

Н.М.Филиппов
Л.В.Савицкий

Системы электроснабжения промышленных предприятий

Часть 1

Учебное пособие по курсовому и дипломному проектированию
для студентов специальности - Электроснабжение



2011

УДК 621.311.1 (075)

ББК 31.29-5 я7

Ф 534

Филиппов, Н.М. Системы электроснабжения промышленных предприятий. Учеб. пособие. Ч. 1 / Н.М. Филиппов, Л.В. Савицкий. – Чита: ЧитГУ, 2011. – с.

Содержатся основные положения, необходимые для выполнения курсового и дипломного проектов по электроснабжению промышленных предприятий. Определяются электрические нагрузки, не превышающие мощность, потребляемую предприятием, схемы систем внутреннего и внешнего электроснабжения, устойчивость аппаратов тока короткого замыкания, технико-экономическая целесообразность принимаемых решений.

Рецензенты:

1. С.А.Филиппов, канд.техн.наук, зав. кафедрой

Электроснабжения

2. В.А.Бывалый, канд.техн.наук, зав. кафедрой

Электротехники, автоматики и электромеханики ЧитГУ

Ответственный за выпуск: И.Ф.Суворов, докт.техн.наук, зав. кафедрой Электроснабжения ЧитГУ.

© Читинский государственный университет, 2011

© Филиппов Н.М., Савицкий Л.В., 2011

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	5
Введение	6
Глава 1. Расчет электрических нагрузок	8
1.1. Метод упорядоченных диаграмм	8
1.2. Порядок расчета электрических нагрузок	12
Глава 2. Проектирование цеховых ТП	20
2.1. Выбор количества и местоположения цеховых ТП	20
2.2. Определение количества и мощности трансформаторов	21
2.3. Компенсация реактивной мощности	23
2.4. Выбор средств компенсации в сетях промышленного предприятия	24
2.5. Размещение БК в сетях напряжением до 1000 В	27
2.6. Синхронные двигатели	28
Глава 3. Проектирование внутризаводского электроснабжения	30
3.1. Выбор схемы внутризаводской сети	30
3.2. Электрический расчет кабельных линий	33
Глава 4. Проектирование внешнего электроснабжения	39
Глава 5. Проектирование главной понизительной подстанции	41
5.1. Выбор мощности силовых трансформаторов	41
5.2. Выбор схемы ОРУ и РУ-10 кВ	42
5.3. Выбор оборудования РУ-10(6) кВ	43
5.3.1. Выбор и проверка силового оборудования РУ-10 (6) кВ	44
5.3.2. Выбор измерительных трансформаторов тока	46
5.3.3. Выбор измерительных трансформаторов напряжения	48
5.3.4. Проектирование собственных нужд подстанции	48
Глава 6. Расчет токов короткого замыкания	51

Глава 7. Релейная защита	56
7.1. Защита трансформаторов	56
7.2. Защита линий	58
7.3. Защита электродвигателей напряжением 6...10 кВ	59
Глава 8. Расчет и выбор заземляющих устройств	60
Глава 9. Молниезащита ГПП	66
Заключение	71
Глоссарий	72
Библиографический список	73
Приложения	75

ПРЕДИСЛОВИЕ

Выполнение курсового проекта является завершающим этапом в изучении указанной дисциплины. Оно дает возможность студенту закрепить, систематизировать и расширить знания, проявить полную самостоятельность и получить навыки инженерного труда.

Учебное пособие должно помочь студенту в решении разрабатываемых вопросов, в последовательности изложения материала. Для более глубокого раскрытия тех или иных теоретических вопросов необходимо обращаться к рекомендуемой литературе.

Сущность курсового проектирования электроснабжения заключается в том, что, основываясь на приобретенных знаниях, теоретических и справочных материалах, студент должен уметь принимать обоснованные технико-экономические решения по частным вопросам электроснабжения с тем, чтобы все эти вопросы были увязаны между собой в единую систему. В проекте необходимо обеспечить высокую надежность электроснабжения потребителя, наименьшие потери электроэнергии, надлежащее качество напряжения и электроэнергии при минимальных капитальных затратах.

ВВЕДЕНИЕ

Задание на проектирование электроснабжения промышленного предприятия выдается каждому студенту в виде отдельного варианта.

Исходные данные к проектированию:

а) генплан предприятия с расположением цехов и других коммуникаций, прямо или косвенно влияющих на выполнение проекта. Масштаб генплана – 1:5000;

б) список цехов с указанием количества в них приемников электрической энергии, суммарной установленной мощности и мощности наименьшего и наибольшего приемников;

в) характеристика и расположение источников питания. По решению кафедры могут выдаваться темы проекта с охватом цеховой сети 0,38 кВ или темы, предусматривающие только проектирование электроснабжения крупного цеха с цеховыми ТП.

Тема проекта задается конкретно, например: электроснабжение цементного завода.

Примерный план курсового проекта:

1. Введение;

2. Краткая характеристика предприятия и источников электроснабжения (отрасль промышленности, особенности электроприемников, определение категории приемников и цехов, определение категории окружающей среды по цехам и т.д.);

3. Расчет электрических нагрузок. Картограмма нагрузок. Определение центра электрических нагрузок, местоположения ГПП (ГРП). Предварительный выбор питающего напряжения;

4. Сравнение вариантов и выбор местоположения цеховых ТП, определение количества и мощности трансформаторов. Компенсация реактивной мощности;

5. Сравнение вариантов и выбор схемы внутризаводской сети. Электрический расчет внутризаводской сети;

6. Выбор напряжения системы внешнего электроснабжения и расчет питающих линий;

7. Проект ГПП (ГРП);

8. Графическая часть - 2 листа, (формат А1):

а) генплан с нанесенными исходными и спроектированными объектами;

б) схема электроснабжения предприятия в однолинейном исполнении с изображением всех аппаратов первичной коммутации ГПП и цеховых ТП;

Курсовой проект оформляется в виде расчетно-пояснительной записки с титульным листом; страницы записки и чертежи оформляются по ГОСТ.

Глава 1. Расчет электрических нагрузок

1.1. Метод упорядоченных диаграмм

От правильного определения расчетных нагрузок на всех ступенях и в узлах системы электроснабжения предприятия зависят размеры капитальных затрат на электроустановку и потери электроэнергии, надежность работы системы электроснабжения и долговечность электрооборудования. Приведенные затраты увеличиваются как при завышении, так и при занижении расчетных электрических нагрузок.

Согласно "Указаниям по расчету электрических нагрузок" [10] расчетные нагрузки следует определять методом упорядоченных диаграмм, т.е. с помощью коэффициентов использования (K_u) и расчетной мощности (K_p). Этот метод и излагается здесь для расчета нагрузок в курсовом проекте.

Максимальной нагрузкой по допустимому нагреву проводников называют условную нагрузку, выраженную в амперах (I_m), киловаттах (P_m) или в киловольт-амперах (S_m), которые эквивалентны ожидаемой изменяющейся нагрузке по наиболее тяжелому тепловому воздействию на элементы схемы электроснабжения. Такое воздействие обычно возникает в наиболее загруженную смену, а вероятное время этого воздействия в зависимости от постоянной времени нагрева проводников – 30 мин, поэтому расчетную нагрузку называют получасовым максимумом.

Метод упорядоченных диаграмм разработан для трехфазных симметричных нагрузок с приемниками длительного режима работы, поэтому однофазные приемники должны быть пересчитаны на трехфазную нагрузку.

Однофазные нагрузки распределяются по фазам равномерно, несимметричными считаются системы, если одна из фаз имеет нагрузку на 15% и более суммарной мощности трехфазных и однофазных приемников в группе. При несимметричной нагрузке номинальная мощность рассчитываемого узла принимается равной утроенному значению наиболее загруженной фазы.

При большом числе и значительной мощности однофазных приемников и подключении их к сети на фазные и линейные напряжения приведение их к трехфазному значению можно проводить согласно [7].

Наиболее точные результаты достигаются, если расчет электрических нагрузок ведется методом упорядоченных диаграмм отдельно для каждого узла на всех ступенях системы электроснабжения. Однако, если методом упорядоченных диаграмм рассчитана каждая группа приёмников узла, то суммирование расчетных нагрузок по узлу можно произвести простым сложением и умножить на коэффициент одновременности максимумов (K_o). Например, если подробно рассчитаны нагрузки по цехам, то нагрузку по заводу в целом определяют, используя K_o . Согласно [10], K_o приближенно можно принять из Приложения Д.

Если внутрицеховое напряжение принято 380/220В, то к цеховым силовым нагрузкам необходимо прибавить осветительную нагрузку цеха, которую определяют по удельной мощности на 1 м² площади цеха и коэффициенту спроса на освещение [9].

Исходным для расчета нагрузок является перечень рабочих машин по цехам с указанием номинальных параметров электроприемников.

Соотношения между номинальными, средними и расчетными мощностями следующие:

$$P_{cp} = K_{ua} \cdot P_{ном}, \text{ кВт};$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \operatorname{tg} \varphi, (\text{квар}); \quad (1)$$

$$S_{cp} = \sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}, \text{кВ}\cdot\text{А};$$

где $K_{u,a}$ – коэффициент использования активной мощности (в дальнейшем будем обозначать K_u), определяется из справочных данных [9] или по приложениям А и Б;

$\operatorname{tg} \varphi$ – тангенс угла φ , соответствующий $\cos \varphi$, определяемый по тем же справочным данным;

$$P_p = P_{cp} K_p = P_{ном} K_u K_p, \text{кВт}; \quad (2)$$

где K_p – коэффициент расчетной нагрузки.

Для курсового проекта, при преобладании двигательной нагрузки максимальную реактивную мощность можно принять [4]:

$$\text{при } n_э \leq 10 \quad Q_p = 1,1 Q_{см};$$

$$\text{при } n_э > 10 \quad Q_p = Q_{см}, \quad (3)$$

где $Q_{см} = P_{см} \operatorname{tg} \varphi$,

$n_э$ – эффективное число приемников.

Здесь индекс "см" означает среднюю нагрузку за наиболее загруженную смену. (В дальнейшем P_{cp} , Q_{cp} , S_{cp} будем обозначать $P_{см}$, $Q_{см}$, $S_{см}$).

В выражении (2) K_p определяется из кривых зависимостей $K_p = f(K_u; n_э)$ или по Приложению В.

Величина $n_э$ – эффективное (приведенное) число электроприемников. Основная формула для его определения

$$n_э = \frac{(\sum P_n)^2}{\sum P_n^2}, \quad (4)$$

При большом числе приемников расчет по (4) громоздок, поэтому предлагается ряд упрощенных способов:

- 1) при трех и менее приемниках $n_э = n$;
- 2) если фактическое число приемников $n \geq 4$ и отношение

$$m = \frac{P_{nmax}}{P_{nmin}} \leq 3, \quad (5)$$

то эффективное число приемников можно принять равным фактическому, т.е. $n_э = n$;

Здесь P_{nmax} – номинальная мощность наибольшего приемника в группе, кВт;

P_{nmin} – номинальная мощность наименьшего приемника в группе, кВт.

При этом маломощные приемники, суммарная мощность которых не более 5 % общей мощности группы, можно не учитывать;

3) если $m > 3$ и $K_u \geq 0,2$, то

$$n_э = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{ni}}{P_{nmax}}, \quad (6)$$

n – фактическое число приемников в группе;

P_n – суммарная мощность приемников в группе, кВт.

Если значение $n_э > n$, то принимают $n_э = n$;

4) если $m > 3$ и $K_u < 0,2$, то $n_э$ можно определить следующим образом:

а) выбираются наибольший по мощности приемник из группы и все электроприемники мощностью больше половины самого мощного. Выбранные приемники суммируются по количеству n_I и по мощности P_I ;

б) определяются относительные значения

$$n_I^* = \frac{n_I}{n} \text{ и } P_I^* = \frac{P_I}{\sum P_n}, \quad (7)$$

где n и $\sum P_n$ – фактическое число и суммарная мощность всех приемников группы;

в) по значениям n_I^* и P_I^* , по приложению Е определяется относительное значение $n_э^*$, тогда

$$n_3 = n_3^* n; \quad (8)$$

где n – фактическое число приемников;

5) при $n_3 > 200$ и любых значениях K_u , а также при $K_u > 0,8$ и любых значениях $n_3 - K_p = 1$, т.е. средние нагрузки равны максимальным.

Пример расчета электрических нагрузок 0,38 кВ по цеху или по группе электроприемников показан в табл. 2.

1.2. Порядок расчета электрических нагрузок

На генплане цеха производится предварительное разделение всех электроприемников по питанию от распределительных пунктов (силовых шкафов) или шинопроводов. Количество РП в цехе определяется максимальным числом присоединений для конкретного типа шкафа (до 8 или 12). Количество шинопроводов обычно принимается равным двум (для потребителей 1 и 2 категорий по надежности). Применение шинопроводов не рекомендуется в цехах с мостовыми кранами и другими грузоподъемными механизмами, а также в пыльных и влажных условиях производственной среды.

Далее по ведомости приемников для каждой рабочей машины цеха проставляются коэффициенты использования и мощности, данные в приложении А.

По группе выбираются, суммируются и записываются одной строкой приемники с одинаковыми режимами работы, т.е. с равными K_u .

Значения $\cos \varphi$ и K_u проставляются общие для группы по строкам, $\lg \varphi$ соответствует значению $\cos \varphi$ и записывается дробью. Средние нагрузки за наиболее загруженную смену ($P_{см}$, $Q_{см}$, $S_{см}$) определяются по формулам (1).

Необходимость расчета максимальных мощностей по каждой группе (строке) приемников возникает очень редко, для этого должно быть очень удачное сочетание схемы питания приемников с разделением их по группам. Поэтому расчетные мощности по группе определяют в итоговом значении. Итоговые значения по группе по графам 2, 4, 8 и 9 определяются простым арифметическим сложением. Тогда средневзвешенные значения K_u и $\cos \varphi$ по группе равны:

$$K_{u,гр} = \frac{\sum P_{см}}{\sum P_n}, \quad (9)$$

$$tg \varphi_{гр} = \frac{\sum Q_{см}}{\sum P_{см}} \quad S_{см} = \sqrt{(\sum P_{см})^2 + (\sum Q_{см})^2}, \text{ кВА} \quad (10)$$

Для всей группы одним из вышеописанных способов вычисляется $n_{э,гр.}$. Зная K_u гр и $n_{э гр.}$, по Приложению В определяется $K_{р,гр.}$; $\sum P_p$ и $\sum Q_p$ определяются из соотношений (2, 3), $\sum S_p$ из соотношения (1).

Осветительная нагрузка по цеху определяется по удельной мощности на единицу площади P_0 , площади цеха $F(m^2)$ и коэффициенту спроса освещения K_{co} :

$$P_{осв} = P_0 K_{co} F \cdot 10^{-3} \quad (11)$$

Значение $K_{co}=0,8$ принимается для внутрицехового и $K_{co}=1$ - для наружного освещения территории завода.

Мощность освещения суммируется и со среднесменной, и с максимальной мощностями. Если приняты лампы накаливания, то реактивная мощность освещения $Q_o=0$, если же приняты люминесцентные лампы, то необходимо учитывать их реактивную мощность, принимая средний коэффициент мощности, равный $\cos \varphi=0,8$.

При наличии в цехе приемников на напряжении 6...10 кВ необходимо их рассчитать в табл. 1, определить описанным способом

средние и максимальные мощности. Общий итог нагрузок до и выше 1000 В суммируется в случае питания этих приемников по одним линиям.

Расчетный ток для выбора сечений проводов, кабелей, шин и компенсирующих устройств определяется:

$$I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3}U_n \cos \varphi}, A; \quad (12)$$

$$\cos \varphi = \frac{P_p}{S_p} \quad (13)$$

Таблица 1

Наименование ЭП	n	Р _{ном} , кВт		m	K _и	$\cos \varphi$ $\text{tg} \varphi$	Среднесменна я нагрузка		n _э	K _р	Расчетная нагрузка			
		одного	Σ				P _с , кВт	Q _с , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВ А	I _р , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
РП-1														
1.														
2.														
3.														
4.														
Итого по РП-1														
РП-2														
1.														
2.														
3.														
Итого РП-2														
Всего по цеху														

 - заполняемые ячейки

Таблица 2

Удельная мощность при освещении лампами накаливания

Наименование цеха	Р ₀ , Вт/м ²
Ацетиленовые станции	20
Бытовые помещения цехов	20
Гаражи	10...15
Транспортные площадки и материальные склады	10
Деревообрабатывающие цехи	14
Заводоуправления	20
Кислородные станции	10
Котельные	8...10
Кузнечно-прессовые и термические цехи	15
Литейные цехи	12...15
Механические и сборочные цехи	13...16
Насосные и компрессорные	10...15
Проходные	15
Пульты управления электростанций, подстанций	25...30
Склады огнеопасных материалов	10
Столовые	20
Трансформаторные и преобразовательные подстанции	12...15
Центральные заводские лаборатории	20
Территории предприятий	0,15...0,2

Пиковые значения токов для группы приемников можно определить по выражению [7]

$$I_n = i_{н.м} + (I_p - K_{и} i_{н.м}), A; \quad (14)$$

где $i_{н.м}$ – пиковый, пусковой ток наибольшего по мощности приемника, А;

I_p – максимальный ток группы приемников, А;

$i_{нм}$ – номинальный ток наибольшего по мощности приемника с коэффициентом использования $K_{и}$.

В курсовом проекте пусковые токи можно принять: асинхронных (с короткозамкнутым ротором) и синхронных двигателей равными пятикратному значению номинального, для двигателей постоянного тока и переменного тока с фазным ротором - 2,5-кратному, для печных и сварочных установок - трехкратному значению номинального тока.

Задание на курсовое проектирование предусматривает электроснабжение предприятия, электрические нагрузки которого заданы по цехам в укрупненном виде, без указания наименований рабочих машин.

В разделе исходных данных приводится таблица нагрузок (табл. 3).

Таблица 3

Исходные данные и характеристики цехов предприятия

Наименование цехов	n	Р _{ном} , кВт		$\Sigma P_{ном}$, кВт	Категория потребителя	Окружающая среда
		min	max			
1	2	3	4	5	6	7
1.						
2 и т.д.						

Категория потребителей и окружающая среда в цехах (нормальная, влажная, пыльная, взрывоопасная и т.д.) определяются по справочным данным.

Расчет электрических нагрузок ведется по таблице, аналогичной таблице 1. В отличие от расчета цеховых нагрузок коэффициент использования и $\cos\varphi$ принимаются общецеховые; максимальные

мощности определяются для каждого цеха, следовательно, n , и K_p необходимо определять для каждой строки таблицы. Значения K_p для цехов находят по Приложению Г. Расчет нагрузок проводится раздельно для приемников напряжением до 1000 В и 6...10 кВ.

Номинальные и средние, активные и реактивные мощности суммируются простым сложением, $\sum S_{cm}$ определяется расчетом.

Максимальные активные мощности по цехам определяются по K_p , максимальные реактивные мощности - из соотношений (3). Максимальные активные мощности суммируются с учетом коэффициента K_o (принимается по Приложению Д), суммарная реактивная мощность определяется из выражения:

$$\sum Q_p = (\sum P_p) \operatorname{tg} \varphi_{cp.взв.}, \text{ квар}; \quad (15)$$

где $\sum P_p$ – суммарная активная мощность 0,38 кВ по заводу:

$$\operatorname{tg} \varphi_{cp.взв.} = \frac{\sum Q_{cm}}{\sum P_{cm}}, \quad (16)$$

Полная расчетная мощность

$$\sum S_p = K_o \sqrt{(\sum P_p)^2 + (\sum Q_p)^2}, \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (17)$$

Для наглядности и анализа размещения нагрузок по территории завода на генплане строится картограмма нагрузок, что является основой для выбора количества и местоположения цеховых ТП.

Картограмма электрических нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане круги, площади которых в принятом масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Каждому цеху и участку соответствует окружность, центр которой совмещают с центром нагрузок цеха, т.е. символической точкой потребления ими электроэнергии. Поэтому расположение главной понизительной, распределительной и цеховой подстанций вблизи питаемых ими нагрузок позволяет приблизить высокое напряжение к центру

потребления электроэнергии и сократить протяженность, как сетей высокого напряжения предприятия, так и цеховых электрических сетей. Это приводит к уменьшению расхода проводникового материала и снижению потерь электроэнергии в системе электроснабжения.

$$r = \sqrt{\frac{S_p}{\pi m}}, \quad (18)$$

где S_p – расчетная нагрузка цеха, кВА;

m – масштаб (определяется методом подбора с условием лучшей наглядности и компоновки чертежа: окружности не должны пересекаться и не быть слишком мелкими).

Центр электрических нагрузок по предприятию определяется для нахождения предварительного местоположения ГПП (ГРП). Если ГПП невозможно расположить в центре нагрузок, то она смещается в сторону источника питания. Центры активных и реактивных нагрузок могут иметь разные точки. Для нахождения центра на генплане наносятся временные оси координат. Тогда координаты центра электрических нагрузок можно определить

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (S_p x_i)}{\sum_1^n S_p}; \quad y_0 = \frac{\sum_1^n (S_p y_i)}{\sum_1^n S_p}. \quad (19)$$

Если выбран ГРП, то он может располагаться не в центре электрических нагрузок, а может быть смещен к наиболее мощному потребителю в направлении от ЦЭН к источнику питания.

Глава 2. Проектирование цеховых ТП

2.1. Выбор количества и местоположения цеховых ТП

Согласно [10], вопросы выбора количества и местоположения ТП, числа и мощности устанавливаемых трансформаторов на них, выбора напряжения и компенсирующих устройств должны решаться комплексно, взаимосвязано с технико-экономическими расчетами конкурирующих вариантов. Техничко-экономические расчеты по выбору вариантов производятся по минимуму приведенных затрат.

Основой для выбора местоположения, количества и мощности цеховых ТП является картограмма нагрузок. Общий принцип выбора - это максимальное приближение цеховых ТП к питаемым приемникам, целесообразное дробление цеховых ТП, чтобы на них было не более двух трансформаторов. Питание маломощных цехов решается сравнением вариантов установки там цеховой ТП или РП-0,4кВ, подключенного к ближайшей цеховой ТП, причем в приведенных затратах можно учесть только годовую долю капитальных затрат и потери энергии. Трансформаторы на цеховых ТП должны выбираться по возможности однотипными. Минимальное число трансформаторов для предприятия и цехов определяется согласно [6].

$$N_0 = \frac{S_{см}}{\beta S_{шт}}; \quad (20)$$

где $S_{см}$ – сменная нагрузка цеха или группы цехов, кВА;

β - коэффициент загрузки, равный 0,93;

$S_{шт}$ - номинальная мощность одного трансформатора, при напряжении 380 В принимается: при плотности нагрузок 0,2 кВА/м² – 630 кВА, 0,2...0,3 кВА/м² – 1000 кВА; более 0,3 кВА/м² – 1600 кВА и более. Полученное количество трансформаторов округляется до

ближайшего целого числа N предпочтением в большую сторону, исходя из этого решается вопрос о количестве ТП в каждом цехе.

Для цехов с числом трансформаторов 1...2 определяется оптимальная мощность трансформаторов.

$$S_0 = \frac{S_{см}}{\beta N}, \text{ кВА}; \quad (21)$$

где N - количество трансформаторов;

$S_{см}$ - среднесменная нагрузка за наиболее загруженную смену цеха или группы цехов, если к данной ТП подключаются несколько цехов.

Для предварительного выбора мощности цеховых ТП можно принять значение β для потребителей I категории – 0,6...0,7; II – 0,7...0,8; III – 0,9...0,95.

В курсовом проекте количество трансформаторов на ТП можно принять равным 2, если имеются приемники I категории или если нет других резервов для приемников II категории. Трансформаторы, питающие группу электроприемников I категории должны быть запитаны от двух независимых источников питания.

По данным расчетов составляется таблица 4 выбора места расположения цеховых подстанций с зоной их охвата и предварительного выбора количества и мощности трансформаторов.

В примечаниях указываются ТП, совмещенные с РУ-10 кВ, наличие и мощности приемников свыше 1000 В, размещение ТП на втором этаже и т.п.

2.2. Определение количества и мощности трансформаторов

Уточненный выбор цеховых трансформаторов и корректировка их по мощности производятся после выбора компенсирующих устройств на стороне 0,38 кВ (с учетом табл.5). Для этого

составляется таблица 4, в которую $S_{см}$ выписываются из таблицы 1 для цеха или как сумма для группы цехов. Значения $Q_{в-н}$ (нескомпенсированная реактивная мощность на стороне 0,4 кВ) выписываются из таблицы 5.

Таблица 4

Предварительный выбор цеховых трансформаторов

№ п/п	№ цеховых ТП	Расположение ТП	Зона охвата	Кол-во и мощность трансформаторов	Среднесменные нагрузки			Примечание
					Р _с , кВт	Q _с , квар	S _с , кВА	
1.	ТП-1	Цех № 1	Цех № 1	2х1600				
2.	ТП-2	Цех № 5	Цех № 2, 5	2х630				
3.	ТП-3	Цех № 3	Цех № 3, 6	1х630				
4.	и т.д.							

Мощности трансформаторов корректируются с учётом их загрузки в нормальном и послеаварийном режимах с расчетом коэффициента загрузки для цехов с приемниками 1 и 2 категорий.

Таблица 5

Уточненный выбор цеховых трансформаторов

№ п/п	№ цеховых ТП	Кол-во и мощность трансформаторов	Расчетные нагрузки			Коэф-нт загрузки в норм. режиме β_t	Коэф-нт загрузки в послеав. режиме β'_t	Примечание
			Р _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА			
1.								
2.								
3.								

2.3. Компенсация реактивной мощности

Общие указания. Источниками реактивной мощности (ИРМ) могут быть: генераторы электростанций, воздушные линии высокого напряжения, синхронные двигатели, которые необходимо учитывать при расчетах, а также дополнительно устанавливаемые компенсирующие устройства (КУ) - батареи конденсаторов поперечного включения и вентильные установки со специальным регулированием.

Выбор типа, мощности, места установки и режима работы КУ должен обеспечивать наибольшую экономичность. Критерием экономичности является минимум приведенных затрат. Выбор КУ должен производиться для режима наибольшего потребления реактивной мощности проектируемых электроустановок. Для экономичного использования КУ часть их должна оборудоваться устройствами регулирования, причем нерегулируемая часть батарей не должна превышать величину наименьшей реактивной нагрузки сети. Способы регулирования могут быть: ручными или автоматическими по напряжению, реактивной мощности, времени и т.п.

С целью уменьшения потребления реактивных нагрузок при проектировании и эксплуатации необходимо:

- а) не допускать выбора электродвигателей и трансформаторов с необоснованно заниженной загрузкой;
- б) там, где возможно, устанавливать синхронные двигатели;
- в) предусматривать меры по ограничению холостого хода электродвигателей и исключать работу силовых трансформаторов в режимах больших недогрузок и на холостом ходу.

Наибольший эффект достигается при установке КУ в непосредственной близости от приемников, потребляющих реактивную мощность. Как правило, на стороне низкого напряжения КУ устанавливаются у групповых щитков. Индивидуальная компенсация реактивной мощности целесообразна для крупных электроприемников с низкими коэффициентами мощности.

Установка КУ на стороне 6, 10, 20 кВ и передача реактивной энергии в сеть до 1000 В не выгодна, если это приводит к увеличению числа и мощности цеховых трансформаторов. Установка КУ на стороне 6...10 кВ цеховых подстанций не рекомендуется.

2.4.Выбор средств компенсации в сетях промышленного предприятия

Выбор средств компенсации реактивной мощности в низковольтных сетях и на стороне 6...10 кВ, а также определение мощностей и количества цеховых трансформаторов для сетей промышленных предприятий решаются совместно.

Основные потребители реактивной мощности присоединены к сетям напряжением до 1000 В. Компенсация реактивной мощности здесь может осуществляться при помощи синхронных двигателей, применяющихся для производственных целей и батарей косинусных конденсаторов.

Компенсирующие устройства, устанавливаемые на стороне 6...10 кВ, дешевле КУ, присоединенных к сетям до 1000 В, но передача реактивной мощности со стороны 6...10 кВ в сеть до 1000 В приводит к увеличению установленной мощности цеховых трансформаторов, их количества, а также является причиной увеличения потерь мощности во внутризаводских и внутрицеховых

сетях, в цеховых трансформаторах. Расчет сводится к рациональному распределению КУ в сетях до 1000 В и на стороне 6...10 кВ.

По формулам (20) и (21) определяется количество цеховых трансформаторов N и их номинальные мощности $S_{нт}$, округленные соответственно до целых и стандартных значений. Компенсирующие устройства выбираются по расчетной мощности.

Наибольшая реактивная мощность Q_I которая может быть передана со стороны 6...10 кВ в сеть до 1000 В без увеличения принятого числа трансформаторов N , определяется

$$Q_I = \sqrt{(N\beta S_{HT})^2 - P_p^2}, \text{ квар}; \quad (22)$$

где β - коэффициент загрузки, принимаемый равным 0,7 для потребителей I категории, 0,8 - для II категории, 0,93 – для III категории.

Из расчета электрических нагрузок известна величина реактивной мощности в сети 380 В Q_p , тогда мощность, подлежащая распределению по сети 380 В, определяется

$$Q_{0,4} = Q_p - Q_I, \text{ квар}; \quad (23)$$

После выбора марки и мощности конденсаторных батарей 0,4 кВ $Q_{БК}$ уточняется мощность, передаваемая со стороны 6...10 кВ, т.е. некомпенсированная реактивная мощность на стороне 6...10 кВ

$$Q_{В-Н} = Q_p - Q_{БК} + \Delta Q_T, \text{ квар}; \quad (24)$$

где ΔQ_T – потери реактивной мощности в силовых трансформаторах, квар.

Если промышленное предприятие питается электроэнергией от генераторов местной или собственной электростанции, в большинстве случаев экономически оправдана передача реактивной мощности от генераторов предприятию, при условии, что это связано с увеличением числа цеховых трансформаторов предприятия, а такие

числа и сечений проводов линий электропередачи. Однако необходимо иметь в виду, что увеличение сверх номинальной реактивной мощности генераторов связано с уменьшением их активной мощности.

КУ в сетях промышленных предприятий напряжением 6...10 кВ устанавливаются на ГПП (ГРП), мощность их для одной секции шин определяется

$$Q_{10} = \frac{\Sigma Q_{B-H} + Q_v + \Delta Q_T - Q_{сист} - Q_{p,CD}}{c}, \text{ квар}; \quad (25)$$

где c – количество секций шин;

ΣQ_{B-H} – реактивная мощность, определенная по (24);

Q_v – реактивная мощность приемников, подключенных к сети 6-10 кВ, определяемых из расчета нагрузок;

$Q_{сист}$ – реактивная мощность, получается из энергосистемы;

$Q_{сист} = P_p \Sigma tg \varphi_n$, где $tg \varphi_n = 0,33$ – нормативный коэффициент реактивной мощности;

$Q_{p,CD}$ – располагаемая реактивная мощность имеющихся синхронных двигателей, определяется по (30);

ΔQ_T – потери реактивной мощности в силовых трансформаторах ГПП

$$\Delta Q_T = \frac{I_{xx}}{100} S_{HT} + \frac{U_k}{100} S_{HT} \left(\frac{S_c}{S_{HT}} \right)^2, \text{ квар} \quad (26)$$

где I_{xx} – ток холостого хода выбранного трансформатора, %;

U_k – напряжение короткого замыкания, %;

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Для предварительных расчетов ΔQ можно принять равным $0,1 S_{HT}$.

Некоторые типы конденсаторных установок даны в
Приложении Ж. По данным расчетов составляется таблица.

Таблица 6

Выбор компенсирующих устройств

№ п/п	№ ТП	Зона охвата	Q цеха или группы цехов, квар	Q _{0,4} расчетная, квар	Q _{0,4} установленная, квар	Q _{в-н} , квар	ΔQ, квар	Примечание
Низковольтная реактивная нагрузка								
1.								
2.								
3.								
Итого								
Высоковольтная реактивная нагрузка								
1.								
2.								
3.								
Итого								

2.5. Размещение БК в сетях напряжением до 1000 В

В цехах предприятий БК могут быть нерегулируемыми при круглосуточном режиме работы предприятия. Если же реактивная нагрузка меняется в течение суток, то необходимо предусмотреть автоматическое или ручное регулирование мощности конденсаторных батарей.

БК на напряжение до 1000 В устанавливаются у распределительных пунктов, если позволяют условия окружающей среды в цехе.

Методика расчета по распределению мощности КУ до 1000 В зависит от схемы внутрицеховых сетей.

Расчетом электрических нагрузок должны быть определены реактивные нагрузки каждой отходящей линии 0,38 кВ и по секциям шин 0,4 кВ цеховых ТП. Здесь могут возникнуть 2 случая:

1) реактивная мощность на секции шин цеховой ТП больше суммарной реактивной мощности по отходящим линиям. В этом случае на каждом РП потребителей выбираются ближайшие по мощности конденсаторные установки, с учетом которых на секции шин 0,4 кВ цеховой ТП устанавливается недостающая мощность БК.

2) реактивная мощность на секции шин цеховой ТП Q_c меньше суммарной реактивной мощности по фидерам 0,38 кВ ($\sum Q_{i\phi}$). Тогда разность $\sum Q_{i\phi} - Q_c = Q_{изб}$ считаем избыточной мощностью перетока реактивной мощности из сети 10 кВ, которую необходимо рационально распределить по фидерам и уменьшить мощности БК на РП каждого фидера на величину:

$$Q_i = \frac{Q_{изб} r_{\Sigma}}{r_i} \quad (27)$$

где r_i – активные сопротивления кабельной линии i-го фидера

$$r_{\Sigma} = \frac{1}{\sum \frac{1}{r_i}} \quad (28)$$

Тогда мощность, на которую необходимо уменьшить конденсаторные установки фидера 0,38 кВ будет $Q = Q_{i\phi} - Q_i$.

2.6. Синхронные двигатели

Использование этих двигателей наряду с конденсаторами, является основным и наиболее экономичным средством компенсации реактивной мощности, поэтому там, где возможно применение таких двигателей, необходимо предусматривать их. Основное преимущество синхронных двигателей (СД) - это простота регулирования генерируемой реактивной мощности и исключение затрат на компенсацию реактивной мощности, т.е. как источники реактивной мощности СД используются попутно.

Когда нагрузка синхронного двигателя номинальная (коэффициент нагрузки $\beta=1$) и когда на его зажимах напряжение не выходит за пределы $\pm 5\% U_n$, двигатель может длительно генерировать номинальную реактивную мощность Q_n . При отклонении от этих условий величина располагаемой реактивной мощности определяется:

$$Q_{p,CD} = \frac{\alpha_m P_n \operatorname{tg} \varphi_n}{\eta_n} \text{ или } Q_{p,CD} = \alpha_m Q_n, \quad (30)$$

где α_m – наибольшая допустимая перегрузка СД по реактивной мощности, зависящая от типа СД, напряжения на зажимах и коэффициента нагрузки. Для основных типов СД значения α_m даны в Приложении 3;

P_n , Q_n , η_n – номинальные активная и реактивная мощности, коэффициент полезного действия СД;

$\operatorname{tg} \varphi_n$ – коэффициент реактивной мощности, соответствующий номинальному $\cos \varphi$, причем у СД с опережающим значением тока.

Глава 3. Проектирование внутризаводского электроснабжения

3.1. Выбор схемы внутризаводской сети

Для выбора схемы внутризаводской сети (6...10 кВ) должны быть определены: местоположение ГПП (ГРП), места установки цеховых ТП, количество и мощности трансформаторов, максимальные нагрузки на шинах цеховых ТП, местоположения и мощности высоковольтных приемников, категории приемников по надежности на цеховых подстанциях.

Распределение электроэнергии на промышленном предприятии может выполняться по радиальной, магистральной или смешанной схеме в зависимости от территориального размещения нагрузок, величины потребляемой мощности, надежности питания и других особенностей объекта. Схемы выполняются одноступенчатыми. Двухступенчатые схемы применяются на больших и средних по потребляемой мощности предприятиях для питания через РП цеховых подстанций и электроприемников напряжением 6...10 кВ.

Выбор схемы должен быть обоснован технико-экономическими расчетами по приведенным затратам, а при сравнении радиальных, магистральных и смешанных схем эти расчеты проводятся с учетом параметров надежности.

Магистральные токопроводы напряжением 6...10 кВ применяются при нагрузках более 1,5 кА, а при меньших токах – в том случае, если они заменяют большое число параллельных кабелей. Одиночные кабельные магистрали применяются только для электроснабжения потребителей 3 категории.

Число трансформаторов 6...10 кВ, присоединяемых к одной магистрали, следует принимать 2...3 при их мощности 1000...2500 кВА и до четырех при меньших мощностях трансформаторов.

Радиальные схемы, как более надежные, предусматриваются для питания больших сосредоточенных нагрузок и при размещении нагрузок в различных направлениях от центра питания.

Схемы ТП 6...10/0,4...0,66 кВ должны проектироваться без сборных шин первичного напряжения.

Глухое присоединение цехового трансформатора допускается при радиальном питании кабельными линиями по схеме "блок линия-трансформатор" за исключением случаев: питание от пункта, находящегося в ведении другой организации и при необходимости установки отключающего аппарата по условиям защиты. При питании ВЛ или значительном удалении (2...3 км) цехового ТП от центра питания также необходимо установить на входе трансформатора отключающий аппарат, для этого случая можно сравнить варианты установки выключателя и прокладки контрольного кабеля для управления выключателем на РП.

Установка отключающего аппарата перед цеховым трансформатором при магистральной схеме питания ТП обязательна. Глухое присоединение цеховых трансформаторов на входе и выходе от магистрали возможно при воздушных магистралях, наличии при этом необходимой степени резервирования и чувствительности защиты на головном выключателе.

Двухтрансформаторные подстанции должны быть запитаны двумя линиями от разных секций шин питающего пункта, причем для цехов с приемниками I категории эти линии должны быть подключены к независимым источникам питания.

Схема распределения должна строиться так, чтобы все элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии оставшийся в работе элемент (трансформатор, линия) мог принять на себя нагрузку с учетом допустимой перегрузки. Как правило, применяется раздельная работа линий и трансформаторов. Параллельная работа допускается при наличии ударных, резкопеременных нагрузок, если АВР не обеспечивает самозапуск электродвигателей и вероятности неселективного действия релейной защиты.

При построении схем электроснабжения потребителей 1 и 2 категорий должно проводиться глубокое секционирование во всех звеньях системы от узловой подстанции до распределительных пунктов 0,38 кВ. Однотрансформаторные подстанции взаиморезервируются при помощи перемычек напряжением до 1000 В, если это необходимо по условиям надежности питания.

На стороне 6...10 кВ цеховых ТП следует применять выключатели нагрузки в комплекте с предохранителями во всех случаях, когда параметры этих аппаратов удовлетворяют по рабочему и послеаварийному режимам, а также по токам короткого замыкания. На отходящих линиях напряжением 6...10 кВ силовые предохранители устанавливаются после разъединителя или выключателя нагрузки.

Напряжение распределительной сети выбирается на основании технико-экономических сравнений вариантов, при этом предпочтение отдается варианту с более высоким напряжением, даже если вариант с низшим напряжением имеет преимущества на 5...10 % по приведенным затратам.

Распределительная сеть предприятия проектируется, как правило, на напряжение 10 кВ.

Напряжение 20 кВ следует применять для электроснабжения отдельных объектов (карьеры, рудники), а также для питания небольших соседних предприятий и населенных пунктов, когда целесообразность его применения имеет значительные технико-экономические преимущества по сравнению с напряжениями 10 и 35 кВ.

Напряжение 6 кВ можно принять в следующих случаях:

а) если источник питания располагает напряжением 6 кВ и не имеет 10 кВ и расположен недалеко от предприятия. По технико-экономическим расчетам можно предусмотреть ГРП или прямое питание цеховых ТП от РУ источника;

б) если на предприятии имеются приемники напряжением 6 кВ, составляющие более 40 % общей нагрузки. Если же нагрузки 6 и 10 кВ соизмеримы, можно принять трансформатор на ГПП с расщепленной обмоткой со вторичными напряжениями 6 и 10 кВ. При незначительной нагрузке 6 кВ можно распределительную сеть выбрать на 10 кВ, а для приемников 6 кВ установить трансформаторы 10/6 кВ.

Для крупных рассредоточенных нагрузок можно рассмотреть вариант ПГВ 35/0,4 кВ. Выбранная схема должна быть подробно описана.

3.2. Электрический расчет кабельных линий

При проектировании распределительной сети промышленного предприятия производится выбор отдельных ее элементов таким образом, чтобы обеспечить экономичность и надежность работы сети в нормальных и послеаварийных режимах. Одним из важных вопросов при этом является выбор сечений проводов и жил кабелей с

учетом ряда технических и экономических факторов. Среди технических факторов, влияющих на выбор сечений, отметим следующие:

1. Нагрев от длительного выделения теплоты расчетным током;
2. Нагрев от кратковременного выделения теплоты током КЗ;
3. Потери напряжения в жилах кабелей или проводах воздушных линий от тока нагрузки (в нормальном и послеаварийном режимах);
4. Механическая прочность – устойчивость к механической нагрузке.

Исходными данными для расчета являются: схема сети, протяженности линий и максимальные токи нагрузки каждого участка схемы:

$$I_m = \frac{P_m}{\sqrt{3}U_n \cos \varphi}. \quad (31)$$

Здесь $P_m=P_p$ для группы приемников определяется методом упорядоченных диаграмм, $\cos \varphi$ - средневзвешенное значение коэффициента мощности этой группы. Для одиночных приемников - номинальные значения $\cos \varphi$.

По экономической плотности тока провода и кабеля выбираются для линий напряжением 6...10кВ и выше. Для линий до 1000 В такой выбор производится в редких случаях, когда продолжительность использования максимума $T_m > 5000$ ч/год.

$$T_m = W_{\Gamma} / P_m, \quad (32)$$

где W_{Γ} - годовое потребление электроэнергии, кВт·ч/год. Значение T_m для осветительной нагрузки составляет 1500...2500 ч; для односменных промышленных предприятий 1800...2500 ч; двухсменных 3500...4000 ч; для трехсменных 5000...7000 ч [1].

Экономическое сечение проводников:

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{н}}}{j}, \quad (33)$$

где j - экономическая плотность тока А/мм², значения которой для европейской части России, Забайкалья и Дальнего Востока даны в таблице 7.

Таблица 7

Проводники	Значения j А/мм ² при T_m , ч/год					
	1000...3000		3000...5000		5000...8700	
	медны е	алюмин иевые	медны е	алюмин иевые	медн ые	алюмин иевые
Неизолированные провода	2,5	1,3	2,1	1,1	1,8	1,0
Кабели с бумажной изоляцией	3	1,6	2,5	1,4	2,0	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией	3,5	1,9	3,1	1,7	2,7	1,6

Сечения проводников, выбранные по экономической плотности тока, обычно превышают сечения, выбранные по условиям нагрева, поэтому после расчета сечения по формуле (33) принимают стандартное сечение ближайшее большее.

По длительно допустимым токам кабели проверяются из условий нагрева жил: для кабелей до 3 кВ нагрев допускается до 80°C, для 6 кВ - до 65°C, для 10 кВ - 60°C. В таблице 8 даны длительно допустимые токи для получасового максимума, при которых кабели не будут нагреваться свыше вышеуказанных температур. Таблица дана для трехжильных кабелей при прокладке на воздухе и в земле. При применении других кабелей или при прокладке их в воде необходимо пользоваться справочной литературой.

Для кабелей, проложенных в воздухе, нагрузки приняты для расстояния в свету между кабелями не менее 35 мм, в кабельных каналах — не менее 50 мм, при этом температура воздуха принята 25°C. При прокладке одного кабеля в земле (в траншеях глубиной 0,7...1 м) пользуются данными таблицы 7. Если в траншее прокладываются 2 и более кабелей, то нагрузки уменьшаются по коэффициентам (Таблица 8).

Длительно допустимые токи (А) для кабелей с алюминиевыми жилами, с бумажной пропитанной изоляцией и в свинцовой или алюминиевой оболочке приведены в табл. 9.

Температура в земле принята 15°C.

Стандартное сечение, выбираемое по этому методу, должно быть ближайшее большее.

Таблица 8

Поправочный коэффициент длительно допустимой токовой нагрузки кабелей при их прокладке в одной траншее

Расстояние между кабелями в свету, мм	Число кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,0	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
200	1,0	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,0	0,93	0,9	0,87	0,86	0,85

Таблица 9

Длительно допустимые токи (А) кабелей с алюминиевыми жилами

Сечение жилы, мм ²	На воздухе			В земле		
	до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	до 3 кВ	6 кВ	10 кВ
2,5	22	-	-	31	-	-
4,0	29	-	-	42	-	-
6	35	-	-	55	-	-
10	46	42	-	75	60	-
16	60	50	46	90	80	75
25	80	70	65	125	105	90
35	95	85	80	145	125	115
50	120	110	105	180	155	140
70	155	135	130	220	190	165
95	190	165	155	260	225	205
120	220	190	185	300	260	240
150	255	225	210	335	300	275
185	290	250	235	380	340	310
240	330	290	270	440	390	355

Выбранные по экономической плотности тока и нагреву кабельные линии проверяются на термическую стойкость при коротких замыканиях. Температура кабеля при трехфазном установившемся токе короткого замыкания I_{∞} не должна превышать 250⁰С. Для кабельных линий напряжением до 10 кВ сечение жилы кабеля определяется

$$S \leq \frac{I_{\infty}}{c} \sqrt{t_n}, \quad (34)$$

где c – числовой коэффициент: для алюминиевых жил – 95, для медных – 165;

t_n – приведенное время КЗ, определяется по методике, изложенной в §3.4 [7].

Кабели, защищенные плавкими предохранителями, на термическую стойкость не проверяются. Стандартное сечение по этому методу выбирается как ближайшее меньшее от расчетного.

Потери активной энергии в линиях с алюминиевыми кабелями можно определить по формуле:

$$\Delta A = 3\tau_m \cdot I_p^2 \cdot R \cdot 10^{-3}, \text{ кВт ч/год} \quad (35)$$

где $R=rL$ – активное сопротивление кабеля длиной L . Для кабелей с алюминиевыми жилами погонное сопротивление r принимается из табл.10.

Таблица 10

Погонные активные и индуктивные сопротивления кабелей с алюминиевыми жилами

Сечение мм ²	10	16	25	35	50	70	95	120	150
r , Ом/км	3,2	1,95	1,25	0,89	0,63	0,45	0,33	0,26	0,21
x , Ом/км: 6 кВ	0,1	0,1	0,9	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07
10 кВ	0,12	0,11	0,10	0,10	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08

Расчет линий на потерю напряжения производится с целью определения отклонения напряжения у приемников и регулирования напряжения. ПУЭ не нормируют потери напряжения в линиях, т.к. имеются более рациональные средства для регулирования напряжения, нежели осуществление этого регулирования подбором сечения проводов и кабелей. Если учесть, что все понижающие трансформаторы в нейтральном (нулевом) положении переключателя дают напряжение на 5 % выше номинального и трансформаторы без РПН имеют предел

регулирования $\pm 5\%$, т.е. в большую сторону на 10%, то можно считать, что допустимые потери напряжения в сетях до 10 кВ принимают в пределах 5...10 %.

Потери напряжения в линиях определяются по формулам:

$$\Delta U = \sqrt{3} I_{\text{л}} (R \cos \varphi + x \sin \varphi) 10^{-3}, \text{ кВ}; \quad (36)$$

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_{\text{н}}}; \quad \Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_{\text{н}}} \cdot 100 \quad (37)$$

Здесь R и X – полные активные и реактивные сопротивления,

$$R = r \cdot l, X = x \cdot l, \text{ Ом};$$

где l – длина линии, км.

Расчет сети на отклонение напряжения ведется из условия допустимых отклонений напряжений, нормируемых [14]:

Таблица 11

Вид нагрузки	Нормально допустимое	Предельно допустимое
Силовая и осветительная	$\pm 5\%$	$\pm 10\%$

Исходным для расчета является отклонение выходного напряжения от стандартного на системной подстанции. В курсовом проекте можно принять $+5\%$ в нормальном и послеаварийном режимах. Если на ГПП предприятия принят трансформатор с РПН, то на выходе этой подстанции следует принять $+5\%$, тогда исходной точкой расчета будет вторичное напряжение трансформатора ГПП. Далее определяются потери напряжения на всех участках элементов сети и определяется отклонение напряжения путем алгебраического сложения всех потерь (-) и добавок (+) напряжения на ГПП и цеховых трансформаторах. Допустимые пределы отклонения напряжения у приемника устанавливаются путем дополнительных переключений на трансформаторах.

Глава 4. Проектирование внешнего электроснабжения

Для выбора ступени стандартного напряжения питающей линии необходимо учитывать: расстояние передачи электроэнергии от системных центров питания (ЦП) до ГПП (ГРП), величину передаваемой мощности, напряжения, которыми располагает ЦП, стоимость электроэнергии, а также напряжение, принятое для внутриводского распределения электроэнергии. Используя эти исходные данные, вопрос решается сравнением нескольких вариантов по приведенным затратам. Расчет ведется в основном для двухтрансформаторных ГПП, однострансформаторная подстанция может быть принята в редких случаях при проектировании электроснабжения неответственных маломощных потребителей.

Для выбора рационального питающего напряжения существует много методов аналитического и графического расчета [8], для ориентировочного определения можно использовать эмпирические формулы:

$$\text{Вейкерта } U = 3\sqrt{S} + 0,5l, \text{ Стилла } U = 4,34\sqrt{l + 16P},$$

$$\text{С.Н.Никогосова } U = 16\sqrt[4]{Pl}, \text{ а также } U = 17\sqrt{\frac{l}{16} + P}.$$

Питающие линии напряжением 35 кВ и выше выполняются обычно воздушными (ВЛ), иногда с кабельным вводом на территорию предприятия.

Сечения проводов ВЛ выбираются по экономической плотности тока, по экономической целесообразности, а ВЛ 110 кВ и выше проверяются на образование короны.

Выбор сечения проводов ВЛ по экономической плотности тока, аналогичен изложенному для кабельных линий. Длительно допустимые токи нагрузки для алюминиевых и сталеалюминевых проводов приведены в табл.12.

Таблица 12

Длительно допустимые токи нагрузки (А) для проводов ВЛ

Сечение, мм ²	25	35	50	70	90	125
для А	135	170	215	265	320	375
для АС	130	175	210	265	-	-

Длительно допустимые токи даны с учетом нагрева проводов не выше 70°C, это условие выдерживается при температуре воздуха 25°C. Если температура среды отличается от 25°C, то необходимо внести коррективы в допустимый ток с помощью коэффициента К, приведенные в табл.13:

Таблица 13

Значения поправочного температурного коэффициента

t°C	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45
К	1,29	1,2	1,15	1,11	1,05	1,0	0,94	0,88	0,81	0,74

Наличие короны на проводах ВЛ увеличивает потери энергии, уровень помех на ВЧ-каналы и радиоприемные устройства. Для ВЛ-110 кВ, проходящих на отметках выше 1000 м над уровнем моря должны быть приняты провода марок А, АС сечением не ниже 70 мм², для ВЛ-150 кВ - 120 мм²; для ВЛ-220 - 240 мм²; для ВЛ-330 - 600 мм². Если ВЛ проходит выше отметки 1000 м над уровнем моря или приняты провода меньших сечений, то должны быть проведены расчеты на проверку по короне.

Электрическая нагрузка для расчета питающих линий и трансформаторов ГПП должна включать, кроме максимальной силовой и осветительной мощности предприятия, потери во внутризаводских сетях и в цеховых трансформаторах, мощность компенсирующих устройств, установленных на всех ступенях схемы электроснабжения.

Глава 5. Проектирование главной понизительной подстанции

В объем проектирования ГПП входят:

- 1) обоснование и выбор силовых трансформаторов;
- 2) выбор схемы ОРУ и аппаратуры ВН;
- 3) выбор и описание РУ-10 (6) кВ;
- 4) расчет токов короткого замыкания;
- 5) проверка аппаратуры и шин по токам короткого замыкания;
- 6) релейная защита;
- 7) заземление, молниезащита.

Место установки ГПП должно быть определено при нахождении центра электрических нагрузок и выборе внутризаводского и внешнего напряжения. Если принимается ГРП, то исключаются из проекта пункты 1 и 2.

5.1. Выбор мощности силовых трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов определяется с учетом их перегрузочной способности [8]. В послеаварийном режиме трансформаторы с системами охлаждения М, МД, МЦ, Ц можно перегружать на 40 % (не более чем по 6 часов в течение 5 суток [5]). С учетом этого для двухтрансформаторных подстанций с равномерно распределенными нагрузками по секциям вторичных шин нормальная загрузка получается равной 0,7 для каждого трансформатора. Подстанции с одним трансформатором могут быть рассчитаны с загрузкой 0,93.

Систематическая перегрузка зависит от коэффициента заполнения графика нагрузки ($K_{з.г.н.}$)

$$K_{з.г.н.} = \frac{S_{ep}}{S_{max}}, \quad (38)$$

зная который, можно определить допустимую дополнительную нагрузку трансформатора сверх номинальной

$$S_g = 0,3 S_{nm} (1 - K_{з.г.н.}). \quad (39)$$

Для определения перегрузочной способности силовых трансформаторов имеются кривые и таблицы [8]. Окончательный выбор трансформаторов производится технико-экономическим сравнением двух-трех вариантов.

5.2. Выбор схемы ОРУ и РУ-10 кВ

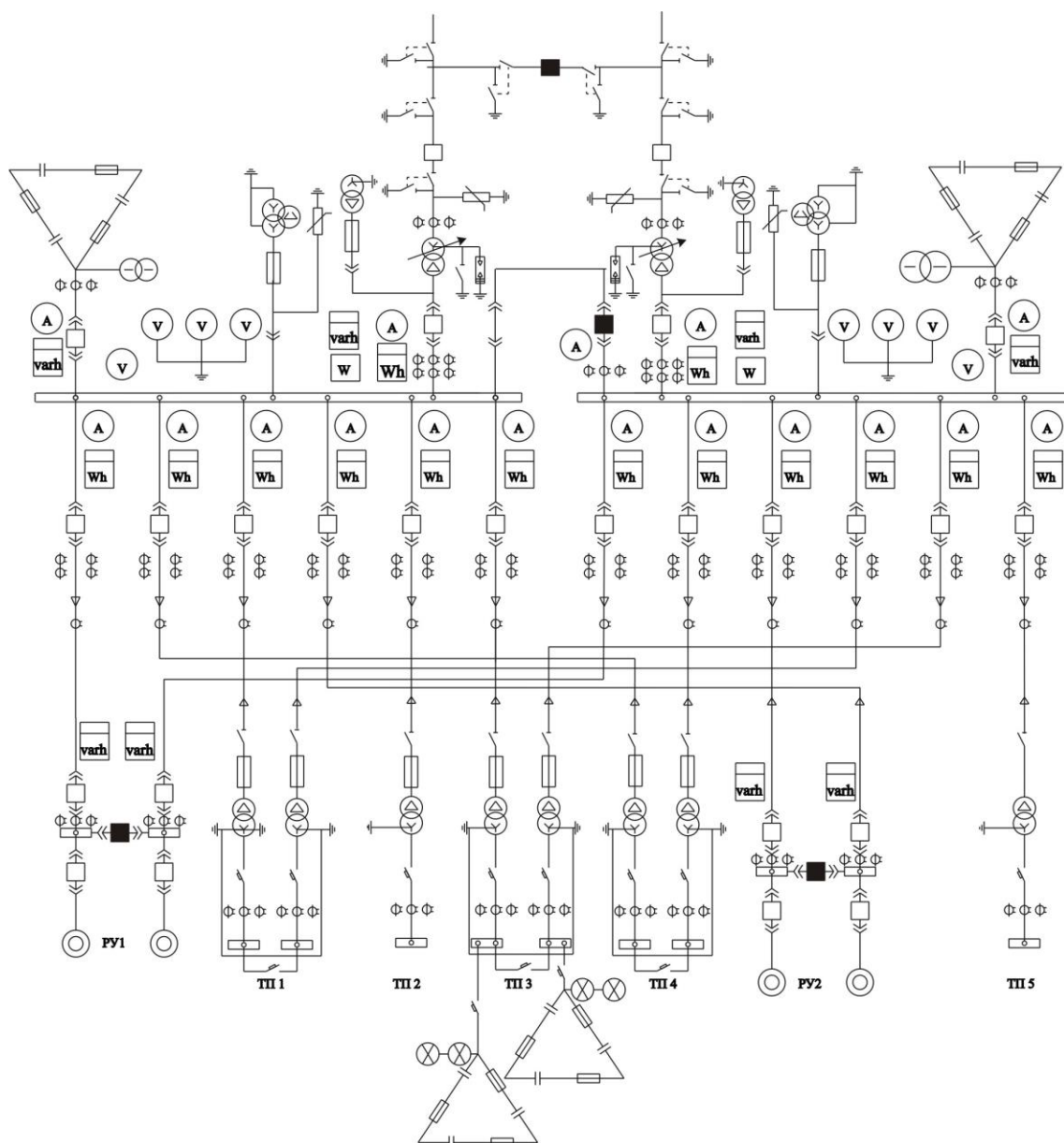


Рис.2 Типовая схема ГПП 35...110 кВ промышленного предприятия

Схема ОРУ выбирается в зависимости от количества трансформаторов ГПП. Для одно- и двухтрансформаторных ГПП рекомендуются упрощенные блочные схемы с применением выключателей и раздельной (не параллельной) работой трансформаторов и питающих линий. На рис.2 показана типовая схема ГПП 35...110 кВ с фрагментом внутривозводской сети.

В общем случае схемы ОРУ могут быть самые разнообразные [2]. При расположении источника питания вблизи от ГПП (2...3 км) принимается перед трансформатором только разъединитель с

устройством защиты трансформатора на выключателе в начале питающей линии. Кроме того, могут применяться схемы с одной линией на 2 трансформатора, схемы мостика и т.д.

5.3. Выбор оборудования РУ-10(6) кВ

РУ-10(6) кВ выбираются по напряжению и предварительно из сравнения максимальных расчетных токов на вводе и на присоединениях с номинальными токами отключающих аппаратов. В зависимости от выбранных выключателей решается вопрос о типе (марке) комплектного РУ.

Отечественной промышленностью выпускаются комплектные распределительные устройства КРУН (КРН) наружной установки, которые нашли наиболее широкое применение в сельской местности, в промышленности они применяются редко (для маломощных предприятий), учетом степени загрязнения окружающей среды. КРУ внутренней установки выкатного исполнения с двухсторонним обслуживанием, в которых ячейки присоединений выполнены с вакуумными выключателями, рекомендуются в сложных, крупных и ответственных электроустановках, где необходимо иметь быструю взаимозаменяемость. Эти КРУ целесообразны также при большом числе отходящих линий, когда общее число ячеек РУ составляет более 15...20.

5.3.1. Выбор и проверка силового оборудования РУ-10 (6) кВ

В курсовом проекте необходимо указать марки отключающих аппаратов и их приводов. На рис.2 РУ-10 скомплектовано из ячеек КРУ, в комплекте ячеек имеются камеры измерительного трансформатора напряжения и ограничителя перенапряжений, косинусных конденсаторов, секционного выключателя.

Выбранное РУ-10 (6) кВ должно быть подробно описано, выбор аппаратуры и шин обоснован.

Проверка аппаратов, шин, токопроводов и опорных изоляторов напряжением выше 1000 В на стойкость при коротких замыканиях производится после расчета токов короткого замыкания. В системах электроснабжения промышленных предприятий эта проверка производится для трехфазного короткого замыкания, а в сетях 110 кВ и выше отключающая способность выключателей проверяется на однофазное замыкание на землю.

Согласно ПУЭ при напряжении выше 1000 В не проверяются:

1) провода отходящих ВЛ (исключение: подходы ВЛ к подстанциям проверяются на схлестывание при токах к.з. 50 кА и выше);

2) на термическую стойкость - все аппараты и проводники, защищенные плавкими предохранителями;

3) на динамическую стойкость - все аппараты и проводники защищенные плавкими предохранителями с вставками до 60 А;

4) аппараты и шины измерительных трансформаторов напряжения.

Если эти условия не удовлетворяются, то элементы схемы электроснабжения, выбранные по номинальным напряжениям и токам, проверяются на стойкость при коротких замыканиях.

Выключатели проверяются:

а) на динамическую стойкость

$$i_{н\ дин} \geq i_y, \quad (40)$$

где $i_{н\ дин}$ - предельный сквозной ток выключателя, амплитудное значение, кА;

i_y - ударный ток короткого замыкания, кА;

б) на термическую стойкость

$$I_{nm} \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_n}{t_{nmc}}}, \quad (41)$$

где I_{nm} - номинальный ток термической стойкости, который может выдержать выключатель, за приведенное время t_{nmc} по данным заводов-изготовителей время $t_{nmc} - 5$ и 10 с (в зависимости от типа выключателя), кА;

t_n – приведенное время

$$t_n = t_{nn} + t_{na};$$

t_{nn} - периодическая составляющая приведенного времени, определяется по кривым $t_{nn} = f(\beta'')$ в зависимости от действительного времени отключения тока КЗ, который складывается из времени срабатывания защиты и времени отключения ближайшего выключателя;

t_{na} - аperiodическая составляющая приведенного времени

$$t_{na} = 0,5 (\beta'')^2 \quad (42)$$

$$\beta'' = \frac{I''}{I_{\infty}}; \quad (43)$$

I'' - сверхпереходный ток КЗ, кА;

I_{∞} - установившееся значение тока КЗ, кА;

в) на отключающую способность выключателя по току или мощности

$$I_{no} \geq I_{po} \text{ или } S_{no} \geq S_{po}, \quad (44)$$

где I_{no} и S_{no} - номинальные значения отключающей способности по току и мощности;

I_{po} и S_{po} - расчетные значения тока и мощности короткого замыкания, отнесенные к сумме времени срабатывания защиты и самого выключателя.

Разъединители проверяются по тем же параметрам, что и выключатели, за исключением параметров отключающей способности.

Выключатели нагрузки выпускаются без предохранителей ВН-16, ВН-11, и со встроенными предохранителями ВНП-16 и ВНП-17, с заземляющими ножами ВНз-16, ВНПз-16, ВНПз-17. В зависимости от этого проверка их на стойкость по короткому замыканию различна. ВН-16, ВНз-11 - проверяются на динамическую и термическую стойкость.

ВНП-16, ВНП-17 выбираются по наибольшему номинальному току патрона предохранителя, который не должен превышать максимальный ток нагрузки. По току короткого замыкания они проверяются только на динамическую стойкость, если приняты токи плавких вставок более 60 А.

В курсовом проекте проверку на динамическое воздействие токов короткого замыкания на шины и изоляторы можно не производить, если приняты комплектные РУ. При необходимости такого расчета можно воспользоваться дополнительной литературой, например [9].

5.3.2. Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению и максимальной нагрузке фидера

$$I_{НТТ} > I_m \quad (45)$$

Из-за динамической нестойкости по токам КЗ иногда приходится значительно завышать номинальную мощность трансформатора тока, но эта кратность не должна, превышать 5...10.

Трансформаторы тока должны быть проверены по нагрузке, которая в каталогах приводятся в единицах мощности (ВА) или сопротивления (Ом). Перегрузка не должна допускаться, иначе

трансформатор тока не будет обеспечивать требуемый класс точности. В записке курсового проекта приводится схема включения трансформаторов тока и подключенных к нему приборов. Учитывается сопротивление (мощность) соединительных проводов вторичной цепи. Причем, при однитрансформаторной схеме длина провода принимается как удвоенное расстояние от трансформатора до прибора $l_p=2 \cdot l$, при двух трансформаторах тока - $l_p=1,5 \cdot l$, при наличии трансформаторов и включении приборов во все 3 фазы - $l_p=l$.

Для расчета нагрузок трансформаторов тока составляется табл.14.

Таблица 14

Выбор трансформаторов тока

№ п/п	Наименование приборов	Ед. измерения в ВА или Ом	Нагрузки по фазам		
			А	В	С
1	Амперметр				
2	Счетчик				
3	и т.д.				

За основу для расчета принимается наиболее загруженная фаза.

При завышении первичного тока относительно номинального и вторичной нагрузки (сопротивления) увеличивается погрешность трансформатора тока. При завышении первичного тока или вторичной нагрузки трансформатор тока необходимо проверить на 10%-ную погрешность по кривой зависимости $k=f(z)$. Здесь k - кратность завышения первичного тока, z - вторичная нагрузка (Ом).

Для РУ-10(6) кВ должна быть составлена таблица всех трансформаторов тока (вводных и отходящих линий) с указанием максимального рабочего тока фидера (I_m), $I_{ннт}$, $K_{нт}$, марок выбранных трансформаторов.

5.3.3. Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения, выбранные по номинальным значениям тока и напряжения, проверяются по классу точности, которая зависит от вторичной нагрузки. Для этого составляется таблица 15. Проводники вторичной схемы в нагрузку не включаются, но потеря напряжения в них не должна превышать 5%. В сетях с изолированной нейтралью для измерительных цепей рекомендуется использовать антирезонансные измерительные трансформаторы типа НАМИ.

Таблица 15

Выбор трансформаторов напряжения

№ п/п	Наименование приборов	Количество о приборов	Потребляемая мощность, Вт	Класс точности	cosφ	Нагрузка	
						P, Вт	Q, вар
1	Счетчик активной энергии ЦЭ6803Б						

5.3.4. Проектирование собственных нужд подстанции

Потребителями собственных нужд (СН) подстанций являются: электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева силовых выключателей и шкафов с установленными в них электрическими аппаратами и приборами; электрическое отопление и освещение; система пожаротушения. Наиболее ответственными приемниками электроэнергии системы собственных нужд являются приемники систем управления, телемеханики и связи, электроснабжение которых может быть осуществлено:

- а) от сети переменного тока — непосредственно, через стабилизаторы и выпрямители;
- б) от независимого источника энергии — аккумуляторной

батарей. В последнем случае в системе собственных нужд должны быть предусмотрены преобразователи для заряда батарей.

Для электроснабжения системы собственных нужд подстанций предусматривают понижающие трансформаторы с вторичным напряжением 380/220 В. Трансформаторы собственных нужд могут быть присоединены к сборным шинам РУ 6...10 кВ. Однако такая схема обладает недостатком, который заключается в нарушении электроснабжения системы собственных нужд при повреждениях в РУ.

Поэтому трансформаторы собственных нужд целесообразнее присоединять к выводам низшего напряжения главных трансформаторов на участках между трансформатором и выключателем.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по имеющимся на подстанции нагрузкам СН с учетом коэффициентов допустимой перегрузки и возможностью автоматического резервирования на шинах 0,4 кВ. Основные нагрузки СН приведены в табл. 16.

Таблица 16

Потребители собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность, кВт
Охлаждение силовых трансформаторов (в зависимости от номинальной мощности)	3,5...11
Подогрев приводов силовых выключателей: 35 кВ 110 кВ	6,3 19,5
Подогрев шкафов: КРУ КРУН	1 2,7
Устройство РПН	3,3
Наружное освещение ОРУ	3
Освещение, отопление, вентиляция ЗРУ	7
Аппаратура связи и телемеханики	8,7
Маслохозяйство	75

Глава 6. Расчет токов короткого замыкания

В курсовом проекте этот расчет ведется с целью проверки выбранной аппаратуры, проводов и кабелей на динамическую и термическую стойкость.

Исходными для расчета являются принятый вариант схемы электроснабжения, выбранные к установке трансформаторы цеховых ТП и ГПП провода и кабели. Составляется эквивалентная схема замещения, куда вносятся только элементы сети, значимо влияющие на величину токов короткого замыкания и выбираются точки КЗ. Эти точки следует намечать так, чтобы выбранное электрооборудование обтекалось наибольшими возможными токами короткого замыкания.

При составлении схемы замещения для установок напряжением выше 1000 В учитываются индуктивные сопротивления, активные сопротивления учитываются для воздушных линий с малыми сечениями проводов и со стальными проводами, а также для кабельных линий малых сечений.

При расчетах токов короткого замыкания в установках до 1000 В учитываются как активные, так и реактивные сопротивления. Можно пренебречь одним из этих сопротивлений, если его влияние на величину общего сопротивления не превышает 10 %.

Пользуясь известными из электротехники правилами преобразования электрических цепей (сложение параллельных и последовательных сопротивлений, замена треугольника эквивалентной звездой и т.д.), приводят расчетную схему к виду последовательно соединенных сопротивлений. После этого отдельно складывают активные и индуктивные сопротивления до точки короткого замыкания. Полное сопротивление находится

$$z = \sqrt{\left(\Sigma r^o\right)^2 + \left(\Sigma x^o\right)^2}, \text{ Ом.} \quad (46)$$

Следует иметь в виду, что короткозамкнутая цепь находится под различными номинальными напряжениями. В величины Σr^o и Σx^o входят приведенные значения сопротивлений.

Для расчета токов КЗ можно пользоваться методами практических (именованных) или относительных единиц. Если точка КЗ расположена вблизи мощной электростанции, то расчет ведется методом расчетных кривых.

В курсовых проектах схемы электроснабжения несложные, поэтому здесь дается метод именованных единиц. Рассчитывается ток трехфазного короткого замыкания как наиболее тяжелый аварийный случай в сетях промышленных предприятий, расположенных за двумя-тремя ступенями трансформации от электростанции.

Методы приведенных единиц предусматривают приведение всех сопротивлений цепи КЗ к одному базисному напряжению. Суть состоит в том, что напряжения по ступеням цепи представляются неизменными, а сопротивления этих ступеней как бы изменяющимися на величину отношения напряжения в точке КЗ к напряжению приводимого участка в квадрате, т.е. приведенное сопротивление будет

$$x^o = x \left(\frac{U_{\delta}}{U_n} \right)^2, \quad (47)$$

где x – действительное сопротивление участка, Ом;

U_{δ} – среднее напряжение в точке КЗ (базисное), кВ;

U_n – напряжение приводимого участка, кВ.

Если сопротивления элементов заданы в относительных единицах или в процентах, то приведенные значения их можно вычислить по формулам:

$$\text{а) для системы } x_c^o = x_c^* \frac{U_{\delta}^2}{S_{nc}}; \quad (48)$$

$$\text{б) для генератора } x_z^o = x_d'' \frac{U_{\delta}^2}{S_{nz}}; \quad (49)$$

$$\text{в) для трансформатора } x_m^o = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{nt}}; \quad (50)$$

$$\text{г) для реактора } x_p^o = \frac{x_p \%}{100} \cdot \frac{U_{\delta} U_{np}}{\sqrt{3} I_p U_{ny}}; \quad (51)$$

где x_c^* , x_d'' – индуктивные сопротивления системы генератора;

$U_k \%$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;

$x_p^o \%$ – индуктивное сопротивление реактора, %;

S_{nc} , S_{nz} , S_{nt} – номинальные мощности системы, генератора и трансформатора;

U_{np} – номинальное напряжение реактора;

I_p – номинальный ток реактора;

U_{ny} – номинальное напряжение сети, где установлен реактор.

Приведенное сопротивление электрических линий определяется

$$x_l^o = x_0 l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_{ny}} \right)^2, \quad (52)$$

где x_0 – удельное сопротивление провода, Ом/км;

l – длина линии, км;

$U_{нл}$ – номинальное напряжение приводимого участка (линии).

Если необходимо учесть активные сопротивления, то их приведенные сопротивления вычисляются по аналогичным формулам.

Действующее значение периодической слагающей тока КЗ за первый период: (сверхпереходный ток):

$$I'' = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3}z} \quad \text{или} \quad I'' = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3}\sum x}, \text{ кА.} \quad (53)$$

Ударный ток КЗ

$$i_y = \kappa_y \sqrt{2I''}, \text{ кА;} \quad (54)$$

где κ_y – ударный коэффициент, равный

$$\kappa_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}}, \quad (55)$$

где Ta – постоянная времени затухания апериодической слагающей тока КЗ.

В курсовом проекте ударный ток КЗ можно вычислить:

1) на шинах генераторного напряжения и на шинах подстанций 110 кВ и выше

$$i_y = 2,55 I'', \text{ кА;} \quad (56)$$

2) на шинах подстанций 35 кВ

$$i_y = 2,1 I'', \text{ кА;} \quad (57)$$

3) на шинах цеховых подстанций и в сетях 0,38 кВ

$$i_y = 1,41 I'', \text{ кА.} \quad (58)$$

Действующее значение полного тока КЗ за первый период (с учетом апериодической составляющей)

$$I_y = I'' \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)^2}, \text{ кА.} \quad (59)$$

В курсовом проекте эту величину можно вычислить:

1) на шинах генераторного напряжения и на шинах подстанций 110 кВ и выше

$$I_y = 1,52 I''; \quad (60)$$

2) на шинах подстанций 35 кВ

$$I_y = 1,21 I''; \quad (61)$$

3) на шинах цеховых подстанций и в сетях 0,38 кВ

$$I_y = I''. \quad (62)$$

В сетях, питающихся от мощных энергосистем, периодическая слагающая тока КЗ практически не изменяется во времени и можно принять

$$I'' = I_\infty, \quad (63)$$

где I_∞ - установившееся значение.

Это равенство справедливо также в удаленных точках сети, когда результирующее сопротивление, приведенное к номинальной мощности источников питания, более 3.

Если предприятие запитывается от турбо- или гидрогенераторов электростанций, то токи короткого замыкания необходимо рассчитать методом расчетных кривых.

Глава 7. Релейная защита

При расчетах релейной защиты необходимо пользоваться специальной литературой, например [11], или справочниками. Здесь приводятся основные положения из ПУЭ по защите трансформаторов, ЛЭП, а также приемников напряжением выше 1000 В.

Для удешевления электроустановок и повышения их надежности вместо автоматических выключателей должны применяться предохранители во всех случаях, если последние удовлетворяют требуемым параметрам по чувствительности и селективности работы, а также не препятствуют условиям работы автоматических устройств.

Коэффициенты чувствительности основных защит должны быть для максимальных токовых защит, токовых направленных защит, пусковых органов дистанционных защит не менее 1,5; для продольных дифференциальных защит, токовых отсечек (без выдержки времени) – не менее 2, для дополнительных защит – не менее 1,2.

Трансформаторы тока для цепей релейной защиты от коротких замыканий должны удовлетворять 10-процентной погрешности. При этом допускается подключение сюда измерительных приборов. Вторичные обмотки трансформаторов тока и нейтрали трансформаторов напряжения должны быть заземлены.

7.1. Защита трансформаторов

Для силовых трансформаторов должны предусматриваться защиты от следующих повреждений:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;

- 2) витковых замыканий в обмотках (газовая защита);
- 3) однофазных замыканий на землю в сетях с большими токами замыкания на землю;
- 4) токов в обмотках от внешних коротких замыканий;
- 5) от токов перегрузки;
- 6) понижения уровня масла;
- 7) от однофазных замыканий на землю в сетях 3...10 кВ, если это необходимо по условиям техники безопасности.

Газовая защита предусматривается для трансформаторов мощностью 630 кВА и более. Для трансформаторов 1000...4000 кВА она устанавливается, если нет быстродействующей защиты (дифференциальной отсечки или максимальной со временем действия больше 0,5 с). Для внутрицеховых понижающих трансформаторов газовая защита или защита от повышения давления необходима при мощности 630 кВА и более. Газовая защита настраивается на сигнал при слабом газообразовании и действует на отключение при интенсивном. Если же трансформатор имеет дифференциальную защиту, отсечку или не имеет выключателя, то газовая защита и при интенсивном газообразовании настраивается на сигнал. У внутрицеховых трансформаторов мощностью до 1600 кВА при наличии защиты от коротких замыканий со стороны питания интенсивное газообразование также действует на сигнал.

Продольная дифференциальная защита без выдержки времени от внутренних повреждений и на выводах трансформатора предусматривается при мощности 6300 кВА и более. Такую защиту можно применять для трансформаторов 4000 кВА, если трансформаторы работают параллельно — для трансформаторов 1000 кВА и более, если токовая отсечка не удовлетворяет по чувствительности, а максимальная защита имеет выдержку

времени более 0,5 с и нет газовой защиты. Если трансформатор присоединен к линии через предохранитель, то дифференциальная защита не предусматривается.

Токовая отсечка без выдержки времени устанавливается со стороны питания во всех случаях, если не предусмотрена дифференциальная защита.

Максимальная токовая защита предусматривается для защиты трансформаторов всех мощностей от внешних коротких замыканий и перегрузки. При этом для трансформаторов мощностью до 1600 кВА, напряжением 35 кВ и ниже не предусматривается токовая отсечка, если выдержка времени максимальной токовой защиты 1с и менее.

Главный предохранитель или автоматический выключатель, устанавливаемый на низшей стороне трансформатора 3...10/0,4...0,66 кВ, выбирается по номинальной мощности трансформатора.

7.2. Защита линий

В курсовых проектах для защиты линий необходимо предусмотреть токовую отсечку с выдержкой или без выдержки времени и максимальную токовую защиту, определить, какая из них основная, какая резервная. Во внутривоздушных сетях напряжением 6...10 кВ, если нет отключающего аппарата у цехового трансформатора, предусматривается защита "линия-трансформатор". В этом случае релейная защита выполняется в объеме защиты трансформатора. На линиях напряжением 110...330 кВ от многофазных замыканий основной защитой должна быть

токовая отсечка, тогда максимальная токовая будет резервной. На этих линиях также предусматривается защита от многофазных и однофазных замыканий на землю. Для параллельных линий 110...330 кВ в качестве основной защиты применяется поперечная дифференциальная.

7.3. Защита электродвигателей напряжением 6...10 кВ

Асинхронные двигатели 6...10 кВ должны быть защищены от многофазных коротких замыканий, от перегрузки и снижения напряжения, Синхронные, дополнительно к перечисленным, обеспечиваются защитой от выхода из синхронизма. От многофазных коротких замыканий защищаются плавкими предохранителями, если отключающая способность предохранителей (ВНП) является достаточной. Если выключатель нагрузки (ВНП) неприменим, то двигатели мощностью менее 2000 кВт обеспечиваются токовой отсечкой, рассчитанной по пусковому току двигателя. Двигатели мощностью выше 2000 кВт обеспечиваются дифференциальной защитой. Такая защита может быть предусмотрена и для двигателей менее 2000 кВт, если отсечка не проходит по чувствительности.

Защита от перегрузок рассчитывается по номинальному току двигателя. Для этого используются индукционные элементы реле.

Минимальная защита напряжения отстраивается на $(0,55...0,7)U_{ном}$ и выполняется с выдержкой времени 0,5...1,5 с для неответственных двигателей, 10...15 с - для ответственных двигателей.

В необходимых случаях для двигателей 3...10 кВ предусматривается защита от замыкания на землю.

Для расчета защиты электропечных, преобразовательных и конденсаторных установок можно обратиться к [11].

Глава 8. Расчет и выбор заземляющих устройств

В системах электроснабжения промышленных предприятий используются электрические сети разных напряжений с различными режимами работ нейтралей генераторов и силовых трансформаторов. Кроме типовых схем электроснабжения с цеховыми трансформаторными подстанциями (ТП) 10/0,4 кВ, запитанными от главной понизительной подстанции (ГПП) 35...220/10 кВ, находят применение схемы глубоких вводов с ТП 35...110/0,4 кВ. Поэтому на ТП промышленных предприятий встречается множество вариантов совмещения сетей разных напряжений.

Согласно требованиям ПУЭ нейтрали установок и все металлические нетоковедущие части электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, заземляют. Для этого сооружаются специальные заземляющие устройства, служащие для обеспечения безопасности людей и защиты электроустановок, а также эксплуатационных режимов работы.

Заземляющим устройством (ЗУ) называется совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлителем называется проводник (электрод) или совокупность металлически связанных проводников, находящихся в соприкосновении с землей.

Естественные заземлители – это электропроводящие части коммуникации зданий и сооружений производственного или иного назначения, используемые для целей заземления.

Искусственный заземлитель – закладываемые в землю металлические электроды, специально предназначенные для целей заземления.

Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части с заземлителем.

Наибольшие допустимые значения сопротивлений ЗУ регламентируются в ПУЭ и при проектировании систем электроснабжения необходим расчет сопротивлений ЗУ.

В качестве искусственных заземлителей используются стальные электроды (без окраски), имеющие следующие минимальные размеры. Диаметр круглых (прутковых) заземлителей (мм):

неоцинкованных – 10;

оцинкованных – 6;

сечение прямоугольных заземлителей (мм^2) – 48;

толщина прямоугольных заземлителей (мм) – 4;

толщина полок угловой стали (мм) – 4.

Рекомендуется принимать длину вертикальных строжневых электродов, равной 2...5 м, а электродов из угловой стали - 2,5...3 м. Верхний конец вертикального заземлителя целесообразно заглублять на 0,5...0,7 м от поверхности земли. Горизонтальные заземлители, связывающие между собой вертикальные электроды, выполняются из стальных полос толщиной не менее 4 мм и круглой стали диаметром не менее 6 мм. Горизонтальные полосы (без вертикальных стержней) могут служить также как самостоятельные заземлители.

Расчет ЗУ сводится обычно к расчету заземлителя, так как заземляющие проводники в большинстве случаев принимаются по условиям механической прочности и стойкости к коррозии по ПУЭ.

Расчет ЗУ электроустановок производят в следующем порядке:

1. По генплану с учетом отведенной территории для ТП намечают расположение вертикальных заземлителей (в ряд, по контуру), с определением общей длины горизонтальной полосы.

Выбирают тип вертикальных заземлителей (Приложение И), задают все необходимые размеры для электродов (см. пример).

2. В соответствии с ПУЭ по признаку сети (Приложение К) устанавливают допустимое сопротивление ЗУ – R_z . Если ЗУ является совмещенным для нескольких установок, то за расчетное сопротивление ЗУ принимают наименьшее из них.

3. При использовании естественного заземлителя производят сравнение его сопротивления R_e с допустимым R_z . Если $R_e \leq R_z$, то искусственный заземлитель излишен. Если $R_e > R_z$, то необходимое сопротивление искусственного заземлителя R_u определяют по выражению (как одно из параллельных сопротивлений R_e и R_u составляющих R_z):

$$R_u = R_e \cdot R_z / (R_e - R_z)$$

4. Корректируют расчетное удельное сопротивление грунта ρ (Приложение Л) с учетом коэффициента сезонности K_c (Приложения М и Н) для вертикальных и горизонтальных электродов.

5. Определяют сопротивление растеканию тока в грунт через одиночный заземлитель в соответствии с формулами в Приложении И – $R_{овз}$.

6. Определяют ориентировочное число вертикальных электродов при предварительно принятом коэффициенте использования вертикальных заземлителей $K_{ув}$.

$$N = R_{овз} / (K_{ув} \cdot R_u)$$

Коэффициент $K_{ув}$ учитывает увеличение сопротивления заземлителя вследствие явления экранирования соседних электродов. Значения коэффициентов в зависимости от расположения вертикальных электродов приведены в табл. 6. В предварительных расчетах величину $K_{ув}$ принимают равной некоторому среднему

значению коэффициентов из Приложения О ($K_{ue}=0,6...0,8$), т.к. K_{ue} в свою очередь зависит от числа электродов.

7. Определяют расчетное сопротивление растеканию тока в грунтах через горизонтальные электроды R_{p23} по формуле:

$$R_{p23} = R_{23}/K_{u23},$$

где R_{23} - сопротивление растеканию тока в грунт через горизонтальные электроды (Приложение И).

Значения коэффициентов использования горизонтальных электродов K_{u23} приведены в Приложении П в зависимости от ориентировочного числа вертикальных электродов и их расположения.

8. Уточняют необходимое сопротивление вертикальных электродов R_{63} с учетом проводимости горизонтальной полосы.

$$R_{63} = R_{p23} \cdot R_u / (R_{p23} - R_u).$$

9. Определяют уточненное значение коэффициента использования вертикальных электродов (K_{uey}) по Приложению О при известном числе электродов – N , отношении расстояния между вертикальными электродами к их длине – $K=a/l$ и их расположению.

10. Определяют окончательное число вертикальных электродов, используя уточненное значение K_{uey} , по формуле

$$N_I = R_{063} / (K_{uey} \cdot R_{63}),$$

11. Для установок напряжением выше 1000 В в сетях с заземленной нейтралью сечение заземляющих проводников проверяют на термическую стойкость по формуле

$$S_m = I_p \cdot \sqrt{t_n} / K_m,$$

где I_p – расчетный ток через проводник, А;

t_n – приведенное время прохождения тока КЗ на землю;

K_m – температурный коэффициент, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева проводника (для стали $K_m=74$, для меди $K_m=195$, для алюминия $K_m=112$)

Методика проверки по п. 11 подробно изложена в [7].

Пример. Требуется рассчитать заземление встроенной цеховой ТП–10/0,4 кВ с двумя трансформаторами мощностью 630 кВА со следующими данными: наибольший ток I через заземляющее устройство при замыкании на землю на стороне 10 кВ равен 20 А; грунт в месте окружения – суглинок, место сооружения – Читинская область, в качестве естественного заземлителя используются металлические части фундамента цеха с сопротивлением растеканию $R_e=10 \text{ Ом}$.

Решение.

1. Предполагаем сооружение заземлителя с внешней стороны цеха (размеры здания - 25х50 м) с расположением вертикальных электродов в один ряд на длине 25 м; тип заземлителя (Приложение И) – вертикальные электроды в земле, соединенные горизонтальной полосой; материал вертикальных и горизонтальных заземлителей – круглая сталь диаметром 25 мм; верхняя кромка вертикальных электродов и горизонтальные электроды заглублены на 0,7 м; длина вертикальных электродов 2,5 м.

2. На стороне 10 кВ – нейтраль изолирована, на стороне 0,4 кВ – глухо заземлена. Планируем совмещенное ЗУ для высокого и низкого напряжений.

По Приложению К для установок с напряжением 380 В сопротивление ЗУ $R_z=4 \text{ Ом}$; для установок с напряжением 10 кВ при совмещенном ЗУ для высокого и низкого напряжения R_z определяется по формуле

$$R_z \leq 125/I \leq 125/20 = 6,25 \text{ (Ом)}.$$

За расчетное сопротивление принимаем наименьшее из них, т.е.
 $R_3=4 \text{ Ом}$.

3. Учитывая проводимость естественного заземлителя рассчитываем сопротивление искусственного ЗУ

$$R_u = R_e \cdot R_3 / (R_e - R_3) = 10 \cdot 4 / (10 - 4) = 6,67 \text{ (Ом)}.$$

4. Корректируем расчетное удельное сопротивление грунта вертикальных и горизонтальных электродов умножением на коэффициент сезонности

$$\rho_{pв} = \rho \cdot K_{св} = 100 \cdot 1,7 = 170 \text{ (Ом} \cdot \text{м)};$$

$$\rho_{pг} = \rho \cdot K_{сг} = 100 \cdot 4,5 = 450 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}.$$

Значения ρ принимаются из Приложения Л, $K_{св}$, $K_{сг}$ из Приложения Н (Приложение М вспомогательное для выявления климатических зон).

5. Определяем сопротивление растеканию одиночного заземлителя по формуле из Приложения И.

$$R_{овз} = \rho_{pв} (\ln(2l/d) + 0,5 \cdot \ln((4t+l)/(4t-l))) / 2\pi l = 170 \cdot (\ln(2 \cdot 2,5/0,025) + 0,5 \cdot \ln((4 \cdot 1,95 + 2,5)/(4 \cdot 1,95 - 2,5))) / 6,28 \cdot 2 = 60,962 \text{ (Ом)}.$$

6. Ориентировочное число вертикальных электродов при усредненном значении $K_{ув}=0,8$.

7. Определяем сопротивление растеканию горизонтальных электродов с учетом экранирования.

$$R_{гз} = \rho_{pг} (\ln(l^2/d \cdot t)) / 2\pi l = 450 (\ln(25^2/0,025 \cdot 0,7)) / 6,28 \cdot 25 = 30,0 \text{ (Ом)}$$

$$R_{пгз} = R_{гз} / K_{угз} = 30,05 / 0,62 = 48,47 \text{ (Ом)}$$

$R_{гз}$ определяем по формуле из Приложения И, а $K_{угз}$ из Приложения П. При $K=a/l=l_2/(N-1) \cdot l=25/(11-1) \cdot 2,5=1$ ($l_2=25 \text{ м}$ – длина горизонтального заземлителя).

8. Уточняем необходимое сопротивление вертикальных электродов $R_{\text{вз}}$ с учетом проводимости горизонтального заземлителя.

$$R_{\text{вз}} = R_{\text{пз}} \cdot R_{\text{у}} / (R_{\text{пз}} - R_{\text{у}}) = 48,47 \cdot 6,67 / (48,47 - 6,67) = 7,73 (\text{Ом}).$$

9. Окончательное число вертикальных электродов при уточненном коэффициенте использования $K_{\text{уву}}$ (Приложение О).

$$N_1 = R_{\text{овз}} / K_{\text{увз}} \cdot R_{\text{вз}} = 60,962 / 0,62 \cdot 7,73 = 12,72.$$

Окончательно принимаем число вертикальных электродов, округляя результат в большую сторону $N_1 = 13 \text{ шт.}$

Глава 9. Молниезащита ГПП

Электрооборудование подстанций защищается от прямых ударов молнии с помощью молниеотводов. Молниеотвод представляет собой возвышающееся над защищаемым объектом сооружение, через которое разряд молнии, минуя объект, отводится в землю.

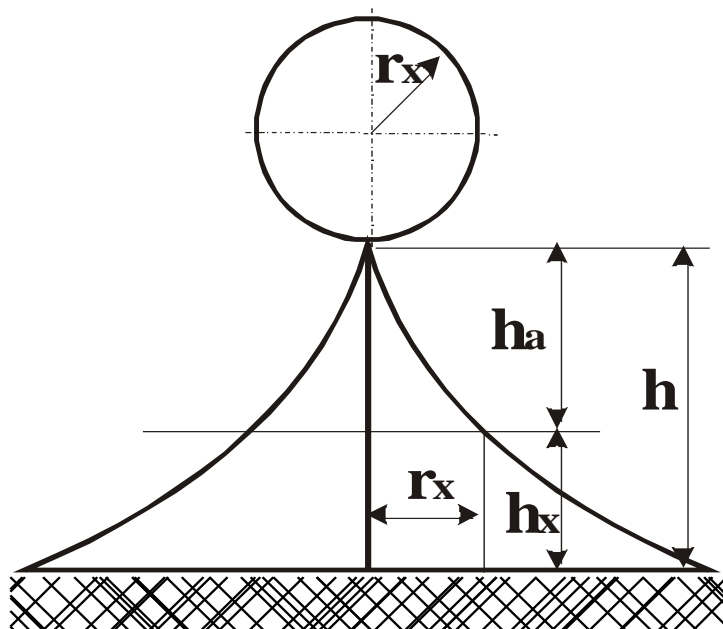


Рис. 3. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой до 60 м

По типу молниеприемников токоотводы бывают стержневые и тросовые, представляющие собой горизонтально подвешенные провода, соединенные токоотводом с заземлителем. Тросовые молниеотводы применяются для защиты токопроводов и гибких связей ОРУ подстанций, а также для защиты участков ВЛ 35...220 кВ длиной 1...3 км на подходе к подстанции. На каждой фазе ВЛ в начале защищенного подхода к подстанции устанавливается трубчатый разрядник. Вокруг молниеотвода имеется зона, непоражаемая грозовыми разрядами, которая называется *зоной защиты молниеотвода* (рис. 3). При расчете стержневых молниеотводов следует так рассчитать высоту h_x до точки на границе защищаемой зоны и расстояние от стержня r_x , чтобы защищаемый объект оказался внутри зоны защиты. Для одиночных стержневых молниеотводов высотой h до 60 м

$$r_x = \frac{1,6h_a K_p}{1 + \frac{h_x}{h}}, \text{ м}; \quad (64)$$

где $h_a = h - h_x$ - активная высота молниеотвода, м;

$K_p = \frac{5,5}{\sqrt{h}}$ - коэффициент, учитывающий разные высоты

молниеотвода;

h_x - высота точки на границе защищаемой зоны, м.

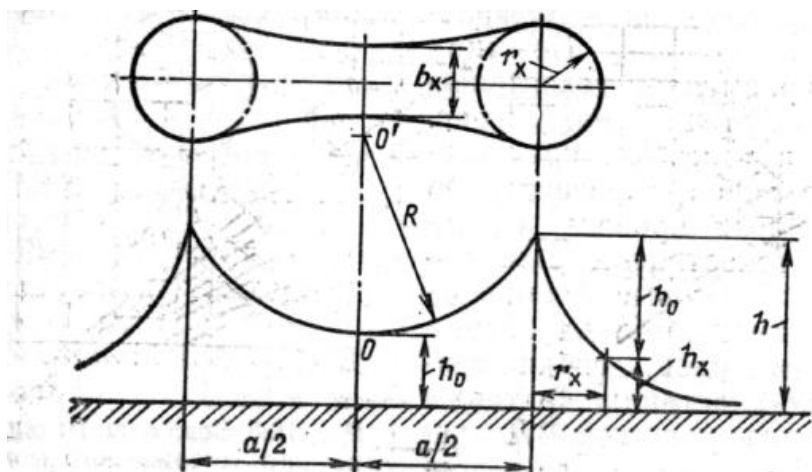


Рис. 4. Зона защиты двух стержневых молниеотводов высотой до 60 м

Очертания зоны защиты двойного стержневого молниеотвода высотой менее 60 м приведены на рис. 4. Граница внешней зоны с радиусом r_x для вертикального сечения каждого молниеотвода определяется по (64), а граница зоны защиты между молниеотводами в вертикальном сечении, проходящем через оба молниеотвода, определяется окружностью с радиусом R , проходящей через вершины молниеотводов и точку O в середине расстояния между молниеотводами на высоте, м,

$$h_0 = h - a/7K_p, \quad (65)$$

где a - расстояние между молниеотводами, м.

Наименьшая ширина зоны защиты молниеотвода b_x в горизонтальном сечении на высоте h_x определяется по кривым рис. 5. Для молниеотводов высотой до 30 м отношение a/h_a находится в пределах $0 \dots 7$. Два молниеотвода взаимодействуют только в том случае, если $a/h_a \leq 7$. Для определения ширины защитной зоны b_x определяют отношение a/h_a . Допустим, это соотношение $a/h_a = 3$. Затем находим отношение h_x/h . В рассматриваемом случае оно равно $0,3$. Кривая **0,3h** на рис. 5 пересекается с ординатой, восстановленной из точки **3** абсциссы, на уровне $b_x/2h_a = 0,9$. Теперь находим наименьшую ширину защитной зоны b_x на высоте h_x

$$b_x = 0,9 \cdot 2h_a$$

При расчетном отношении $a/h_a = 5 \dots 7$ пользуются кривыми рис. 5. Если расстояние $a > 7h_a$, то между зонами 100%-ного поражения обоих молниеотводов образуется незащищенная зона, в которой объект даже с установленными молниеотводами может оказаться пораженным грозovým разрядом. Зоны защиты трех и более молниеотводов определяются аналогично. Молниезащита зданий и сооружений должна быть выполнена в соответствии с [15, 16].

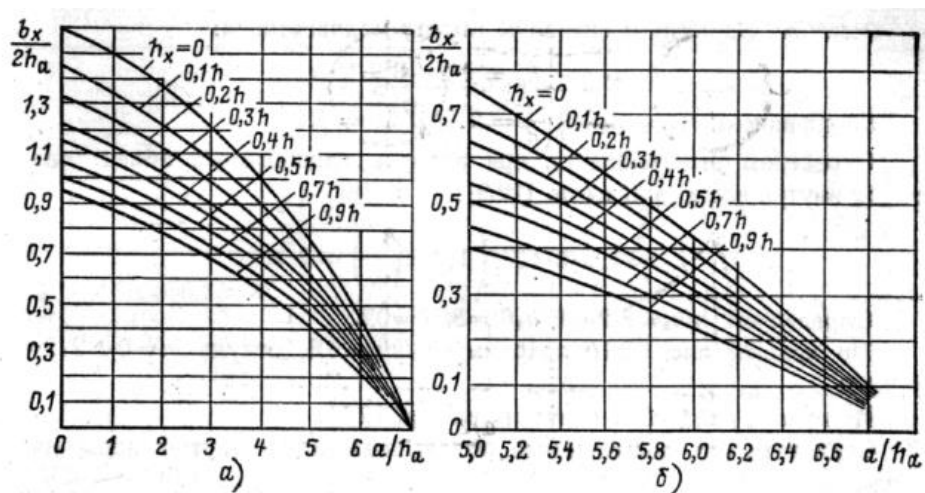


Рис. 5. Значения наименьшей ширины зоны защиты b_x

двух стержневых молниеотводов:

а) для $a/h_a=0...7$; б) для $a/h_a=5...7$

Пример. Рассчитать защитную зону двойного стержневого молниеотвода высотой $h=10$ м при расстоянии между молниеотводами $a=8$ м. Защищаемое сооружение имеет высоту $h_x=8$ м и $cd=7 \times 2$ м. Взаимное расположение сооружения и молниеотводов приведено на рис. 6.

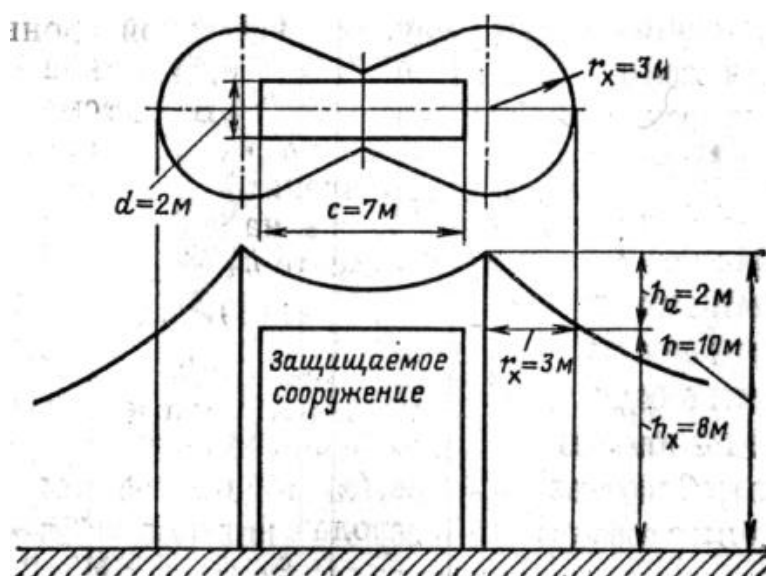


Рис. 6. Защитная зона двух стержневых молниеотводов

Решение. Определим активную высоту молниеотвода:

$h_a = h - h_x = 10 - 8 = 2$ м. Коэффициент $K_P = \frac{5,5}{\sqrt{h}} = \frac{5,5}{\sqrt{10}} = 1,7$. Определим

расстояние r_x , при котором защищаемый объект окажется внутри зоны защиты по (66):

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 2 \cdot 1,7}{1 + \frac{8}{10}}, = 3 \text{ м.}$$

Определяем: $a/h_a = 8/2 = 4$; $h_x/h = 8/10 = 0,8$.

По кривым рис. 5 находим: $b_x/2h_a = 0,6$, откуда $b_x = 0,6 \cdot 2 \cdot 2 = 2,4$ м.

Перенесем найденные значения на рис. 6.

Следовательно, защищаемый объект находится внутри зоны защиты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При написании пособия авторы ставили своей задачей систематизировать и доступно изложить основные вопросы проектирования, опираясь на существующие нормативные материалы, ГОСТ и исследования в области электроснабжения промышленных предприятий. Большое внимание уделялось вопросам повышения экономичности систем электроснабжения путем выбора рациональных режимов работы, снижения потерь электроэнергии, применения современного комплектного электрооборудования.

Если учитывать, что при проектировании систем электроснабжения существенно проявляется взаимное влияние многих факторов, в пособии ряд вопросов, такие как качество напряжения и электроэнергии, выбор силовых трансформаторов, компенсация реактивной мощности и др., рассмотрены с единых позиций и проиллюстрированы соответствующими примерами. Такое изложение, на взгляд авторов, должно привлечь внимание студентов на многообразие возможных технических решений, из которых целесообразные могут быть получены только в процессе творческой работы.

ГЛОССАРИЙ

Система электроснабжения - совокупность взаимосвязанных элементов электроустановок (ЭУ), предназначенных для производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Трансформаторная подстанция (ТП) - ЭУ, предназначенная для преобразования электроэнергии одного напряжения в электроэнергию другого напряжения с помощью трансформатора.

Кабельная линия (КЛ) – это ЭУ, являющаяся совокупностью токоведущих элементов, их изоляции и несущих конструкций, предназначенная для передачи электроэнергии на расстояние.

Распределительное устройство (РУ) – это ЭУ, предназначенная для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении без преобразования и трансформации

Электрическая нагрузка – величина, характеризующая потребление электроэнергии отдельными приемниками, группой приемников в цехе, цехом и заводом в целом.

Электроприемник - индивидуальное устройство (электродвигатель, печь, лампа, агрегат с многодвигательным приводом и т.п.), потребляющее электроэнергию.

Потребитель электроэнергии – совокупность электроприемников цеха или предприятия в целом, объединенных в группы по ряду признаков.

Компенсирующее устройство (КУ) – это ЭУ, предназначенная для компенсации реактивной мощности, потребляемой электроприемниками и их группами.

Библиографический список

1. Волобринский, С.Д. Электрические нагрузки и балансы промышленных предприятий / С.Д. Волобринский. – Л.: Энергия, 1976.
2. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005.
3. Карпов, Ф.Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях / Ф.Ф. Карпов. – М.: Энергия, 1975.
4. Мукосеев, Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий / Ю.Л. Мукосеев. – М.: Энергия, 1973.
5. Правила устройства электроустановок. - 7-е изд. - М., 2002.
6. Железко, Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии / Ю.С. Железко. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
7. Федоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учеб.пособие для вузов / А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. - М.: Энергоатомиздат, 1987.-368с.
8. Федоров, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. / А.А. Федоров, В.В. Каменева. – М.: Энергоатомиздат, 1984.-472с.
9. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. / под ред. А.А. Федорова, Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980.- 576с.
10. Указания по расчету электрических нагрузок: РТМ 36.18.32.4 – 92. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1992.

11. Андреев, В.А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения / В.А. Андреев. - М.:Высш.шк., 1985.-391с.
12. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2 т. Т 1. Электроснабжение / под общ. ред. А.А.Федорова. - М.:Энергоатомиздат, 1986.-568с.
13. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю.Г.Барыбина. - М.:Энергоатомиздат, 1991.-464с.
14. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 01.01.1999. – М.: Изд-во стандартов, 1999.
15. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Введ. 12. 10.1987. – М.: Изд-во стандартов, 1987.
16. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – Введ. 30.06.2003. – М.: Изд-во стандартов, 2003.

**Значения коэффициентов использования и мощности различных
электроприемников**

Наименование электроприемника	K_u	$\cos\varphi$
Автомат импульсно-дуговой наплавки, станок для стыковой сварки	0,25	0,65
Автомат многопозиционный, алмазно-расточный, резбонарезной станок, отрезной полуавтомат	0,12...0,14	0,4...0,5
Ванна для пропитки, ванна обезжиривания	0,6...0,7	0,7
Вентилятор, вытяжной шкаф	0,65...0,8	0,8
Галтовочный барабан	0,4...0,5	0,7
Закалочный бак	0,6...0,7	0,7
Заточный, наждачный, точильный станки	0,1	0,6...0,7
Комбинированный деревообрабатывающий станок, лесопильная рама, электрорубанок	0,2...0,3	0,5...0,6
Кран-балка, кран мостовой	0,15...0,35	0,5
Механические двери, механический колун	0,1	0,6...0,7
Ножницы механические, дисковые, гильотинные, машина листогибочная	0,1	0,65...0,7
Обдирочно-шлифовальный, плоскошлифовальный, круглошлифовальный станок, полировальный станок	0,12...0,14	0,4...0,5
Пресс кривошипный, гидравлический, чеканочный, прессножницы, зигмашина	0,17	0,65
Продольно-строгальный, поперечно-строгальный станок, долбежный станок	0,12...0,14	0,4...0,5
Рейсмусовый станок	0,12...0,14	0,4...0,5
Сварочный преобразователь, преобразователь дуговой электросварки, выпрямитель сварочный	0,4	0,5
Сварочный трансформатор	0,2	0,3...0,4
Сверлильный, радиально-сверлильный, вертикально-сверлильный станок	0,12...0,14	0,4...0,5
Станок для намотки катушек, для изоляции проводов	0,2...0,3	0,5...0,6
Стенд сборки и обкатки машин	0,25...0,3	0,6...0,7
Стружечный транспортёр	0,35	0,7
Твердомер шариковый	0,1	0,7
Токарный, токарно-винторезный, токарно-револьверный центrovальный станки, токарный полуавтомат	0,12...0,14	0,4...0,5
Трансформатор для пайки	0,65...0,7	0,4...0,5
Установка высокой частоты, высокочастотная установка для сушки древесины	0,7...0,8	0,65
Фрезерный, вертикально-фрезерный станок	0,12...0,14	0,4...0,5
Циркулярная, циркульно-маятниковая пила	0,12...0,14	0,4...0,5
Электropечь камерная, шахтная, электropечь-ванна	0,8	0,96...0,98
Электropечь, электронагревательная плита, печь сопротивления, шкаф сушильный	0,65	1

Значения коэффициентов использования и мощности для цехов
промышленных предприятий

Наименование цеха	K_u	$\cos\varphi$
1	2	3
Административный корпус, столовая	0,4...0,6	0,7
Автотранспортный цех, гараж, транспортный цех, депо электрокар	0,2...0,3	0,7...0,8
Бетоносмесительный цех, глиноподготовительное отделение, отделение приготовления жидких добавок, шламбассейн	0,7	0,7
Блок вспомогательных цехов, мастерские, инструментальный, ремонтно-механический, моторный цеха, регулировочный корпус, цеха мелких серий, товаров народного потребления, обмотки проводов	0,3...0,4	0,6...0,8
Водозабор, насосная станции	0,65...0,8	0,8
Водородная, газогенераторная, кислородная станции	0,56	0,8
Галерея подачи керамзита	0,7	0,75
Деревообрабатывающий, лесопильный, мебельный, столярный цеха, плотнично-опалубочная мастерская, лесопильный завод	0,4...0,5	0,6...0,75
Дымососы	0,7	0,8
Заводы железобетонных изделий, гипсошлаковых перекрытий, крупнопанельного домостроения, шифера; строительный цех открытый полигон железобетонных изделий, полигон крупнообломочного оборудования	0,7...0,8	0,75...0,8
Зарядная станция	0,7...0,8	0,5...0,6
Изоляционный цех	0,5...0,6	0,6...0,7
Компрессорная, холодильная установки	0,65...0,8	0,8
Конструкторско-экспериментальный, испытательный, опытный, модельный цеха, лабораторный корпус, цех испытания холодильников	0,3...0,4	0,6...0,8
Котельная	0,6	0,75
Красильный, малярный цеха	0,7...0,8	0,7...0,75
Лаковарочный цех	0,65...0,7	0,7
Литейный цех	0,6	0,7
Литейный цех серого чугуна	0,6...0,65	0,7...0,8
Литейный цех цветных металлов	0,6...0,65	0,5...0,65
Мазутное хозяйство	0,6...0,7	0,6...0,7
Механический, механоремонтный, механосборочный, электроремонтный, сборочный, аппаратный цеха, цех металлоконструкций,	0,3...0,4	0,6...0,8

электроцех		
Отделение сырьевых, цементных мельниц, дробильно-сортировочная установка	0,55...0,65	0,7...0,75

Продолжение таблицы Приложение Б

1	2	3
Печное отделение, термический, спекальный, сушильный цеха, отделение клинкера	0,7	0,8
Прессовый, кузнечный, штамповочный, термообрубный цеха	0,6...0,65	0,75...0,8
Разливочная	0,6	0,7
Сварочный, заготовительно-сварочный цех	0,3...0,4	0,5...0,6
Склад, площадка готовой продукции, тарный, упаковочный, заготовительный цеха, парк готовой продукции	0,2...0,3	0,6...0,7
Доменный, мартеновский, сталелитейный цеха	0,3...0,5	0,75...0,8
Сырьевой парк, нефтеловушка	0,3...0,4	0,7...0,75
Трансформаторный цех	0,4...0,5	0,65...0,7
Установка каталитического крекинга	0,85	0,9
Установка прямой гонки	0,8	0,8
Установка термического крекинга	0,8	0,8
Цеха водоочистки, фильтрации, очистные сооружения	0,75	0,8
Цех горячего эмалирования	0,6	0,7...0,8
Цех горячей прокатки, слябинг, цех проката жести, арматурный цех	0,3...0,4	0,75...0,8
Цех красителей	0,4...0,6	0,7...0,8
Цех метиленхлорида	0,4...0,5	0,65...0,75
Цех минеральной ваты	0,45...0,55	0,6...0,7
Цех натриевой соли	0,5...0,6	0,6...0,75
Цех производства хлорофоса	0,45...0,6	0,9
Цех регенерации	0,55...0,7	0,7...0,8
Цех резки стекла	0,3...0,4	0,6...0,8
Цех сжигания газов	0,6...0,7	0,7...0,8
Цех синильной кислоты	0,45...0,55	0,6...0,7
Цех сульфата аммония	0,4...0,6	0,65...0,75
Цеха трикотажных, чулочных, шерстяных, носочных, нейлоновых, капроновых изделий, швейная мастерская	0,5	0,7...0,8
Цех хлора и каустика	0,4...0,6	0,8...0,9
Цеха шихты, рудничной мелочи	0,4...0,5	0,65...0,7
Цеха электролиза, металлопокрытий	0,6	0,78...0,85
Электродный цех	0,45	0,8
Элоу (электрообессоливающая установка)	0,8	0,8

Приложение В

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

n_3	Коэффициент использования K_u								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,50	1,33	1,04	1,0
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,60	1,33	1,14	1,0
3	4,05	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1,0
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,06	1,0
5	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,03	1,0
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,11	1,13	1,06	1,01	1,0
7	2,49	1,86	1,54	1,23	1,12	1,10	1,04	1,01	1,0
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,0	1,0
9	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1,0	1,0
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1,0	1,0	1,0
11	2,11	1,61	1,35	1,1	1,06	1,04	1,0	1,0	1,0
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1,0	1,0	1,0
13	1,99	1,52	1,29	1,06	1,04	1,01	1,0	1,0	1,0
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0
15	1,89	1,46	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17	1,81	1,41	1,21	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	1,78	1,39	1,19	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
19	1,75	1,36	1,17	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	1,72	1,35	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	1,69	1,33	1,15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	1,67	1,31	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
23	1,64	1,30	1,12	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
24	1,62	1,28	1,11	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
25	1,6	1,27	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
30	1,51	1,21	1,05	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
35	1,44	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
40	1,4	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
45	1,35	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
50	1,3	1,07	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
60	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
70	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
80	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
90	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
100	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Приложение Г

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

n_3	Коэффициент использования K_u							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 и более
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1,0
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,0
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,0	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93
6...8	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9...10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10...25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
25...50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85
Более 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8

Приложение Д

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

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

n_I^*	P_I^*																
	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,5	0,45	0,4	0,35	0,3	0,25	0,2	0,15
0,01	0,011	0,012	0,013	0,015	0,017	0,019	0,023	0,026	0,031	0,037	0,047	0,059	0,076	0,10	0,14	0,20	0,32
0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,09	0,11	0,14	0,19	0,26	0,36	0,51
0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,11	0,13	0,16	0,21	0,27	0,36	0,48	0,64
0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,15	0,18	0,222	0,27	0,34	0,44	0,57	0,72
0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,08	0,1	0,11	0,13	0,15	0,18	0,22	0,26	0,33	0,41	0,51	0,64	0,79
0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,12	0,13	0,15	0,18	0,21	0,26	0,31	0,38	0,47	0,58	0,7	0,83
0,08	0,08	0,09	0,11	0,12	0,13	0,15	0,17	0,2	0,24	0,28	0,33	0,40	0,48	0,57	0,68	0,79	0,89
0,1	0,1	0,12	0,13	0,15	0,17	0,19	0,22	0,25	0,29	0,34	0,40	0,47	0,56	0,66	0,76	0,85	0,92
0,15	0,16	0,17	0,2	0,23	0,25	0,28	0,32	0,37	0,42	0,48	0,56	0,67	0,72	0,80	0,88	0,93	0,95
0,2	0,21	0,23	0,26	0,29	0,33	0,37	0,42	0,47	0,54	0,64	0,69	0,76	0,83	0,89	0,93	0,95	
0,25	0,25	0,29	0,32	0,36	0,41	0,45	0,51	0,57	0,64	0,71	0,78	0,85	0,90	0,93	0,95		
0,3	0,32	0,35	0,39	0,43	0,48	0,53	0,6	0,66	0,73	0,80	0,86	0,90	0,94	0,95			
0,35	0,37	0,41	0,45	0,5	0,56	0,62	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91	0,94	0,95				
0,4	0,42	0,47	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,81	0,86	0,91	0,93	0,95					
0,45	0,47	0,52	0,58	0,64	0,7	0,76	0,81	0,87	0,91	0,93	0,95						
0,5	0,53	0,58	0,64	0,7	0,76	0,82	0,89	0,91	0,94	0,95							
0,55	0,57	0,63	0,69	0,75	0,82	0,87	0,91	0,94	0,95								
0,6	0,63	0,69	0,75	0,81	0,87	0,91	0,94	0,95									
0,65	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91	0,94	0,95										
0,7	0,73	0,8	0,86	0,9	0,94	0,95											
0,75	0,78	0,85	0,9	0,93	0,95												
0,8	0,83	0,89	0,94	0,95													
0,85	0,88	0,93	0,95														
0,9	0,92	0,95															

Основные технические данные конденсаторных установок

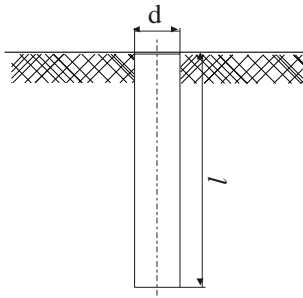
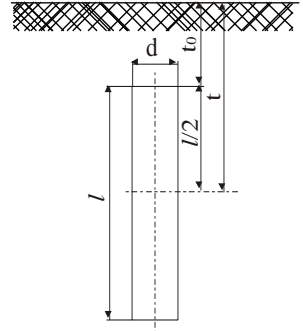
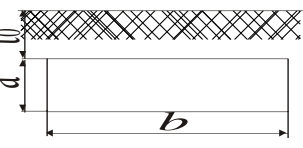
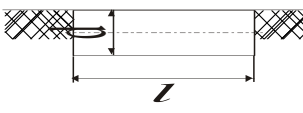
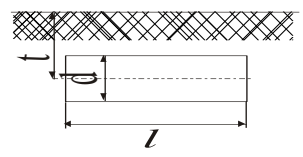
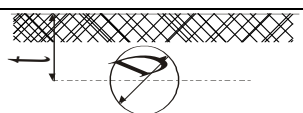
Тип КУ	Номинальное напряжение, кВ	Шкала мощностей, квар
УК-0,38-Q У3	0,38	75, 150, 225, 450
УКН(Т)(В)-0,38-Q У3	0,38	75, 150, 225, 450
УКН(М)-0,38-Q-50 У3	0,38	150, 300
УКН(М)-0,38-Q-150 У3	0,38	450, 600, 750, 900
УК-6-Q У3	6	300, 600, 900, 1200
УКН(М)-6-Q У3	6	300, 600, 900, 1200, 1500, 1800
УК-10-Q У3	10	300, 600, 900, 1200, 1500, 1800
УКН(М)-10-Q У3	10	300, 600, 900, 1200, 1500, 1800
УК-0,38-Q У1	0,38	75, 150, 225, 450
УКН(Т)(В)-0,38-Q У1	0,38	75, 150, 225, 450
УК-6-Q У1	6	90, 180, 450, 675
УКН(М)-6-Q У1	6	300, 600, 900, 1200, 1500, 1800
УК-10-Q У1	10	90, 180, 450, 675
УКН(М)-10-Q У1	10	300, 600, 900, 1200, 1500, 1800
ККТ(Н)-0,38-Q У1 (У3)	0,38	25, 50
Комплектные конденсаторные установки		
УК-0,38-Н	0,38	1x110, 2x110, 3x110, 4x110, 5x110, 1x150, 2x150, 3x150, 4x150, 5x150
УК-6/10	6; 10	450, 675, 900, 1125

Величина α_m синхронных двигателей

Тип СД	Напряже ние на зажимах, о.е.	Коэффициент загрузки		
		0,9	0,8	0,7
СДН 6 и 10 кВ	0,95	1,31	1,39	1,45
	1,0	1,21	1,27	1,33
	1,05	0,96	1,12	1,17
СДН 6 кВ 600...1000 об/мин 375...500 об/мин 187...300 об/мин 100...167 об/мин	1,1	0,89	0,94	0,96
	1,1	0,88	0,92	0,94
	1,1	0,86	0,88	0,9
	1,1	0,81	0,85	0,87
СДН 10 кВ 1000 об/мин 250...750 об/мин	1,1	0,9	0,98	1,0
	1,1	0,86	0,9	0,92
СТД 6 и 10 кВ	0,95	1,3	1,42	1,52
	1,0	1,23	1,34	1,43
	1,05	1,12	1,23	1,31
	1,1	0,9	1,08	1,16
СД и СДЗ 380 В	0,95	1,16	1,26	1,35
	1,0	1,15	1,24	1,32
	1,05	1,1	1,18	1,25
	1,1	0,9	1,06	1,15

Приложение И

**Формулы для вычисления сопротивлений одиночных заземлителей
растеканию тока в однородном грунте R (Ом)**

Тип заземлителя	Схема	Формула	Условия применения
1	2	3	4
Стержневой круглого сечения (трубчатый) или уголкового у поверхности земли		$R = \frac{\rho}{2\pi d} \ln\left(\frac{4l}{d}\right)$	Для уголка с шириной полки b: d=0,95 b
То же в земле		$R = \frac{\rho}{2\pi d} \left[\ln\left(\frac{2l}{d}\right) + 0,5 \cdot \ln\left(\frac{4t+l}{4t-l}\right) \right]$	$l \gg d$; $t_0 \geq 0,5$ м Для уголка с шириной полки b: d=0,95 b
Пластинчатый в земле (пластина поставлена ребро)		$R = \frac{\rho}{2\pi a} \left[\ln\left(\frac{4a}{b}\right) + \frac{a}{2t_0} \right]$	$2t_0 \geq a$
Протяженный на поверхности земли (стержень, труба, полоса и т.д.)		$R = \frac{\rho}{2\pi d} \ln\left(\frac{2l}{d}\right)$	Для полосы шириной b: d=0,5 b $l \gg d$
То же в земле		$R = \frac{\rho}{2\pi d} \ln\left(\frac{l^2}{d \cdot t}\right)$	$l \gg d$; $l \gg 4t$ Для полосы шириной b: d=0,5 b
Шаровый в земле		$R = \frac{\rho}{2\pi D} \left(1 - \frac{D}{4t} \right)$	$2t \gg D$

Приложение К

**Наибольшие допустимые значения сопротивлений заземления
устройств в электроустановках R_z (Ом)**

№	Характеристика электроустановок	Допустимые значения сопротивлений
Электроустановки напряжением до 1000 В		
1	Установки с глухим заземлением нейтрали Заземление (рабочее, защитное) нейтралей генераторов и трансформаторов, и металлических частей электрооборудования при линейных напряжениях (В): 660/380/220	2/4/8
2	Установки с изолированной нейтралью: а) защитное заземление при мощности генераторов и трансформаторов 100 кВА и менее	10
	б) защитное заземление в остальных случаях	4
Электроустановки напряжением выше 1000 В		
1	Установки с глухим заземлением нейтрали: Заземление (рабочее, защитное) нейтралей генераторов и трансформаторов, и металлических частей электрооборудования	0,5
2	Установки с изолированной нейтралью: а) защитное заземление совмещенное с ЗУ для установок до 1000 В	$125/I_z$, но не более 10
	б) защитное заземление только для установок выше 1000 В	$250/I_z$, но не более 10

Приложение Л

Удельное сопротивление грунтов ρ (Ом·м)

Грунт	Значение	Грунт	Значение
Глина (слой 7+10 м, далее скала, гравий)	70	Скала	4000
		Суглинок	100
Глина каменистая (слой 1+3 м, далее гравий)	100	Супесок	300
		Торф	20
Земля садовая	50	Чернозем	30
Известняк	2000	Вода:	
Лесс	250	грунтовая	50
Мергель	2000	морская	3
Песок	500	прудовая	50
Песок крупнозернистый с валунами	1000	речная	100

Приложение М

Признаки климатических зон для определения коэффициента сезонности

Характеристика климатических зон	Климатические зоны РФ			
	I	II	III	IV
Средняя многолетняя низкая температура (январь), °С	-20...-15	-14...-0	-10...0	0...+5
Средняя многолетняя высокая температура (июль), °С	+16...+18	+18...+22	+22...+24	+24...+26
Среднегодовое количество осадков, см	40	50	50	30...50
Продолжительность замерзания вод, дни	190...170	150	100	0

Приложение Н

Коэффициент сезонности K_c для однородного грунта

Климатическая зона по прил. М	Состояние земли во время измерений ее сопротивления при влажности		
	повышенной	нормальной	малой
Вертикальный электрод длиной до 3 м			
I	1,9	1,7	1,5
II	1,7	1,5	1,3
III	1,5	1,3	1,2
IV	1,3	1,1	1,0
Вертикальный электрод длиной до 5 м			
I	1,5	1,4	1,3
II	1,4	1,3	1,2
III	1,3	1,2	1,1
IV	1,2	1,1	1,0
Горизонтальный электрод длиной до 10 м			
I	9,3	5,5	4,1
II	5,9	3,5	2,6
III	4,2	2,5	2,0
IV	2,5	1,5	1,1
Горизонтальный электрод длиной до 50 м			
I	7,2	4,5	3,6
II	4,8	3,0	2,4
III	3,2	2,0	1,6
IV	2,2	1,4	1,12

Приложение О

Коэффициент использования вертикальных электродов

K=a/l	Число вертикальных электродов в ряду при их расположении		K _{ув}	
	в ряд	по контуру	в ряд	по контуру
1	2	4	0,84...0,87	0,66...0,72
	3	6	0,76...0,8	0,58...0,65
	5	10	0,67...0,72	0,52...0,58
	10	20	0,56...0,62	0,44...0,5
	15	40	0,51...0,56	0,38...0,44
	20	60	0,47...0,5	0,36...0,42
	-	100		0,33...0,39
2	2	4	0,9...0,92	0,76...0,8
	3	6	0,85...0,88	0,71...0,75
	5	10	0,79...0,83	0,66...0,71
	10	20	0,72...0,77	0,61...0,66
	15	40	0,66...0,73	0,55...0,61
	20	60	0,65...0,7	0,52...0,58
	-	100		0,49...0,55
3	2	4	0,93...0,95	0,84...0,86
	3	6	0,9...0,92	0,78...0,82
	5	10	0,85...0,88	0,74...0,78
	10	20	0,79...0,83	0,68...0,73
	15	40	0,76...0,8	0,64...0,69
	20	60	0,74...0,79	0,72...0,67
	-	100		0,59...0,65

Приложение П

Коэффициенты использования горизонтальных электродов K_{угэ}

Коэффициент влияния $K_{угэ}$ при расположении электродов $K_{угэ}$									
$K=a/l$	$K_{угэ}$ – при числе вертикальных электродов в ряду и при их расположении <i>в ряд</i>								
	4	5	6	10	20	30	50	65	
1	0,77	0,74	0,67	0,62	0,42	0,31	0,21	0,2	
2	0,89	0,86	0,79	0,75	0,56	0,46	0,36	0,34	
3	0,92	0,9	0,85	0,82	0,68	0,58	0,49	0,47	
$K=a/l$	$K_{угэ}$ – при числе вертикальных электродов в ряду и при их расположении <i>по контуру</i>								
	4	5	6	10	20	30	50	70	100
1	0,45	0,4	0,36	0,34	0,27	0,24	0,21	0,2	0,19
2	0,55	0,48	0,43	0,4	0,32	0,3	0,28	0,26	0,24
3	0,7	0,64	0,6	0,56	0,45	0,41	0,37	0,35	0,33

Примечание: В Приложениях О и П K=a/l – отношение расстояния между вертикальными электродами к их длине.

Николай Михайлович Филиппов
Леонид Владимирович Савицкий

**Системы электроснабжения промышленных
предприятий**

Часть 1

Учебное пособие по курсовому и дипломному проектированию
для студентов специальности 140211 - Электроснабжение

Редактор

Сдано в производство

Форм. бум. 60x84

Печать офсетная

Уч.-изд. л.

Тираж 100 экз

Бум. тип. №2

Гарнитура литературная

Усл.-печ. л.

Заказ №_____

Издательство Читинского государственного университета
672039, Чита, ул. Александров-Заводская, 30

РИК ЧитГУ