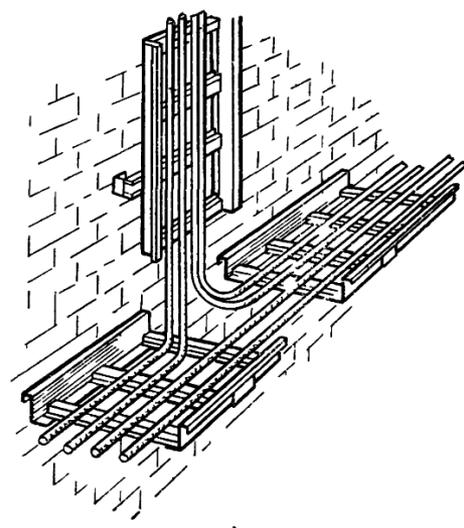




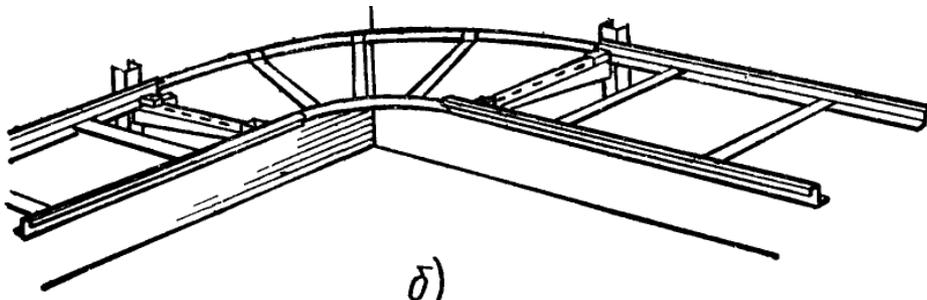
a)



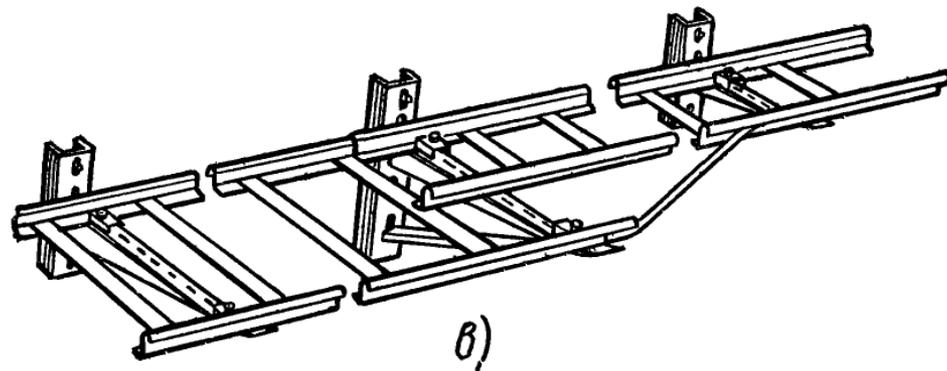
з)



д)



в)

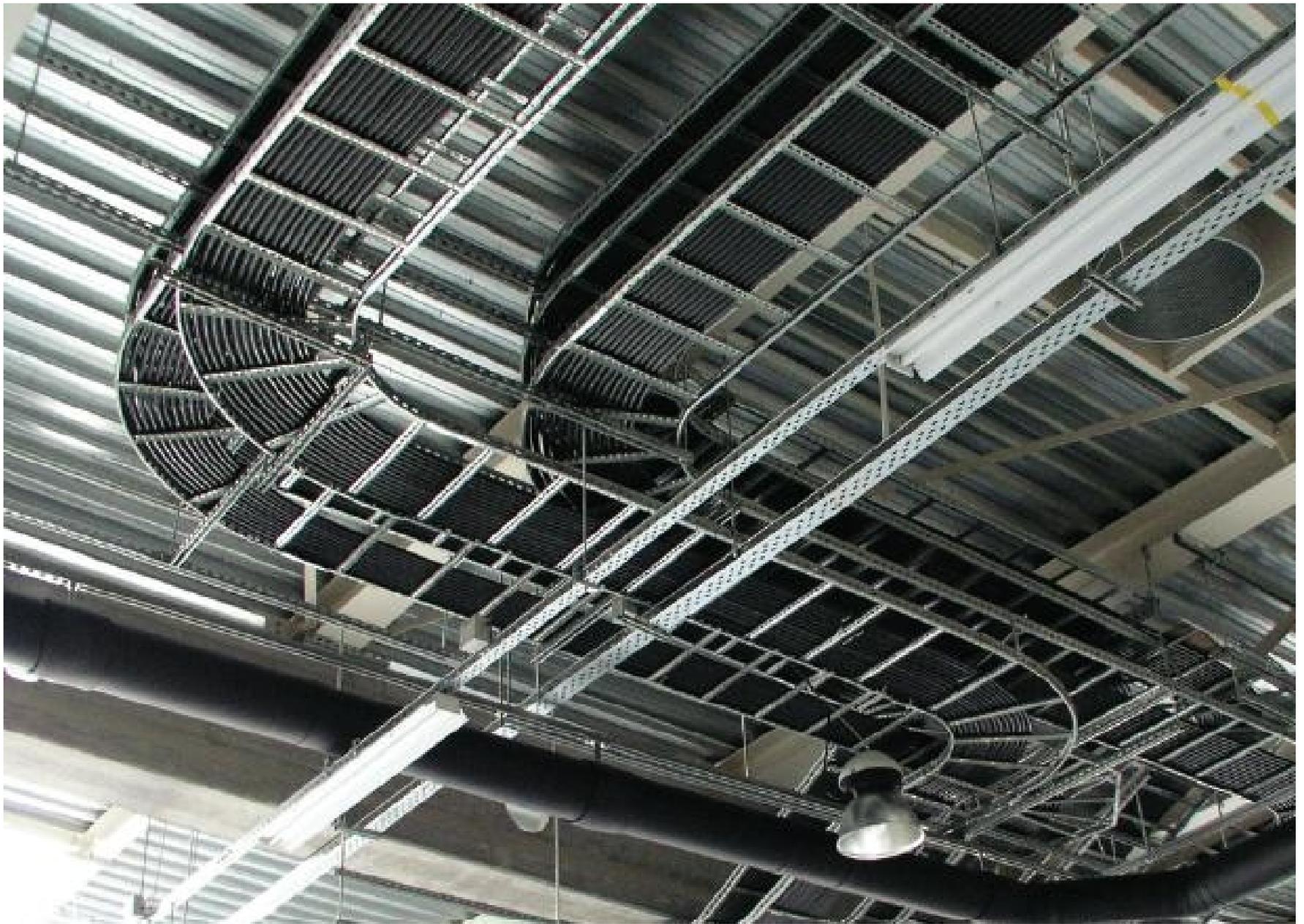


б)



2006/06/14

<https://www.youtube.com/watch?v=bQUcapzoSi8>







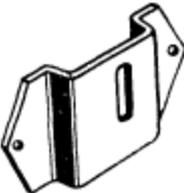
a)



б)



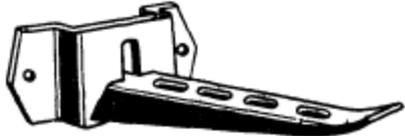
в)



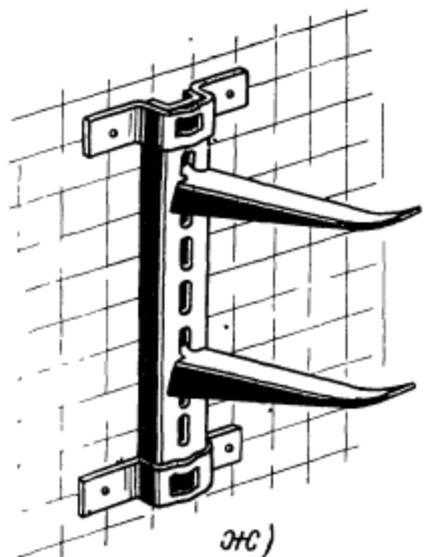
г)



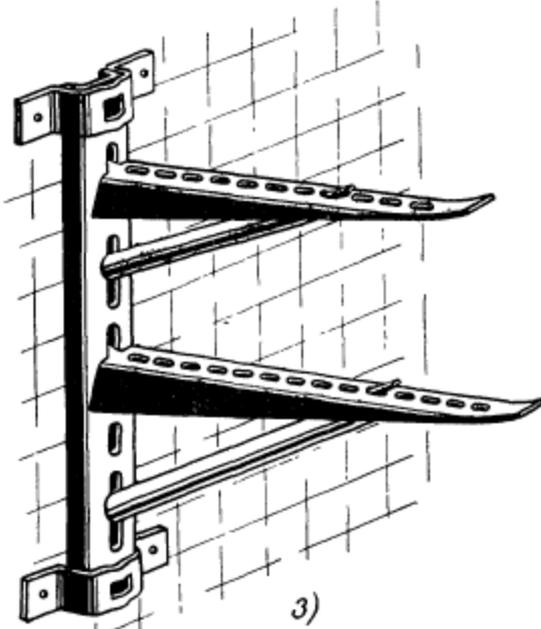
д)



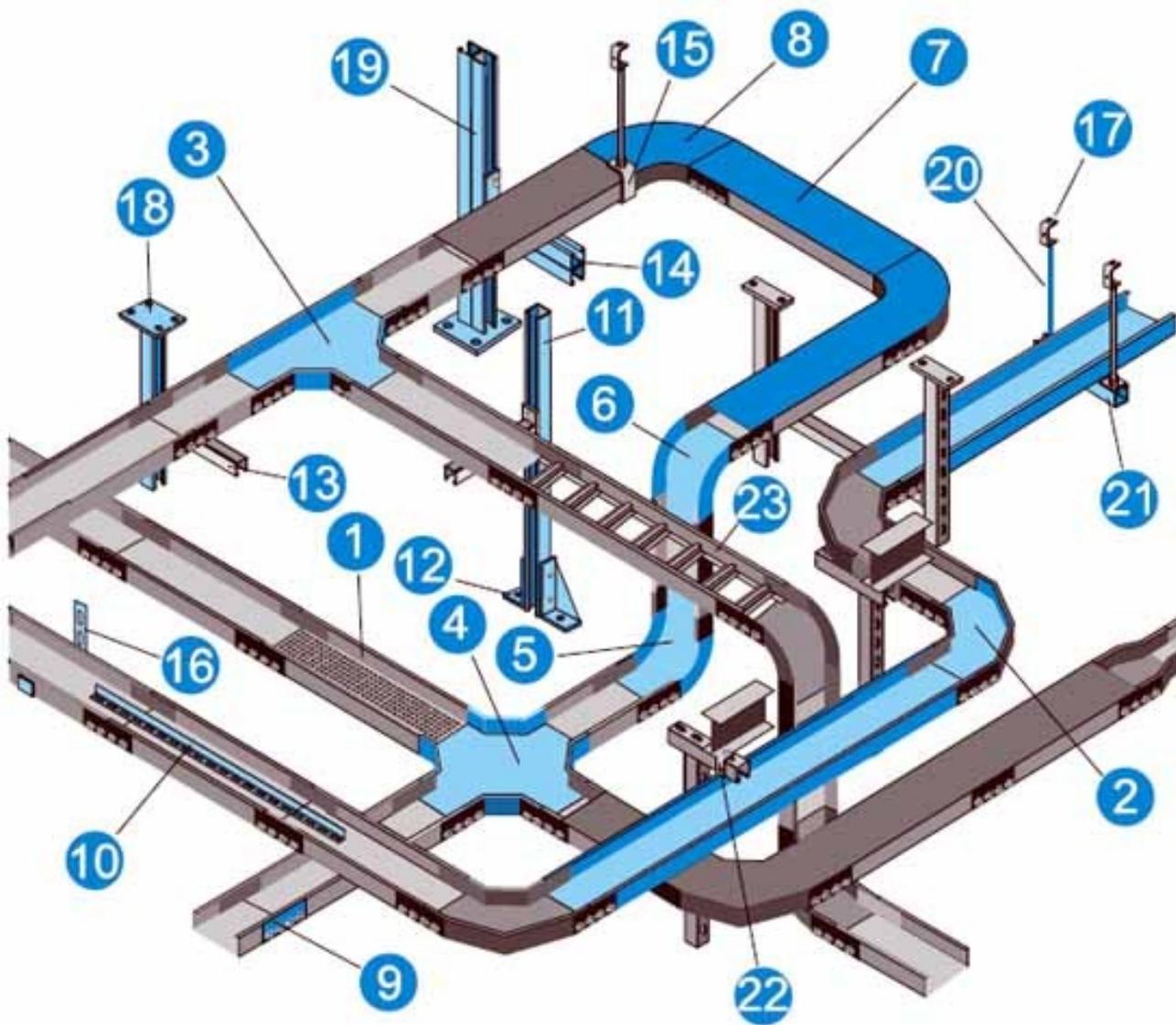
е)



ж)

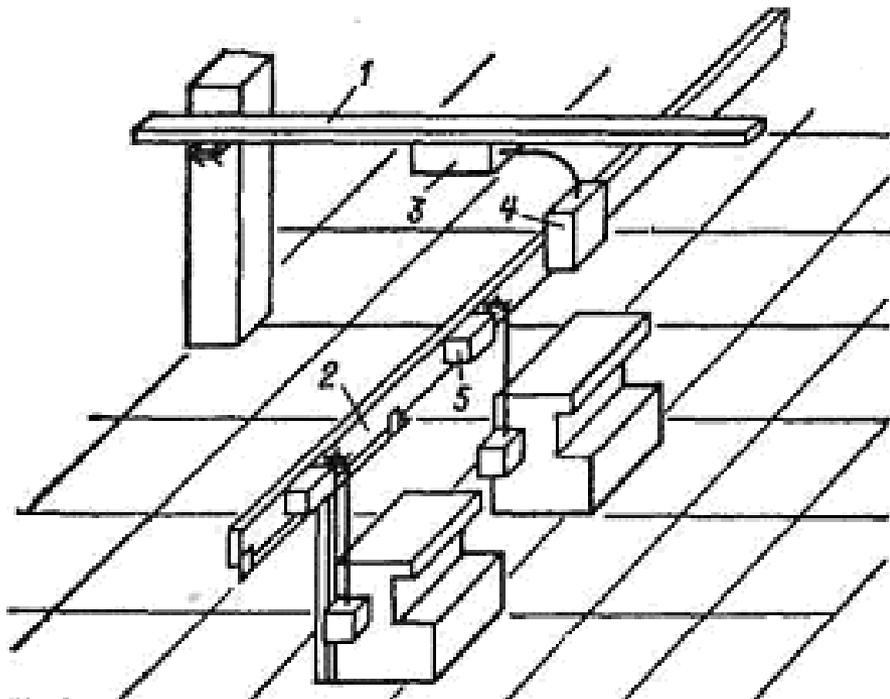


з)



1	Лоток кабельный перфорированный прямой ЛКП
2	Секция угловая
3	Секция Т-образная
4	Секция Х-образная
5	Угол вертикальный внутренний
6	Угол вертикальный внешний
7	Крышка лотка КЛК
8	Крышка секции угловая
9	Соединитель лотка кабельного СЛК
10	Разделитель лотка кабельного РЛК
11	Профиль монтажный
12	Одноканальная дельтообразная плита
13	Кронштейн консольный для высоких нагрузок MSA
14	Кронштейн консольный для сверх высоких нагрузок MSE
15	Кронштейн потолочный MSP
16	Кронштейн настенный MSN
17	Потолочная скоба PS
18	Стойка потолочная
19	Стойка напольная
20	Шпилька резьбовая
21	Траверса
22	Балочный зажим
23	Лоток лестничного типа





1 — магистральный шниопровод, 2 — распределительный шниопровод, 3 — ответвительная секция магистрального шниопровода, 4 — вводная коробка, 5 ответвительная коробка



ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

К аномальным режимам относятся *короткие замыкания*, а также длительные по времени *токи перегрузки*, периодически возникающие в процессе эксплуатации электроустановок.

Короткие замыкания могут привести к пожару или даже взрыву.

Длительные перегрузки ведут к старению изоляции и снижению ее изоляционных свойств.

От токов коротких замыканий необходимо защищать сети **всех назначений** и видов прокладок.

Согласно ПУЭ защита от перегрузки обязательна для следующих сетей:

- 1) выполненные открыто проложенными проводниками с горючей оболочкой или изоляцией;
- 2) осветительные сети в служебно-бытовых помещениях, включая сети для бытовых и переносных электроприемников, а также в пожароопасных зонах;
- 3) силовые сети в тех случаях, когда по условиям технологического процесса или по режиму работы сети может возникнуть длительная перегрузка проводников;
- 4) сети всех видов во взрывоопасных зонах классов В-I, В-Ia, В-II и В-IIIa.

Автоматические выключатели должны устанавливаться в случаях:

- 1) необходимости автоматизации управления;
- 2) необходимости обеспечения более быстрого по сравнению с предохранителями восстановления питания;
- 3) частых аварийных отключений (испытательные, лабораторные и т.п. установки).

В остальных случаях рекомендуется применять предохранители.

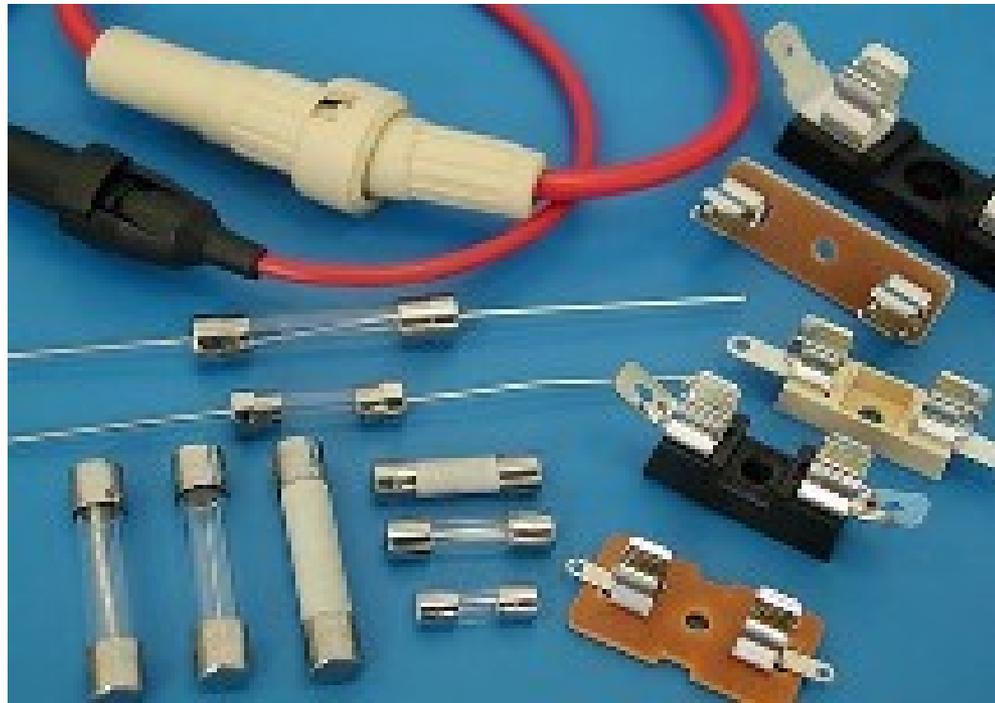
Предохранители

Предохранитель состоит из корпуса, в котором находится металлическая пластинка или нить, являющаяся искусственным ослабленным звеном в цепи тока. Они являются простейшими аппаратами токовой защиты, действие которых основано на перегорании плавкой вставки.

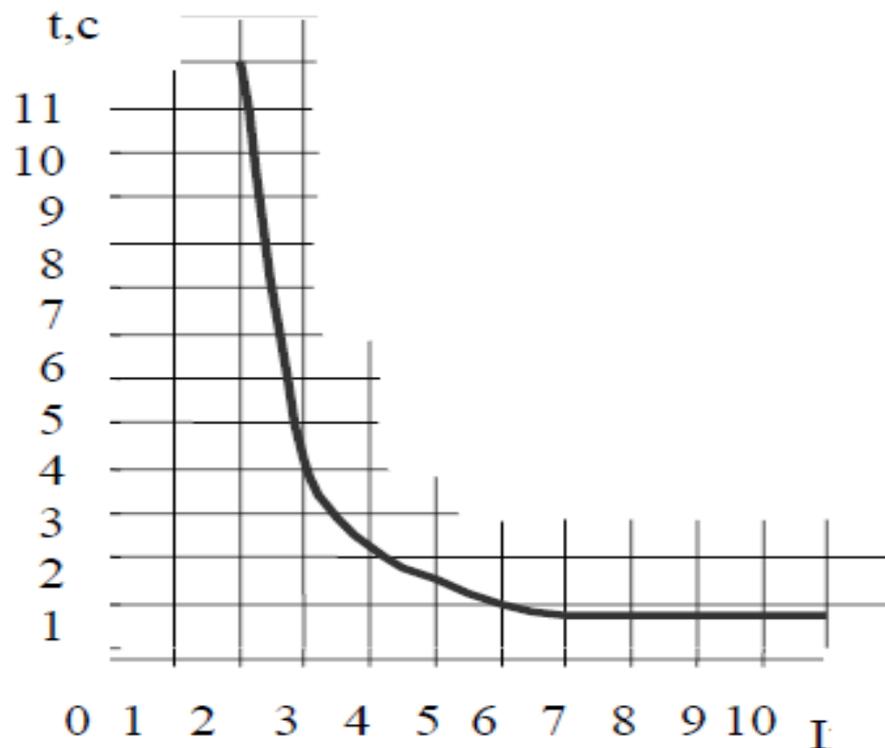


Предохранитель включают последовательно в фазу защищаемой цепи.

Наименьший ток, при котором плавкая вставка предохранителя еще не перегорает при длительной работе, называется током неплавления $I_{\text{нп}}$. Этот ток по значению должен быть возможно ближе к номинальному току $I_{\text{ном.вст}}$, на который маркируется плавкая вставка. Отношение $I_{\text{нп}}/I_{\text{ном.вст}}$ должно быть несколько больше единицы.



Зависимость времени перегорания плавкой вставки (времени срабатывания предохранителя) от тока цепи называется защитной или время-токовой характеристикой предохранителя. Она имеет крутопадающий характер.



Ток, превышающий нормальный, нагревает плавкую вставку, вызывая ее расплавление. Чем больше ток, тем быстрее повышается температура вставки и тем меньше требуется времени, чтобы вставка расплавилась.

Номинальным током плавкой вставки называют ток, который может длительно проходить через нее, не вызывая расплавления металла плавкой вставки или сильного нагрева. Время перегорания плавкой вставки при заданных значениях тока определяется по защитным характеристикам.

Предохранители обладают по сравнению с другими аппаратами защиты (автоматическими выключателями) рядом преимуществ, а именно:

- простота и надежность в эксплуатации,
- большая отключающая способность,
- быстродействие,
- токоограничивающая способность,
- меньшая стоимость.

Плавкие предохранители наряду с простотой их устройства и малой стоимостью имеют ряд **существенных недостатков:**

- невозможность защиты цепи от перегрузки;
- разброс защитных характеристик, вызываемый увеличением контактных сопротивлений в результате ослабления нажатия контактов и старения материала вставки в условиях эксплуатации;
- неточность калибровки номинальных токов вставки при изготовлении;
- при КЗ в трехфазной линии возможно перегорание только одного предохранителя, что особенно опасно для АД с КЗ ротором;
- после срабатывания требуется замена плавкой вставки.

По конструктивным признакам предохранители на напряжение до 1 кВ разделяются на две группы:

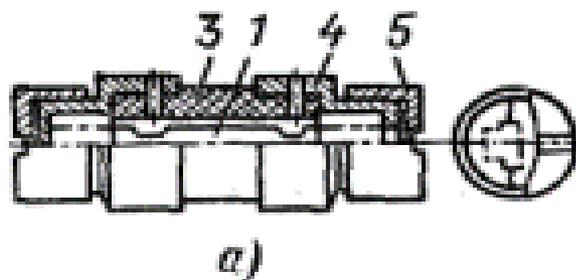
- без наполнителя разборные (ПР-1, ПР-2):
- с наполнителем (насыпные) не разборные и разборные (НПН-2, ПН-2).

Плавкие предохранители с гашением дуги в закрытом объеме ПР-2

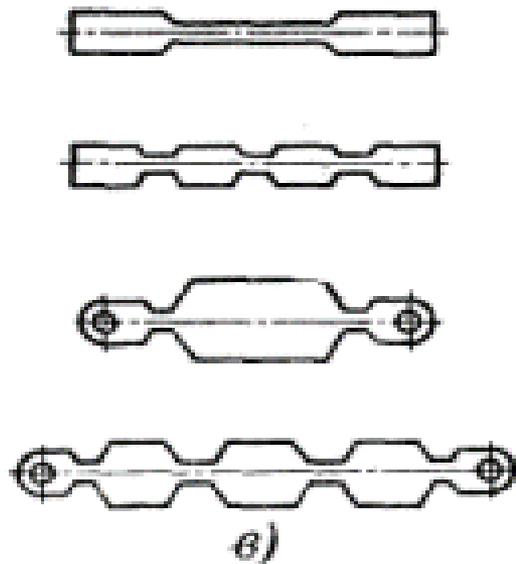
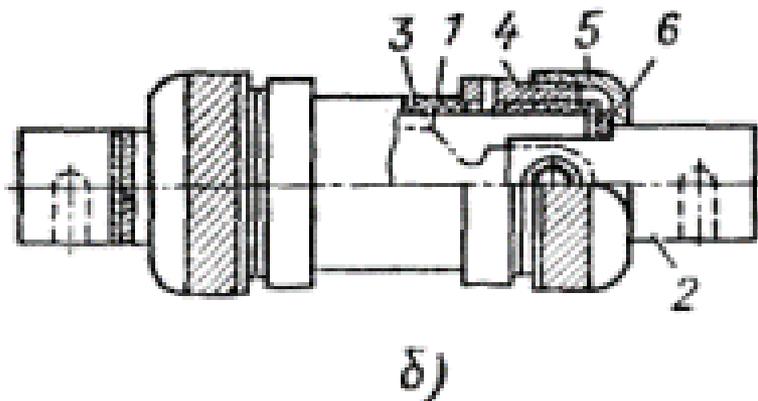


Устройство предохранителей ПР-2

Предохранители ПР-2 на токи от 15 до 60 А имеют упрощенную конструкцию. Плавкая вставка 1 прижимается к латунной обойме 4 колпачком 5, который является выходным контактом. Плавкая вставка 1 штампуется из цинка, являющегося легкоплавким и стойким к коррозии материалом.



Устройство
предохранителей
ПР-2



Большое количество газа при высоком давлении способствует деионизации дуговых промежутков, вследствие чего дуга быстро гаснет.

Плавкая вставка предохранителя ПР-2 может иметь от одного до четырех сужений в зависимости от номинального напряжения. Суженные участки вставки способствуют быстрому ее плавлению при коротком замыкании и создают эффект токоограничения.

Фибровый цилиндр должен обладать высокой механической прочностью, для чего на его концах установлены латунные обоймы 4. Диски 6, жестко связанные с контактными ножами 2, крепятся к обойме патрона 4 с помощью колпачков 5.

Указанная форма вставки позволяет получить благоприятную времятоковую (защитную) характеристику. В предохранителях на токи более 60 А плавкая вставка 1 присоединяется к контактными ножам 2 с помощью болтов.

Вставка предохранителя ПР-2 располагается в герметичном трубчатом патроне, который состоит из фибрового цилиндра 3, латунной обоймы 4 и латунного колпачка 5.

Принцип действия предохранителей ПР-2

При расплавлении вставки в местах меньшего сечения возникает несколько электрических дуг. Под действием высокой температуры дуги фибровые стенки патрона выделяют газ, в результате чего давление в патроне за доли полупериода поднимается до 4—8 МПа.

Технические характеристики предохранителей ПР-2

В зависимости от номинального тока выпускается шесть габаритов патронов различных диаметров. В патроне каждого габарита могут устанавливаться вставки на различные номинальные токи. Так, в патроне на номинальный ток 15 А могут быть установлены вставки на ток 6, 10 и 15 А.

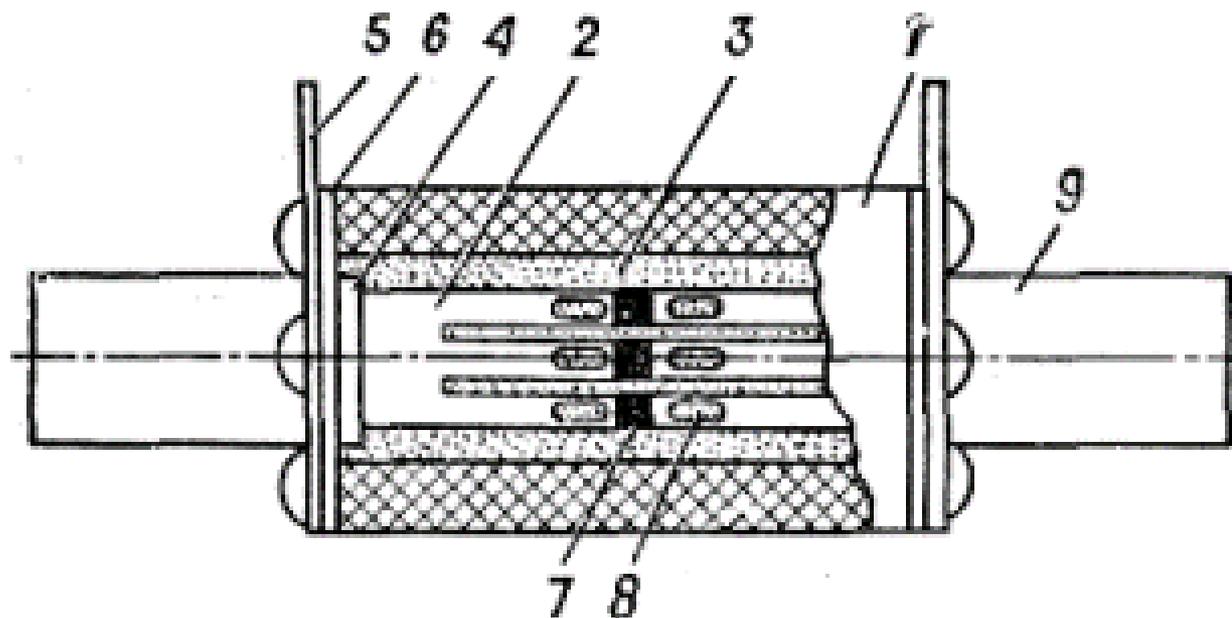
Тип предохранител я	Номинальный ток $I_{НОМ}$, А	Номинальный ток плавкой вставки $I_{НОМ.ВСТ}$, А
ПР-2	15	6,10,15
	60	15,20,25,35,45,60
	100	60,80,100
	200	100,125,160,200
	350	200,225,260,300,350
	600	350,450,500,600

Плавкие предохранители с мелкозернистым наполнителем ПН-2

Устройство предохранителей ПН-2

Эти предохранители более совершенны, чем предохранители ПР-2. Корпус квадратного сечения 1 предохранителя типа ПН-2 изготавливается из прочного фарфора или стеатита.

Внутри корпуса расположены ленточные плавкие вставки 2 и наполнитель — кварцевый песок 3. Плавкие вставки привариваются к диску 4, который крепится к пластинам 5, связанным с ножевыми контактами 9. Пластины 5 крепятся к корпусу винтами.



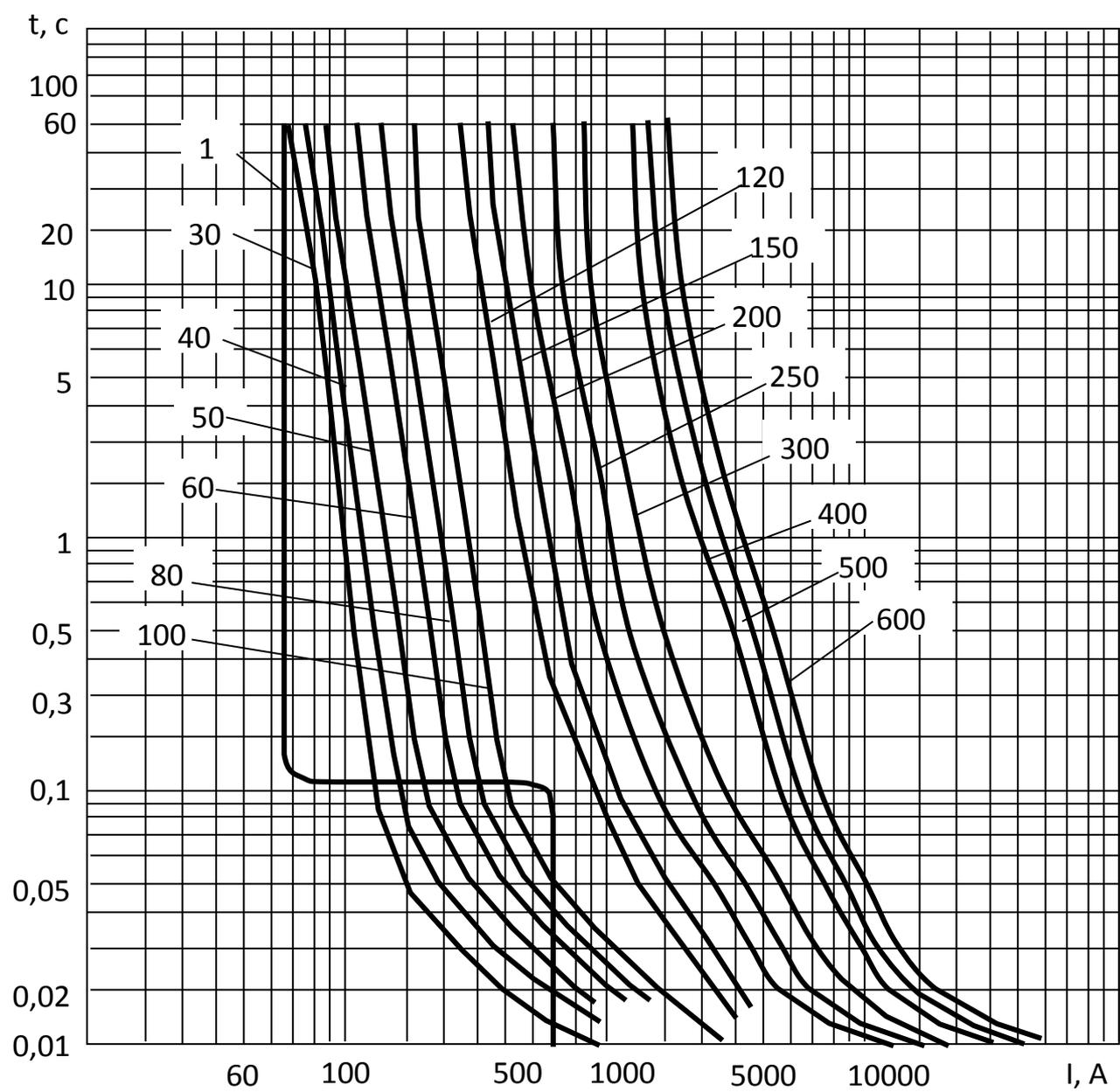
В качестве наполнителя в предохранителях ПН-2 используется мелкодисперсный кварцевый песок. Зерна кварцевого песка имеют высокую теплопроводность и хорошо развитую охлаждающую поверхность.

После срабатывания предохранителя плавкие вставки вместе с диском 4 заменяются, после чего патрон засыпается песком. Для герметизации патрона под пластины 5 кладется асбестовая прокладка 6 что предохраняет песок от увлажнения. При номинальном токе 40 А и ниже предохранитель имеет более простую конструкцию.

Малые габариты, незначительная
затрата дефицитных материалов,
высокая токоограничивающая
способность являются достоинствами
плавкого предохранителя ПН-2.

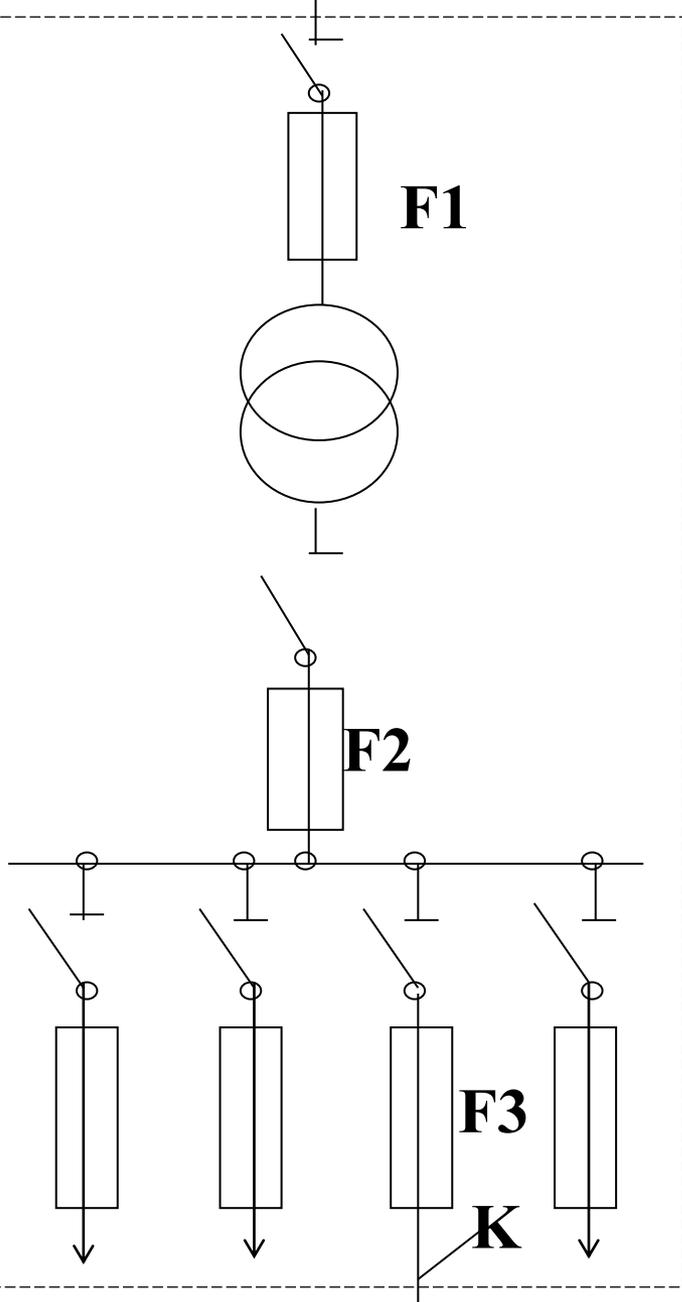


Тип	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	
		Предохранителя	плавкой вставки
ПН2-60	500	60	6,10,15,20,25,30,40,50,60
ПН2-100	380	100	30,40,50,60,80,100
ПН2-250	380	250	80,100,120,150,200,250
ПН2-400	380	400	200,250,300,400
ПН2-600	380	600	300,400,500,600



Зависимость времени плавления от тока для предохранителя ПН-2
 (кривая 1-пусковая характеристика асинхронного двигателя)

При размещении предохранителей в электрической сети обязательным условием является обеспечение **селективности (избирательности)** их действия. Избирательность (селективность) защиты плавкими предохранителями обеспечивается подбором плавких вставок таким образом, чтобы при возникновении короткого замыкания, например, на ответвлении к электроприемнику, срабатывал ближайший плавкий предохранитель, защищающий этот электроприемник, но не срабатывал предохранитель, защищающий головной участок сети. Это значит, что при КЗ на каком-либо участке сети должна перегореть плавкая вставка только этого участка. Поэтому каждый предохранитель на схеме сети по мере приближения к ИП должен иметь плавкую вставку на одну-две ступени выше, чем предыдущий.



На рис. изображена схема защиты электрической сети предохранителями.

При КЗ в точке **К** раньше других должна расплавиться плавкая вставка предохранителя **F3**, имеющая меньший номинальный ток. По условию селективности защитная характеристика ближайшего к ИП предохранителя (**F1**) должна располагаться над характеристикой более удаленного по схеме предохранителя.

Защита электродвигателей (ЭД) плавкими предохранителями

Они должны защищать ЭД от токов КЗ, но не должны отключать цепь при пуске ЭД. Эти требования выполняются при соблюдении следующих условий (для плавких вставок с малой тепловой инерцией):

$$I_{нвст} \geq I_{ндв},$$

$$I_{нвст} \geq \frac{I_{пуск\ дв}}{K_n},$$

Для легкого пуска (время разгона не более 10 с) $K_n = 2,5$, для *тяжелого* - частые и длительные пуски (время разгона более 10 с) $K_n = 1,6-2,0$, для сварочных аппаратов $K_n = 1,6$; $I_{нвст}$ выбирается по шкале *наибольшим* значением

Если известна пусковая характеристика ЭД $I_{\text{пуск}} \Delta v = f(t)$ то, нанеся ее на семейство кривых $I_{\text{н вст}} = f(t)$, выбирается плавкая вставка с такой характеристикой, все точки которой лежат выше кривой $I_{\text{пуск}} \Delta v = f(t)$.

Для проводов и кабелей, питающих группу ЭД от магистрали или силового распределительного шкафа вместо $I_{\text{пуск}} \Delta v$ подставляют значение пикового тока линии.

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

$$I_{\text{н вст}} \geq 1,2 \cdot I_{\text{н св}} \cdot \sqrt{ПВ},$$

Плавкие вставки для защиты трехфазных конденсаторных установок выбираются из соотношения

$$I_{н вст} \geq \frac{n \cdot Q_k}{\sqrt{3} \cdot U_n} \geq \frac{Q_{нбк}}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

$$I_{н вст} \leq \frac{1,6 \cdot n \cdot Q_k}{\sqrt{3} \cdot U_n} \leq \frac{1,6 \cdot Q_{нбк}}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

где Q_k - номинальная мощность одного конденсатора, кВАр; U_n - номинальное напряжение сети; n - общее количество конденсаторов в батарее (во всех фазах), штук.

Защита автоматическими выключателями

Они предназначены для замены рубильников и предохранителей и являются более совершенными аппаратами защиты в сетях напряжением до 1 кВ, так как после отключения они готовы к быстрому повторному включению. Это аппараты многократного действия, снабженные устройствами выдержки времени, обеспечивающие избирательное действие защиты. Все автоматы имеют в каждой фазе максимальное токовое реле прямого действия, называемое расцепителем.

В отличие от предохранителей в АВ не применяется какой-либо специальной среды для гашения дуги. Дуга гасится в воздухе, поэтому АВ называются воздушными.

По числу полюсов АВ бывают одно-двух и трехполюсные, изготавливаются на токи до 6000 А при напряжении переменного тока до 660 В и постоянного до 1 кВ.



Автоматические воздушные выключатели а) однополюсные А63М и АЕ2044; б) двухполюсный ВА61; в) трехполюсный ВА51-35

По времени срабатывания $t_{ср}$ различают:

- нормальные АВ с $t_{ср}=0,02-0,1$ с;
- селективные с регулируемой выдержкой времени до 1 с;
- быстродействующие с $t_{ср} \leq 0,05$ с.

Наименьший ток, вызывающий отключение АВ, называют **током трогания** или **током срабатывания**, а настройку расцепителя АВ на заданный ток срабатывания - *уставкой тока срабатывания*.

АВ имеет следующие основные элементы: контакты с дугогасительной камерой, привод, механизм свободного расцепления, расцепители, вспомогательные контакты. Основными элементами АВ являются *расцепители*, которых может быть один или несколько.

Расцепитель состоит из двух элементов: **нагревательного** на **основе биметаллической пластины**, осуществляющего *защиту от перегрузки* с выдержкой времени, называемого **тепловым**, и **электромагнитного** элемента, осуществляющего максимальную токовую защиту с выдержкой или без выдержки времени - отсечку *при токах КЗ*. Некоторые типы автоматов, например серии ВА-50, АЕ-2000 и др., кроме указанных расцепителей, имеют еще независимые и минимальные. Независимые - для дистанционного отключения автомата. Расцепитель минимального напряжения работает аналогично реле минимального напряжения и отключает выключатель при снижении напряжения в сети ($U_{сети} \leq 0,7 \cdot U_n$).

Автоматические выключатели обеспечивают защиту от перегрузок:

- с помощью тепловых расцепителей, действующих с выдержкой времени, обратно зависимой от тока перегрузки;
- расцепителями с часовым механизмом (с обратно зависимой от тока характеристикой);
- с помощью полупроводниковых расцепителей (с обратно зависимой от тока характеристикой);
- комбинированными расцепителями, обеспечивающими защиту от перегрузок (с обратно зависимой от тока характеристикой) и токов КЗ мгновенного действия и с выдержкой времени, обеспечивающей селективность действия.

КЛАССИФИКАЦИЯ АВ

Автоматические выключатели можно классифицировать по следующим признакам:

- по виду коммутирующего тока – постоянный или переменный;
- по количеству полюсов – 1,2,3 или 4 полюса;
- токоограничивающие и нетокоограничивающие;
- по виду расцепителя;
- неселективные или селективные – без выдержки времени или с выдержкой времени в зоне токов короткого замыкания.

Конструкцией выключателя может предусматриваться наличие или теплового (полупроводникового), или электромагнитного расцепителя, либо наличие теплового и электромагнитного расцепителя одновременно – так называемый комбинированный расцепитель.

С помощью неселективных автоматических выключателей выполнить защиту, селективную с нижестоящими автоматическими выключателями, затруднительно, и они, как правило, применяются для защиты конечного элемента электрической цепи, наиболее удалённого от источника питания.

Для расчёта защиты, выполненной с помощью автоматических выключателей, имеющих комбинированные расцепители, необходимо знать следующие нормированные технические характеристики:

Номинальное напряжение $U_n, В.$ – напряжение переменного или постоянного тока, протекающего через автоматический выключатель, при котором нормируются его технические характеристики;

Номинальный ток выключателя $I_n, А.$ – нормируемое значение тока, протекающего в длительном режиме через автоматический выключатель при нормальных условиях эксплуатации. Определяется его контактами и другими проводящими частями;

Номинальный ток теплового расцепителя $I_{н.т}$, А – калиброванное значение рабочего тока, при длительном протекании которого не происходит отключения автоматического выключателя. Калиброванные значения номинального рабочего тока теплового расцепителя выбираются из стандартного ряда, но не могут превышать номинального тока выключателя;

Уставка по току срабатывания в зоне токов короткого замыкания (*ток срабатывания отсечки*) $I_{с.о}$, А. – такое значение тока, при котором происходит практически мгновенное срабатывание автоматического выключателя с разрывом электрической цепи. Нормируется либо в единицах тока, либо как величина, кратная току теплового расцепителя.

Для автоматических выключателей выполненных в стандартах DIN, уставка по току срабатывания в зоне короткого замыкания стандартизована и определяется как характеристика мгновенного расцепления и имеет обозначение:

характеристика «B» - ток электромагнитного расцепителя лежит в пределах $3 \dots 5 I_{н.т.}$;

характеристика «C» - то же $5 \dots 10 I_{н.т.}$;

характеристика «D» и «K» - то же $10 \dots 14 I_{н.т.}$;

характеристика «L» - то же $3 \dots 4 I_{н.т.}$;

характеристика «U» - то же $6 \dots 9 I_{н.т.}$;

характеристика «Z» - то же $2,5 \dots 3,5 I_{н.т.}$;

В литературе встречаются термины: *кратность тока электромагнитного расцепителя, кратность отсечки, уставка тока электромагнитного расцепителя.*

Время срабатывания в зоне токов короткого замыкания $t_{c.o}, c.$ определяет время выдержки до разрыва электрической цепи при достижении протекающего через выключатель тока величины, равной или превышающей *уставку тока электромагнитного расцепителя.* Нормируется для селективных выключателей с регулируемой выдержкой времени и равно $0,1 \div 0,7 c.$ У неселективных нетокоограничивающих выключателей время срабатывания отсечки, как правило, не превышает $0,1 c.$ и приводится в каталогах.

Предельная коммутационная способность ПКС, кА – максимальное значение тока короткого замыкания, которое выключатель способен включить и отключить несколько раз, оставаясь в исправном состоянии. Одноразовый ПКС (ОПКС) называется наибольшее значение тока, которое выключатель может отключить один раз. После этого дальнейшая работа выключателя не гарантируется.

Автоматические выключатели серии А3700

A37XXX

обозначение серии

величина выключателя в зависимости от
номинального тока:

1 – 160 А

2 – 250 А

3 – 400 А

4 – 630 А

исполнение выключателя по числу полюсов и
установки расцепителей тока



Выбор автоматических выключателей

Выключатели характеризуются следующими величинами:

- номинальным током автомата $I_{на}$;
- номинальным током расцепителя автомата $I_{н\ расц}$, так как в один и тот же автомат могут быть встроены различные по току расцепители, рассчитанные на различные номинальные токи, при этом должно выполняться условие $I_{на} \geq I_{н\ расц}$;
- уставками срабатывания по току и времени при перегрузках ($I_{перегр}$, $t_{перегр}$), и коротких замыканиях ($I_{кз}$, $I_{мгн}$), называемых отсечками, а для селективных автоматов уставками выдержки времени срабатывания при КЗ в сети - $t_{кз}$

С учетом вышесказанного выбор аппаратов защиты производится по трем условиям на основании технических условий и каталогов на автоматы

Условие 1. Номинальный ток автомата и его расцепителя не должны быть меньше расчетного тока I_m защищаемой линии или номинального тока электроприемника I_n . При этом номинальные токи расцепителей автоматических выключателей должны быть минимально возможными.

Условие 2. Для того, чтобы электроприемник или участок сети не отключался при пуске или кратковременных перегрузках ($I_{пуск}$, $I_{пик}$), аппарат защиты должен быть выбран с учетом кратковременных перегрузок в нормальном или послеаварийном режимах.

Аппарат защиты для электроприемников, не имеющих пусковых токов, выбирается без учета этого условия.

Условие 3.

Уставки защитных аппаратов должны быть проверены на селективность действия последовательно включенных аппаратов защиты, чтобы при каждом нарушении нормального режима отключался только поврежденный участок, но не срабатывали защитные аппараты в высших звеньях

Проверку селективности действия защит производят по типовым время-токовым характеристикам примененных аппаратов с учетом разброса характеристик ($\pm 15-25\%$ от среднего значения) и по рассчитанным токам КЗ в защищаемой сети построением карты селективности действия защит

Окончательную проверку делают после выбора конструкции сети, защитных аппаратов, проводников и расчета токов КЗ.

Лекция №13

Комплектные распределительные устройства

Комплектные распределительные устройства напряжением до 1000 В предназначены для *приема и распределения электроэнергии, управления и защиты электроустановок от перегрузок и коротких замыканий.*

Они состоят из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них коммутационными и защитными аппаратами, устройствами автоматики, измерительными приборами и вспомогательными устройствами.

К низковольтным распределительным устройствам относятся: *вводные устройства, силовые шкафы и панели распределительные, щитки* (силовые, осветительные, этажные, квартирные и т.п.)

По конструктивному исполнению низковольтные комплектные устройства могут быть открытыми, защищенными с передней стороны, защищенными и шкафного исполнения.

По роду установки низковольтные комплектные устройства подразделяются на стационарные и передвижные, для внутренней и наружной установки.

По выполняемым функциям низковольтные комплектные устройства делятся на устройства приема, приема и распределения ЭЭ; распределения электрической энергии; устройства управления.

В цеховых электрических сетях промышленных предприятий наибольшее распространение получили следующие виды низковольтных комплектных устройств:

- вводно-распределительные устройства;
- шкафы (пункты) распределительные;
- щитки, ящики и шкафы управления;
- панели распределительные.

Вводно-распределительные устройства

ВРУ1, ВРУ1А и ВРУ1М предназначены для приема, распределения и учета электроэнергии в сетях 380/220В трехфазного переменного тока частоты 50Гц, а также для защиты линий при перегрузках и коротких замыканиях.

Общие характеристики:

Номинальное напряжение: 380, 220В

Номинальный ток: До 400А

Частота: 50 Гц

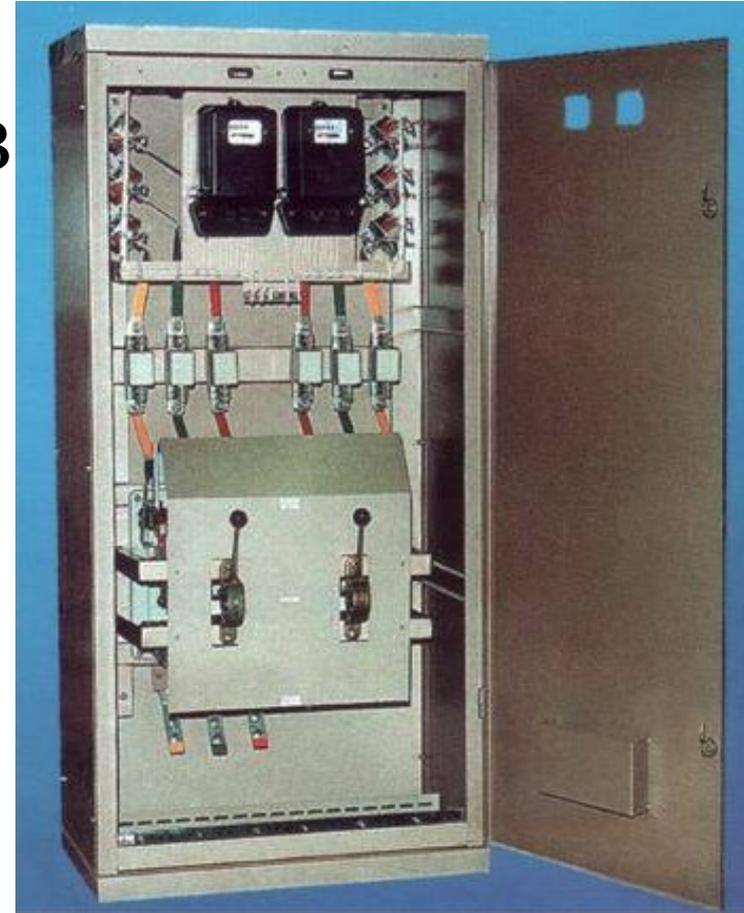
Прочность устройства при
коротких замыканиях

(действующее значение): 10 кА

По назначению ВРУ

изготавливаются следующих
исполнений:

- Вводные
- Распределительные
- Вводно-распределительные



VPU 1A

ВРУ1А и ВРУ1М — отличительные особенности

Панели ВРУ1А и ВРУ1М разработаны для замены панелей ВРУ1 и отличаются улучшенной компоновкой.

- Вводно-распределительные устройства ВРУ1М и ВРУ1А могут комплектоваться электронными приборами учета энергии.

- У вводных устройств ВРУ1М и ВРУ1А имеющих два блока ввода, присоединяемых к различным питающим сетям, имеется секционирующая перегородка между аппаратами различных вводов.

Отличительной особенностью устройств ВРУ1М от ВРУ1А является то, что в качестве вводных защитных устройств используются предохранители с плавкими вставками.

Шкафы (пункты) распределительные

Шкафы (пункты) распределительные предназначены для распределения электрической энергии, защиты электрических установок напряжением до 600 В переменного тока частотой 50 и 60 Гц при перегрузках и коротких замыканиях, для нечастых коммутаций электрических цепей и пусков асинхронных двигателей. Выпускаются в навесном, утопленном и напольном исполнениях.

Шкафы состоят из металлических корпусов со встроенными в них сборными шинами, аппаратами и приборами. Могут быть укомплектованы аппаратом ввода — рубильником или автоматическим выключателем.

СТРУКТУРА УСЛОВНОГО ОБОЗНАЧЕНИЯ

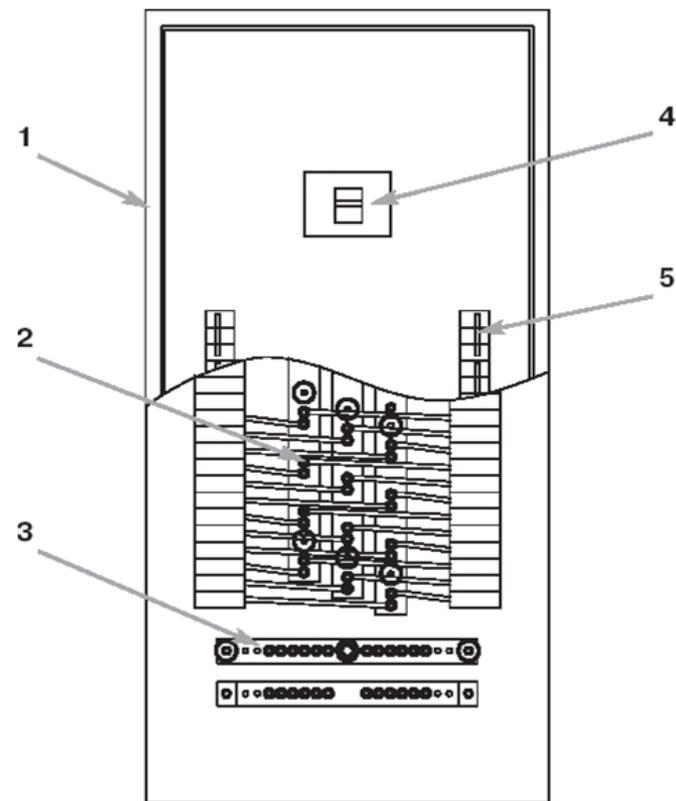
ПР 85ХХ-ХХХХ-ХХ-ХХ

1 2 3 4 5 6 7

- 1 — Пункт распределительный;
- 2 — Серия 85 - общепромышленное исполнение
- 3 — Наличие и тип вводного аппарата:
 - 03 - без вводного аппарата,
 - 04 - с автоматическим выключателем,
 - 05 - с рубильником;
- 4 — Вид исполнения: 1 — утопленное,
 - 3 — навесное, 7 — напольное;
- 5 — Номер схемы распределительного пункта
- 6 — Степень защиты оболочки: 21-IP21, 54-IP54;
- 7 — Климатическое исполнение и категория размещения.



1. Корпус электрощита, в комплекте с оперативной панелью
2. Комплект силовых медных шин
3. Комплект шин N и PE
4. Вводной автоматический выключатель
5. Автоматические выключатели групповых линий

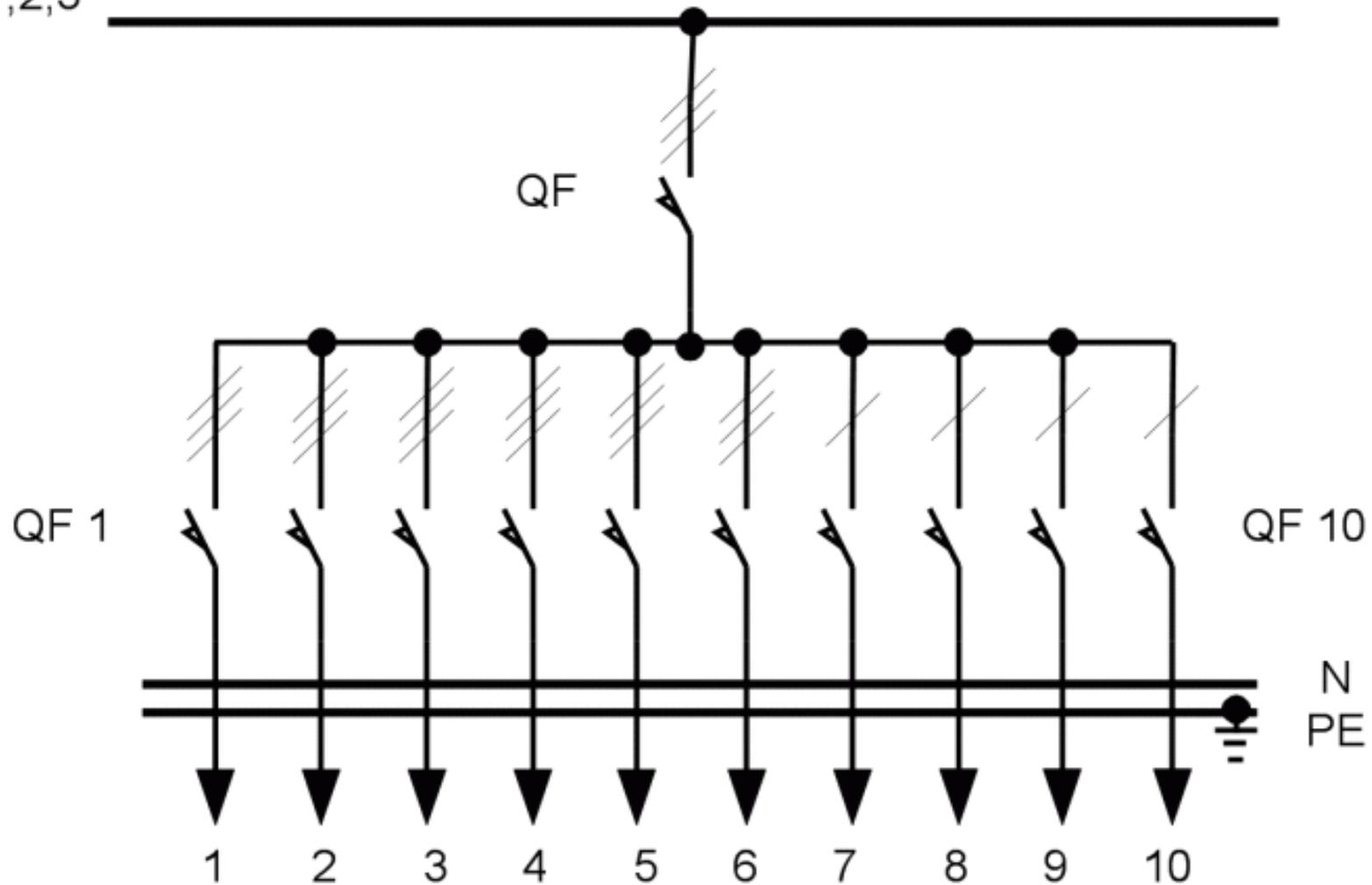


Основные параметры распределительного пункта ПР 11:

- вводной аппарат – автоматические выключатели серий ВА99, ВА51, ВА57, ВА04 с электромагнитным и тепловым расцепителем на токи 160А, 250А, 400А, 630А
- отходящие аппараты – автоматические выключатели серий ВА47, ВА61, АЕ 20 на номинальные токи от 10 до 100А.

ПР11-3064

L 1,2,3



Шкафы распределительные серии ШР11, ШРС



Распределительные
силовые шкафы ШРС1 и
ШР11

Шкафы распределительные
силовые ШРС-1 и ШР-11
предназначены для приема и
распределения электрической
энергии. Шкафы рассчитаны на
номинальные токи до 400 А и
номинальное напряжение до 380
В трехфазного переменного тока
частотой 50 Гц и с защитой
отходящих линий
предохранителями ПН2-60 (до
63А). ПН2-100(до 100А), ПН2-
250(до 250 А), ПН2-400 (до
400А).

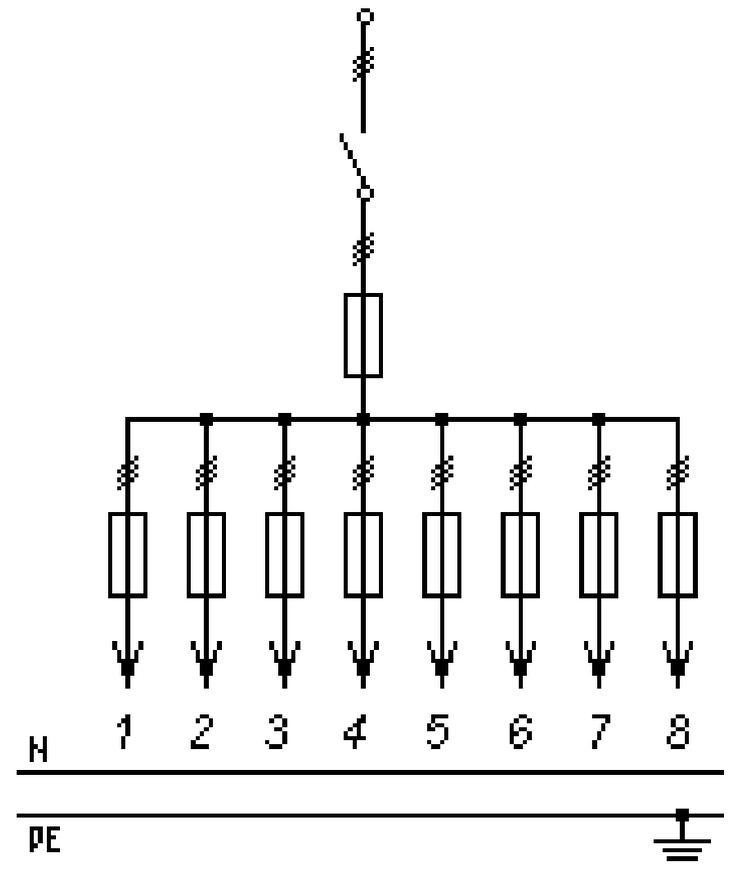
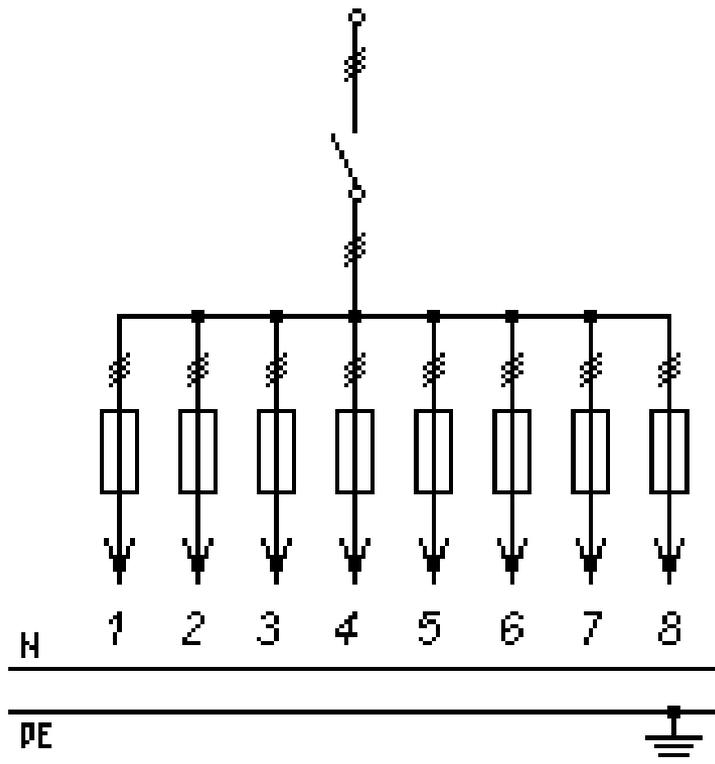
Ввод и вывод проводов и кабелей предусмотрены снизу и сверху шкафа.

Выдерживаемый ударный ток:

при ном. токе шкафа 250 А - не менее 10 кА;

при ном. токе шкафа 400 А - не менее 25 кА.

Шкафы распределительные ШР-11 в отличие от шкафов ШРС-1 имеют дополнительные возможности для применения. Так, в шкафах ШР-11-73511— ШР-11-73517 на вводе установлены предохранители ПН2-400, а в шкафах ШР-11-73518 — ШР-11-73523 предусмотрены два ввода. В остальном конструкция и схемы этих шкафов распределительных идентичны



КОНСТРУКЦИЯ:

Шкаф представляет собой металлический корпус бескаркасной конструкции, в котором устанавливаются вводный выключатель (рубильник) и блоки предохранителей. Каждая фаза рубильника соединяется при помощи алюминиевой шины с блоком предохранителей.

Конструкция шкафов обеспечивает установку шкафа на полу; ввод питающих и вывод отходящих проводников сверху и снизу через съемную крышку.

Параметры некоторых типов распределительных трехфазных шкафов серии ШР11 с плавкими предохранителями ПН2 и рубильником типа Р16-373 на 400 А на вводе приведены в табл.

Параметры распределительных трехфазных шкафов серии ШР11

Тип	Число 3-х фазных групп и Ином (А) предохранителей отходящих линий	Тип	Число 3-х фазных групп и Ином (А) предохранителей отходящих линий
ШР11-73504	8*60	ШР11-73708	5*250
ШР11-73505	8*100	ШР11-73509	4*60+4*100
ШР11-73506	8*250	ШР11-73510	2*60+4*100+2*250
ШР11-73707	2*100+2*250	ШР11-78511	6*100+2*250

Ящики и шкафы управления предназначены для защиты сетей и приемников электрической энергии от длительных перегрузок и токов короткого замыкания в цепях трехфазного переменного тока на напряжение 380/220 В частотой 50 Гц и управлением режимами работы асинхронных электродвигателей.



Ящики управления серии
Я5000



Ящики силовые серии
ЯРВ



Щиток осветительный ОПЗ-12

Панели распределительные предназначены для комплектования распределительных устройств (щитов) напряжением 380/220В переменного тока частотой 50 Гц с глухозаземленной нейтралью, служащих для приема, распределения электрической энергии, защиты от перегрузок и токов короткого замыкания.



Панели распределительных щитов серии ЩО-70

Для управления работой ЭД станков, вентиляторов, кранов и др. ЭП служат *контакторы* и *магнитные пускатели*.

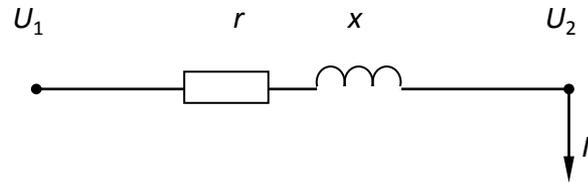
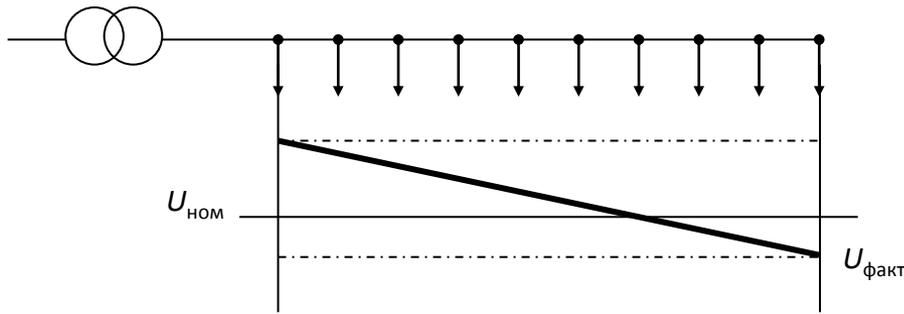
Контактор - аппарат, приводимый в действие электромагнитом, включение и отключение которого можно осуществлять дистанционно с помощью кнопок управления. Контакторы применяются для коммутации силовых сетей ЭД мощностью 100 кВт и выше. Для более мелких ЭП применяют магнитные пускатели. В исполнении с тепловым реле пускатели защищают управляемые ЭД от перегрузок.



Лекция №14

Расчет электрической сети по потере напряжения

Согласно ПУЭ для силовых сетей отклонение напряжения от номинального должно составлять не более $\pm 5\% U_n$. Для осветительных сетей промышленных предприятий и общественных зданий допускается отклонение напряжения от $+5$ до $-2,5\% U_n$, для сетей жилых зданий и наружного освещения $\pm 5\% U_n$. Эти требования обусловлены тем, что величина вращающего момента асинхронных электродвигателей пропорциональна квадрату подведенного напряжения и его уменьшение может не обеспечить пуск механизмов, в сетях освещения снижение напряжения приводит к резкому уменьшению светового потока.



Алгебраическая разность между напряжением источника питания U_1 и напряжением в месте подключения ЭП к сети U_2 называется *потерей напряжения*, В.

$$\Delta U = U_1 - U_2,$$

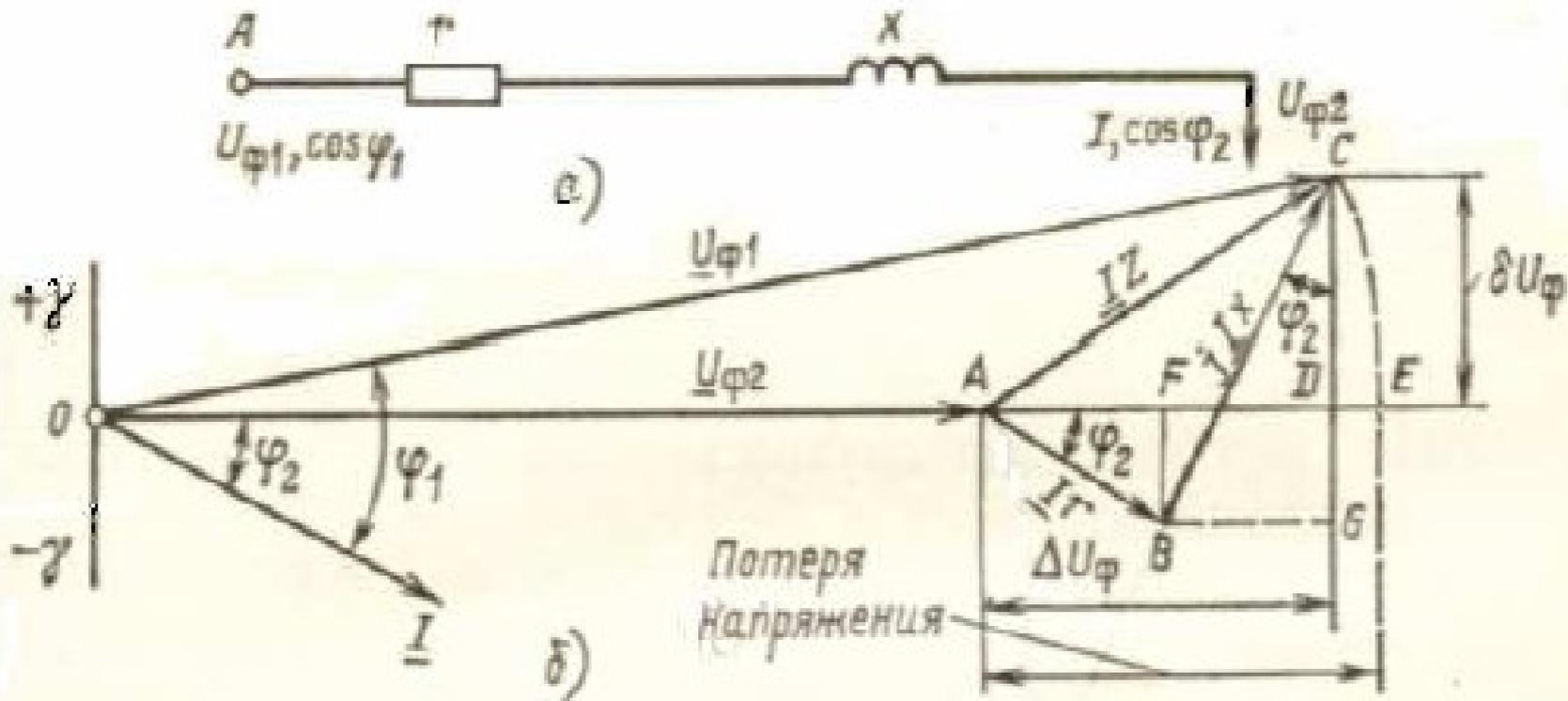
или в процентах к номинальному напряжению

$$\Delta U\% = [(U_1 - U_2) / U_{\text{НОМ}}] * 100\%$$

Падением напряжения называется геометрическая разность векторов напряжений переменного тока в начале $\underline{U}_{\phi 1}$ и конце $\underline{U}_{\phi 2}$ рассматриваемого участка электрической сети:

$$\underline{U}_{\phi 1} - \underline{U}_{\phi 2} = \underline{I} * Z = \underline{I} (r + jx)$$

где Z , r, x – соответственно полное, активное и реактивное сопротивление линии, \underline{I} – ток линии.



Падение напряжения в линии можно разложить на две составляющие – продольную ΔU_ϕ и поперечную δU_ϕ .

Продольная составляющая

$$\Delta U_\phi = I r \cos \varphi_2 + I x \sin \varphi_2.$$

Поперечная составляющая

$$\delta U_\phi = I x \cos \varphi_2 - I r \sin \varphi_2.$$

Если пренебречь отрезком ДЕ можно считать, что потеря напряжения $\Delta U_{\phi} = I r \cos \varphi + I x \sin \varphi$. Если нагрузка задается не током, а мощностью, то потерю напряжения можно определить по формулам:

$$\Delta U_{\phi} = \frac{P^* r}{U_{ном}} + \frac{Q^* x}{U_{ном}} = \frac{P^* r + Q^* x}{U_{ном}}$$

$$I = \frac{P}{U_{ном} \cos \varphi} = \frac{Q}{U_{ном} \sin \varphi}$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_{ном}} 100\% = \frac{100}{U_{ном}^2} (P \cdot r + Q \cdot x)$$

Для сети с распределенными нагрузками:

где P_i , Q_i – расчетная нагрузка участка линии.

$$\Delta U \% = \frac{100\%}{U_{ном}^2} \sum_{i=1}^n (P_i \cdot r_i + Q_i \cdot x_i)$$

Принимая $r = r_0 l$ и $x = x_0 l$, где r_0, x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления линии; l – длина линии, будем считать

$$\Delta U_{\phi} = I l (r_0 \cos \varphi_2 + x_0 \sin \varphi_2)$$
$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_{\text{ном}}} I l (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi)$$

Активное сопротивление проводов и кабелей определяется по справочной литературе или из выражения

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma \cdot s} [\text{Ом/км}]$$

где γ (м/Ом*мм²) – удельная проводимость (для алюминия $\gamma = 32$, для меди $\gamma = 53$);
 s – сечение фазы проводника (мм²).

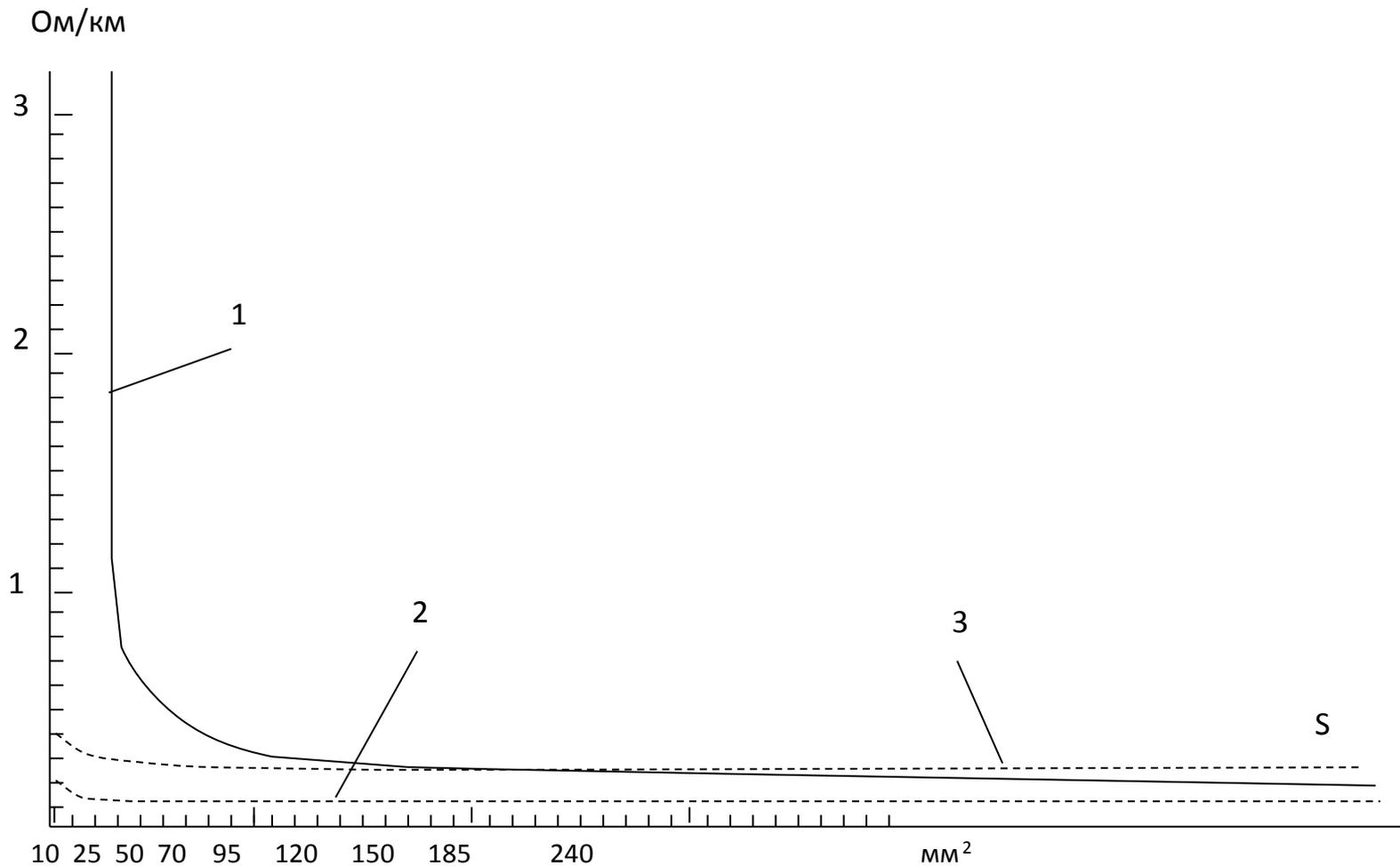


Рис. Зависимость удельного активного r_0 и индуктивного x_0 сопротивлений проводов и кабелей от их сечения : 1- $r_0 = f(s)$ для проводов и кабелей; 2 - $x_0 = f(s)$ для проводов, проложенных в стальных трубах и кабелей; 3 - $x_0 = f(s)$ для проводов, проложенных открыто

При чисто активной нагрузке (лампы накаливания, нагревательные печи), когда $\cos \varphi = 1$, $\sin \varphi = 0$

$$\Delta U\% = \frac{2 \cdot 100}{U_{\text{ном}}} I l r_0 .$$

Потеря напряжения в линии, имеющей несколько участков с разными нагрузками, определяется как сумма потерь на отдельных участках.

Лекция №15

Реактивная мощность в системе электроснабжения

Потери ΔP можно разложить на составляющие, а именно:

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot \left(\frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \right)^2 = \frac{S^2 \cdot R}{U^2} = \frac{P^2 \cdot R}{U^2} + \frac{Q^2 \cdot R}{U^2}.$$

Рассмотрим два случая:

1. Примем за единицу ΔP_1 , от передачи электроприемнику чисто активной нагрузки при $U_{сети} = 1,05 U_n$, равное

$$\Delta P_1 = \frac{P_{нз}^2}{(1,05 \cdot U_n)^2} \cdot R = \frac{0,91 \cdot P_{нз}^2}{U_n^2} \cdot R.$$

2. Передается то же значение $P_{нг}$ и реактивная мощность с $tg\phi = 0.8$, при этом будет происходить снижение напряжения до $0,95 P_n$. Потери ΔP_2 составят

$$\Delta P_2 = \frac{P_{нг}^2 \cdot (1 + tg^2 \phi)}{(0,95 \cdot U_n)^2} \cdot R = 1,82 \cdot \frac{P_{нг}^2}{U_n^2} \cdot R = 2 \cdot \Delta P_1.$$

Таким образом, при принятых допущениях половина всех потерь активной мощности вызвана передачей реактивной мощности.

Из этого рассмотрения можно заключить следующее:

- возникающие потери активной мощности и потери напряжения в сети за счет передачи Q увеличивают капитальные затраты в системе электроснабжения;
- реактивная мощность излишне загружает все элементы сети, поскольку они выбираются по полной мощности и полному току;
- загрузка элементов сети реактивной мощностью уменьшает пропускную способность линии и трансформаторов по активной мощности и току.

Мощность компенсирующих устройств должна определяться исходя из условия наибольшей экономичности при одновременном выполнении следующих условий:

- во всех узлах сети должен соблюдаться баланс реактивной мощности
- величина напряжения во всех узлах сети не должна выходить за допустимые пределы)
- величины генерирующих источников реактивных мощностей не должны выходить за допустимые нижний и верхний пределы

Естественная компенсация.

Мероприятия по снижению потребления приемниками Q :

- упорядочение технологического процесса, ведущее к улучшению энергетического режима оборудования;
- создание рациональной схемы электроснабжения, за счет уменьшения количества ступеней трансформации;
- замена мало загруженных АД двигателями меньшей мощности;
- понижение напряжения у двигателей, систематически работающих с малой нагрузкой;
- ограничение холостой работы двигателей;
- применение СД вместо АД в случаях, когда это возможно по условиям технологического процесса;
- повышение качества ремонта двигателей;
- замена мало загруженных трансформаторов;
- замена асинхронных двигателей синхронными.

Источники реактивной мощности

Потребности предприятия в реактивной мощности покрываются за счет источников энергосистемы, основными из которых являются генераторы электростанции и синхронные компенсаторы, и собственных ИРМ на предприятии.

В качестве собственных ИРМ в системах электроснабжения используются:

- генераторы электростанций и синхронные двигатели (СД) - синхронные машины;
- воздушные и кабельные линии электрических сетей;
- дополнительно устанавливаемые компенсирующие устройства: синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов поперечного включения высокого и низкого (до 1 кВ) напряжений, вентильные установки со специальным регулированием (статические компенсирующие устройства).