

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное агентство по образованию

Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Оренбургский государственный университет»

Кафедра электроснабжения промышленных предприятий

С.К. Алешина, О.И. Кильметьева

ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Методические указания
к курсовому проектированию

Рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом
Государственного образовательного учреждения высшего
профессионального образования «Оренбургский государственный
университет»

Оренбург
ИПК ГОУ ОГУ
2010

УДК 621.31(07)
ББК 31.2я7
А49

Рецензент – доцент, кандидат технических наук А.Г. Никульченко

Алешина, С.К.
А49 Основы электроэнергетики: методические указания к курсовому проектированию / С.К. Алешина, О.И. Кильметьева; Оренбургский гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2010. – 66 с.

В методических указаниях рассмотрены вопросы расчета суточного графика нагрузки; построение годового графика нагрузки; расчет линий электропередач; выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов на подстанции; выбор главной схемы электрических соединений и оборудования на высокой стороне подстанции. В Приложениях приведены справочные данные и примеры расчетов суточного графика нагрузки и построение годового графика нагрузки, выбора мощности силовых трансформаторов по ГОСТ 14209-97, примеры расчета воздушной и кабельной линий электропередачи.

Методические указания предназначены для выполнения курсового проекта по дисциплине «Основы электроэнергетики» для студентов, обучающихся по программам высшего профессионального образования по специальности 080502 Экономика и управление на предприятии (электроэнергетика).

УДК 621.31(07)
ББК 31.2я7

© Алешина С.К.,
Кильметьева О.И., 2010
© ГОУ ОГУ, 2010

Содержание

Содержание.....	3
1 Расчет суточного графика нагрузки и построение годового графика нагрузки.....	5
2 Расчёт линий электропередач.....	7
2.1 Расчет воздушных линий электропередач.....	7
2.2 Проверка выбранного сечения на корону.....	9
2.3 Расчет кабельных линий.....	10
3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов на подстанции.....	12
3.1 Выбор мощности трансформаторов по графику электрической нагрузки.....	13
4 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции.....	15
5 Выбор оборудования на высокой стороне подстанции.....	21
5.1 Выбор линейных изоляторов.....	21
5.2 Выбор и проверка высоковольтных выключателей.....	22
5.3 Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей.....	22
Заключение.....	24
Список использованных источников.....	25
Приложение А Исходные данные к курсовому проекту.....	26
Приложение Б Типовые графики электрических нагрузок.....	30
Приложение В Пример расчета суточного графика нагрузки и построение годового графика нагрузки.....	41
Приложение Г Данные силовых трансформаторов.....	43
Приложение Д Значения годовой и сезонных эквивалентных температур охлаждающего воздуха по населенным пунктам.....	45
Приложение Е Выбор мощности силовых трансформаторов по ГОСТ 14209-97.....	48

Приложение Ж Длительно-допустимые токи проводов ВЛ и жил КЛ.....	50
Приложение И Поправочные коэффициенты для КЛ.....	56
Приложение К Пример расчета воздушной линии электропередач.....	58
Приложение Л Пример расчета кабельной линии электропередач.....	60
Приложение М Технические характеристики высоковольтного оборудования.....	62
Приложение Н Графическое обозначение элементов.....	65

1 Расчет суточного графика нагрузки и построение годового графика нагрузки

Изменение нагрузки во времени называется графиком электрической нагрузки.

Классификация графиков нагрузок:

- 1 По изменяемой величине (полная, активная, реактивная мощность, ток);
- 2 Суточные и годовые, зимние и летние;
- 3 Сезонные (снятые за весенний или осенний периоды);
- 4 По месту изучения (станционные, сетевые, потребительские);
- 5 По форме (непрерывные и ступенчатые);
- 6 Графики рабочего и выходного дня.

Рассмотрим графики электрических нагрузок при эксплуатации и проектировании.

Графики электрических нагрузок при эксплуатации снимают по приборам (22-24 июня – летние пиковые нагрузки, 25-26 декабря – зимние максимальные нагрузки). Ломаную кривую достаточно сложно обчислывать, поэтому применяют ступенчатые графики (рис.1.1).

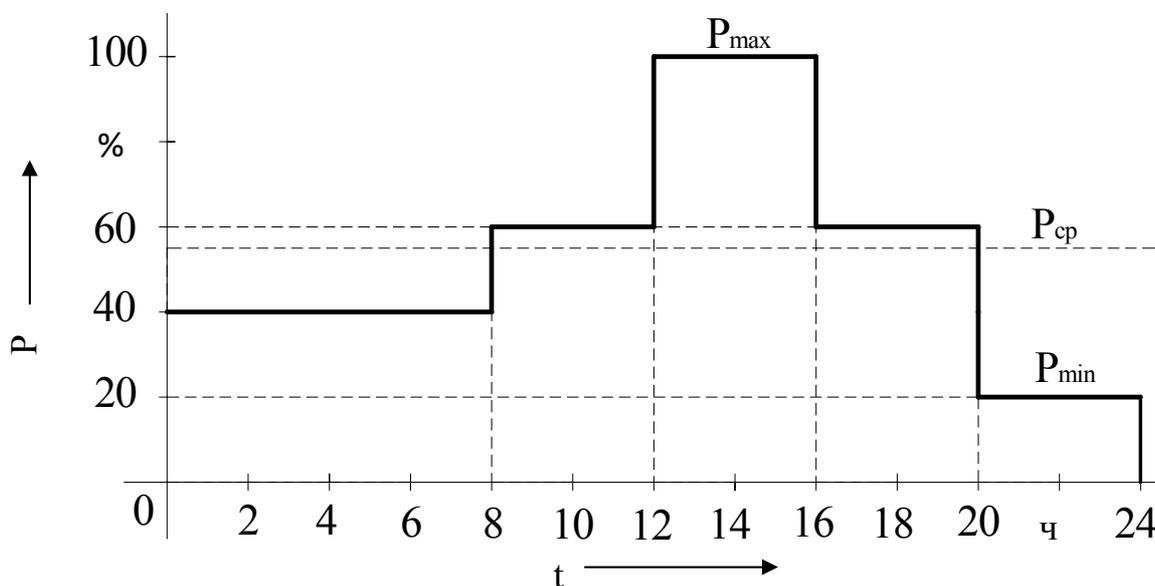


Рисунок 1.1 – Ступенчатый график электрической нагрузки за сутки

Для каждой промышленности существуют характерные графики нагрузки. Они представлены в справочной литературе.

Расчет суточного графика электрической нагрузки и построение годового графика по продолжительности:

1 Отмечаем максимальную и минимальную величину нагрузки.

2 Определяем среднюю величину нагрузки по следующим формулам:

$$P_{cp} = \frac{W_{cym}}{t}, \quad (1.1)$$

где W_{cym} – выработанная (потребленная) электроэнергия за сутки, МВт·ч;

t – число часов за сутки, ч.

$$W_{cym} = \int_0^t P_i dt = \sum_{i=0}^t P_i \Delta t_i, \quad (1.2)$$

где P_i – нагрузка i -ой ступени графика, МВт;

Δt - продолжительность i -ой ступени, ч.

Все нагрузки ниже P_{min} называются полубазовыми, ниже P_{cp} , но выше P_{min} - базовыми, выше P_{cp} , но ниже P_{max} - пиковыми.

Коэффициент заполнения графика электрической нагрузки:

$$K_{зг} = \frac{P_{cp}}{P_{max}} \quad (1.3)$$

Этот коэффициент говорит о заполнении графика. По нему можно судить о работе предприятия, не имея графика нагрузки.

3 Построение годового графика электрических нагрузок по продолжительности.

Годовой график по продолжительности строится для определения числа часов использования максимума нагрузки в году. Он строится по убывающей, начиная с максимальной ступени (рис.1.2).

$$T_j = \Delta t_i \cdot n, \quad (1.4)$$

где n – число суток в году.

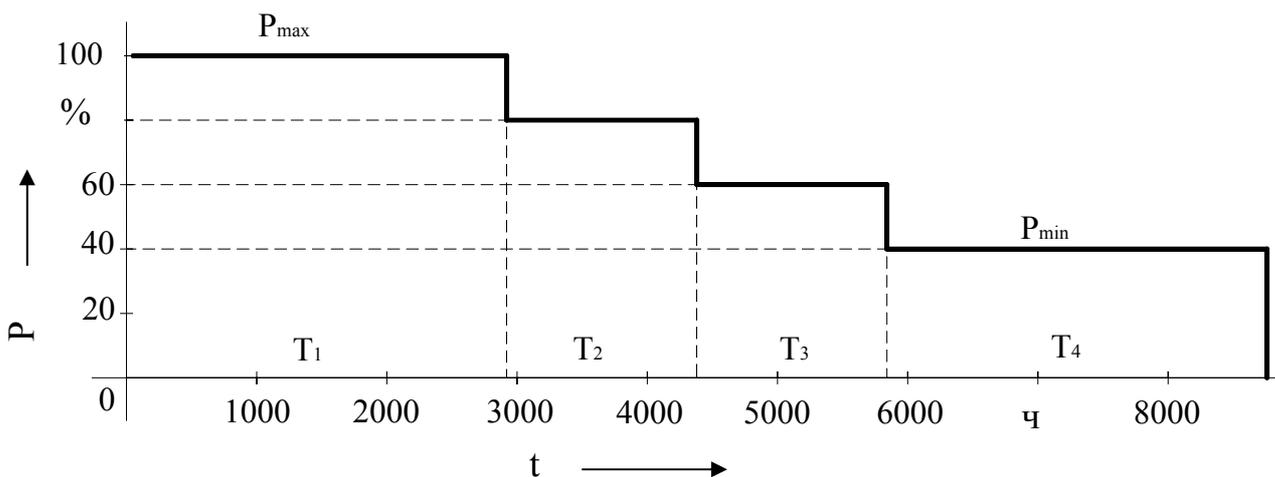


Рисунок 1.2 – График годовой электрической нагрузки по продолжительности

$$W_G = \int_0^T P_i dt = \sum_{i=0}^T P_i \Delta T_j \quad (1.5)$$

Число часов использования максимума нагрузки в году:

$$T_{\max} = \frac{W_G}{P_{\max}} \quad (1.6)$$

2 Расчет линий электропередач

2.1 Расчет воздушных линий электропередач

Воздушные линии электропередач (ВЛ) предназначены для передачи электроэнергии на расстояния по проводам. Основными конструктивными элементами ВЛ являются провода, опоры, изоляторы, тросы и линейная арматура. В целях безопасности провода ВЛ подвешиваются на опорах высоко над землей от нескольких метров до нескольких десятков метров в зависимости от напряжения линий.

Рассчитывать ВЛ - это значит определить сечение провода. Сечения проводов выбирают в зависимости от ряда технических и экономических факторов.

Технические факторы, влияющие на выбор сечений, следующие:

1 Нагрев от длительного выделения тепла рабочим (расчетным) током

2 Нагрев от кратковременного выделения тепла током короткого замыкания

3 Потери (падения) напряжения в проводах ВЛ от проходящего по ним тока в нормальном и аварийном режимах

4 Механическая прочность – устойчивость к механической нагрузке (собственная масса провода, гололед, ветер)

5 Коронирование – фактор, зависящий от применяемого напряжения, сечения провода и окружающей среды

ВЛ выбирают по материалу провода, номинальному напряжению линии и экономической плотности тока.

Для проводов ВЛ в основном используется медь и алюминий. Для усиления механической прочности алюминиевых проводов используется стальной сердечник – такие провода называются сталеалюминиевыми.

Выбор ВЛ по напряжению сводится к выполнению условия:

$$U_{\text{ВЛ ном}} \geq U_{\text{уст. ном}}, \quad (2.1)$$

где $U_{\text{ВЛ ном}}$ – номинальное напряжение ВЛ, кВ;

$U_{\text{уст. ном}}$ – номинальное напряжение установки, численно равное номинальному напряжению сети, питающейся от этой установки, кВ.

Согласно ПУЭ выбор экономически целесообразного сечения ВЛ производится по так называемой экономической плотности тока - $j_{\text{ЭК}}$, которая зависит от материала провода и числа использования максимальной нагрузки в году – T_{max} .

Для этого определяют расчетный ток, текущий в линии, согласно формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (2.2)$$

где S_{max} – суммарная максимальная нагрузка всех потребителей, питающихся от этой ВЛ, кВА, МВА;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ;

n – число цепей линии или число параллельных линий.

Затем, выбрав по таблицам ПУЭ экономическую плотность тока – $j_{\text{ЭК}}$, А/мм², определяют экономическое сечение ВЛ, согласно формуле:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (2.3)$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчетный ток, текущий в линии, А;

$j_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотности тока, А/мм².

Далее по таблицам ПУЭ выбирают ближайшее стандартное сечение проводов ВЛ и проверяют выбранное сечение по аварийному режиму, согласно неравенству:

$$I'_{\text{длит.доп}} \geq I_{\text{ав}} , \quad (2.4)$$

где $I'_{\text{длит.доп}}$ - длительно –допустимый ток в линии с учетом температурного коэффициента, А;

$I_{\text{ав}}$ – аварийный ток в линии, А.

В таблицах ПУЭ для данного стандартного сечения задается длительно-допустимый ток, но так как провода ВЛ испытывают в процессе эксплуатации воздействие изменения температуры, этот ток должен быть скорректирован по температуре, согласно формуле:

$$I'_{\text{длит.доп}} = I_{\text{длит.доп}} \cdot k , \quad (2.5)$$

где $I_{\text{длит.доп}}$ – длительно-допустимый ток, взятый из таблиц ПУЭ, согласно стандартному сечению, А;

k – температурный коэффициент, который определяется по таблицам ПУЭ, в тех случаях, когда расчетная температура окружающей среды отличается от условной расчетной, т.е. 25⁰С.

Аварийный ток в линии – это ток, текущий по одной цепи (или одной линии), в случае обрыва другой цепи (или другой линии) ВЛ, определяют согласно формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n-1)} \quad (2.6)$$

Если условие (2.4) выполняется, говорят о том, что сечение провода ВЛ выбрано верно, в противном случае увеличивают сечение провода ВЛ на ступень выше.

2.2 Проверка выбранного сечения на корону

Согласно ПУЭ при напряжении 35 кВ и выше проводники должны быть проверены по условиям образования короны с учетом среднегодовых значений плотности и температуры воздуха на высоте расположения данной электроустановки над уровнем моря, приведенного радиуса проводника, а также коэффициента шероховатости проводников.

Проверка по короне производится согласно неравенству:

$$U_{\text{кор.кр}} \geq U_{\text{ном}}, \quad (2.7)$$

где $U_{\text{кор.кр}}$ – критическое напряжение короны, кВ;
 $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение ВЛ, кВ.

$$U_{\text{кор.кр}} = 84 \cdot m \cdot r \cdot \lg \frac{a}{r}, \quad (2.8)$$

где m – коэффициент шероховатости провода, принимаемый в расчетах 0,82 – 0,87;

r – радиус выбранного провода, см;

a – расстояние между фазами ВЛ, см.

Расстояние между фазами проводов ВЛ зависит от номинального напряжения линии. Так, при $U_{\text{ном}} = 35$ кВ, $a = 1,5..2,5$ м, а при $U_{\text{ном}} = 110$ кВ, $a = 2,5..4$ м и т.д.

Если условие (2.7) выполняется, говорят о том, что провод по короне проходит. В противном случае увеличивают расстояние между фазами до максимально возможного. Если в этом случае условие (2.7) не выполняется, берут сечение провода на ступень выше.

2.3 Расчет кабельных линий

Кабель (КЛ) – готовое заводское изделие, состоящее из изолированных токоведущих жил, заключенных в защитную герметичную оболочку, прокладываемых либо в земле (траншее), либо в воздухе на специальных конструкциях.

Сечения жил кабелей выбирают также в зависимости от ряда факторов (перечислены в п. 2.1).

Силовые кабели выбирают по конструктивному исполнению, по напряжению линии, по экономической плотности тока. Проверяют по максимальному длительному току нагрузки, по потере напряжения при нормальном и аварийном режиме и на термическую устойчивость при коротких замыканиях.

Выбрать кабель по конструктивному исполнению – это значит выбрать марку кабеля. Этот выбор производится с учетом назначения кабеля и способа его прокладки, выбирается число и материал жил кабеля, род изоляции, конструкция защитных покровов, броня и т.д.

Кабели надежно работают при напряжении, превышающем их номинальное напряжение на 15 %, но при выборе кабеля по напряжению достаточно соблюсти условие:

$$U_{\text{КЛ ном}} \geq U_{\text{уст.ном}} , \quad (2.9)$$

где $U_{\text{КЛ ном}}$ – номинальное напряжение КЛ, кВ;

$U_{\text{уст. ном}}$ – номинальное напряжение установки, численно равное номинальному напряжению сети, питающейся от этой установки, кВ.

Выбор сечения кабеля по экономической плотности тока аналогичен выбору сечения ВЛ. Только экономическая плотность тока, выбранная по таблицам ПУЭ, будет зависеть еще и от региона, для которого проектируется КЛ, и изоляции кабеля.

Для этого определяют расчетный ток, текущий в КЛ, согласно формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} , \quad (2.10)$$

где S_{max} – суммарная максимальная нагрузка всех потребителей, питающихся от этой КЛ, кВА, МВА;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ;

n – число кабелей.

Затем, выбрав по таблицам ПУЭ экономическую плотность тока – $j_{\text{эк}}$, А/мм², определяют экономическое сечение КЛ, согласно формуле:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} , \quad (2.11)$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчетный ток, текущий в линии, А;

$j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм².

Далее по таблицам ПУЭ выбирают ближайшее стандартное сечение жил КЛ и проверяют выбранное сечение по аварийному режиму, согласно неравенству:

$$I'_{\text{длит.доп}} \geq I_{\text{ав}} , \quad (2.12)$$

где $I'_{\text{длит.доп}}$ – длительно – допустимый ток в КЛ с учетом коэффициентов, А;

$I_{\text{ав}}$ – аварийный ток в линии, А.

В таблицах ПУЭ для данного стандартного сечения задается длительно-допустимый ток, но этот ток должен быть скорректирован по условиям прокладки кабельной линии:

$$I'_{\text{длит.доп}} = I_{\text{длит.доп}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 , \quad (2.13)$$

где $I_{\text{длит.доп}}$ – длительно-допустимый ток, взятый из таблиц ПУЭ, согласно стандартному сечению, А;

k_1 – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, проложенных рядом в земле;

k_2 – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха;

k_3 – поправочный коэффициент для кабелей, работающих не при номинальном напряжении

Аварийный ток в линии – это ток, текущий по одной цепи (или одной КЛ), в случае обрыва другой цепи (или другой КЛ), определяют согласно формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n-1)} \quad (2.14)$$

Если условие (2.12) выполняется, говорят о том, что сечение жил КЛ выбрано верно, в противном случае увеличивают сечение жил КЛ на ступень выше.

3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов на подстанции

Выбор числа трансформаторов, устанавливаемых на подстанциях, определяется категорией потребителей, питающихся от них. При наличии в составе нагрузок подстанции потребителей 1 и 2 категории на подстанции устанавливаются два силовых трансформатора. При наличии потребителей только 3–ей категории допускается установка одного силового трансформатора.

Существует несколько способов выбора мощности трансформатора:

1 Прикидочный, когда мощность силового трансформатора выбирается равной суммарной максимальной мощности всех потребителей питающихся от этой подстанции $S_{\text{тр}} \cong S_{\Sigma \text{max}}$. Мощность трансформатора получается завышенной из-за того, что не учитывается режим работы каждого потребителя.

2 Экономический, когда учитывается режим работы потребителей. Статистически доказано, что оборудование реально на 60-80 % от суммарной максимальной нагрузки всех потребителей $S_{\text{тр}} \cong (0,6 - 0,8) \cdot S_{\Sigma \text{max}}$. Доказано,

что экономическая нагрузка является 60-80 % от S_{\max} . Используется при проектировании.

3 По графику электрической нагрузки - самый точный метод расчета.

3.1 Выбор мощности трансформаторов по графику электрической нагрузки

Пусть мы имеем суточный график электрической нагрузки для какой-то промышленности (рис.3.1).

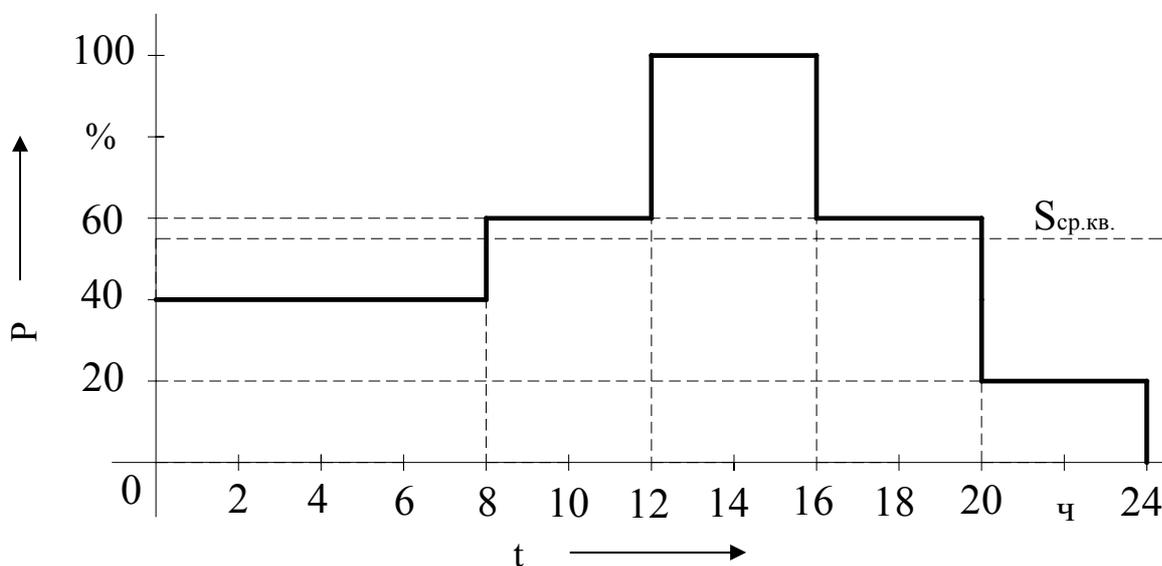


Рисунок 3.1 – Суточный график электрической нагрузки

Определяем среднеквадратичную мощность $S_{\text{ср.кв}}$ по заданному графику, используя формулу (3.1):

$$S_{\text{ср.кв.}} = \sqrt{\frac{\sum_0 S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum_{i=0} \Delta t_i}} \quad (3.1)$$

Принимаем мощность силового трансформатора приблизительно равной среднеквадратичной мощности графика.

Выбираем стандартную номинальную мощность силового трансформатора по ГОСТ 14209-97.

Выбранный трансформатор проверяем на систематическую и аварийную перегрузки по ГОСТ 14209-97. Систематическая перегрузка – это

перегрузка силового трансформатора в нормальном режиме. Аварийная – это, когда один из трансформаторов вышел из строя, а оставшийся в работе несет всю нагрузку.

Проверка на систематическую перегрузку осуществляется согласно формуле (3.2):

$$S_{ст.ном.} \cdot n \geq S_{max} , \quad (3.2)$$

где $S_{ст.ном.}$ – стандартная номинальная мощность силового трансформатора по ГОСТ, кВА, МВА;

n – число трансформаторов;

S_{max} – суммарная максимальная нагрузка всех потребителей, питающихся от этой подстанции, кВА, МВА.

Если условие (3.2) выполняется, то говорят о том, что силовой трансформатор не испытывает систематическую перегрузку.

Если условие (3.2) не выполняется, то говорят о том, что силовой трансформатор испытывает систематическую перегрузку. Чтобы этого избежать, необходимо отключить менее ответственных потребителей электрической энергии, т.е. потребителей III категории надежности электроснабжения. Тогда выражение (3.2) принимает следующий вид:

$$S_{ст.ном.} \cdot n \geq S_{max} \cdot \left(1 - \frac{\alpha}{100}\right) , \quad (3.3)$$

где α – доля потребителей III категории в суммарной максимальной нагрузке трансформатора, %.

Если условие (3.3) не выполняется, то выбирается силовой трансформатор большей номинальной мощности (на одну ступень ряда номинальных мощностей) и также проверяется по условию (3.2).

Проверка на аварийную перегрузку осуществляется согласно формуле:

$$S_{ст.ном.} \cdot K_2 \geq S_{max} , \quad (3.4)$$

где K_2 – коэффициент аварийной перегрузки, которая наступает при выходе из строя одного трансформатора, а второй берет на себя всю нагрузку.

$K_2 = K_{ав}$ определяется предельной температурой перегрева масла трансформатора по ГОСТ 14209-97:

$$K_2 = f(K_1; h_2; \Theta^\circ C) , \quad (3.5)$$

где K_1 – расчетный коэффициент, который учитывает предшествующую нагрузку силового трансформатора.

$$K_1 = \frac{1}{n \cdot S_{ст.ном}} \cdot \sqrt{\frac{\sum_0 S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum_0 \Delta t_i}}, \quad (3.6)$$

где n – число трансформаторов;

$S_{ст.ном}$ – стандартная номинальная мощность силового трансформатора по ГОСТ, кВА, МВА;

h_{Σ} - число часов перегрузки трансформатора, ч;

$\Theta^{\circ}C$ - температура окружающей среды, для которой выбирается данный трансформатор.

Если условие (3.4) выполняется, то говорят о том, что силовой трансформатор не испытывает аварийную перегрузку и, следовательно, окончательно принимается к установке.

Если условие (3.4) не выполняется, то говорят о том, что силовой трансформатор испытывает аварийную перегрузку. Чтобы этого избежать, необходимо, как и при систематической перегрузке, отключить потребителей III категории надежности электроснабжения или выбрать силовой трансформатор номинальной мощности на ступень выше. Далее производится повторная проверка.

$$S_{ст.ном} \cdot K_2 \geq S_{max} \cdot \left(1 - \frac{\alpha}{100}\right), \quad (3.7)$$

где α – доля потребителей III категории в суммарной максимальной нагрузке трансформатора, %.

4 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции

Главная схема электрических соединений определяет основные качества электрической части станций и подстанций: надежность, экономичность, ремонтпригодность, безопасность обслуживания, удобство эксплуатации, удобство размещения электрооборудования, возможность дальнейшего расширения и т. д.

Выбор главной схемы – сложная задача. Многообразие исходных данных исключает возможность типовых универсальных решений, справедливых для любых условий. В большинстве случаев выбор схемы базируется на технико-экономических расчетах. А для подстанций с двумя

напряжениями схема определяется однозначно и ее проектирование сводится к выбору уже существующих типовых схем – это упрощенные, с сокращенным числом выключателей или без них (блочные схемы), схемы мостиков, схемы с короткозамыкателями и отделителями.

В соответствии со стандартом открытого акционерного общества «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы» [15] главная схема электрических соединений подстанции выбирается с использованием схем РУ 35...750 кВ. Ниже рассматриваются наиболее распространенные и характерные схемы электрических соединений подстанций.

Блочные схемы являются наиболее простыми (рисунок 4.1).

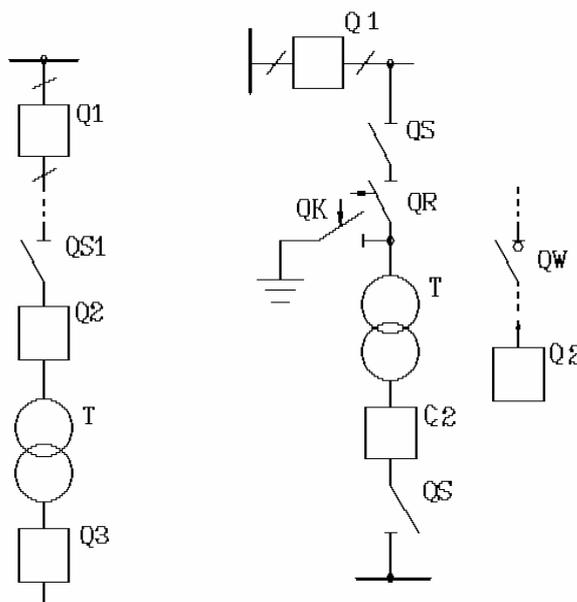


Рисунок 4.1 – Блочная схема однострансформаторных подстанций

Они применяются на тупиковых подстанциях напряжением до 330 кВ включительно или на ответвительных подстанциях, присоединенных к одной или двум параллельным линиям напряжением 220 кВ.

На двухтрансформаторных подстанциях небольшой и средней мощности напряжением от 35 до 220 кВ для присоединения к линиям с двухсторонним питанием применяются схемы с одной секционированной системой шин и схемы "мостика" (рисунки 4.2–4.6).

Блочная схема без перемычки (рисунок 4.2) целесообразна при небольшой длине линий, поскольку при этом вероятность отключения линии вместе с трансформатором относительно мала.

Недостаток этой схемы заключается в том, что при повреждении и ремонте линии в работе остается один трансформатор. Электроснабжение не прерывается, но оставшийся в работе трансформатор может оказаться сильно перегруженным.

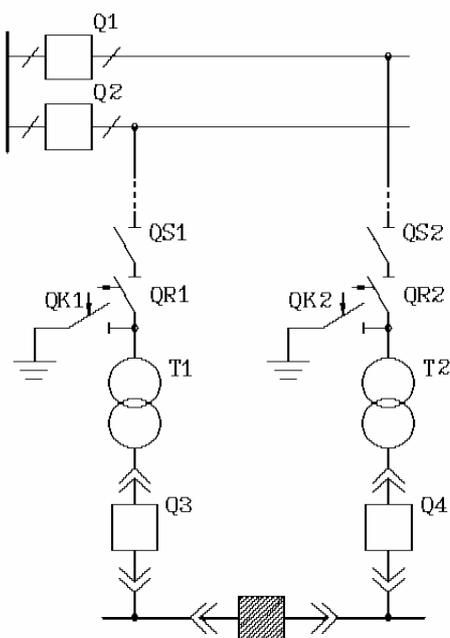


Рисунок 4.2 - Блочная схема двухтрансформаторной подстанции

Схема с ремонтной перемычкой из разъединителей (рисунок 4.3) обеспечивает возможность присоединения обоих трансформаторов к одной линии при ремонте второй. Это схема с "неавтоматической" перемычкой.

Схема с отделителем двухстороннего действия на перемычке (с "автоматической" перемычкой) (рисунок 4.4) обеспечивает при повреждении на линии и отключении соответствующего трансформатора возможность автоматического подключения ко второй линии, в связи с чем уменьшается время срабатывания защиты.

Для обеспечения большей надежности и уменьшения времени срабатывания защиты, перемычка может быть выполнена на выключателе (рисунок 4.5).

Место расположения перемычки "в сторону линии" (рисунок 4.3, 4.4) или "в сторону трансформатора" (рисунок 4.5) зависит от длины линии и графика нагрузки подстанции. Если питающие линии короткие и график нагрузки подстанции неравномерный, то перемычку целесообразно ставить "в сторону линии". Если питающие линии длинные и график нагрузки подстанции равномерный, то перемычку ставят "в сторону трансформатора".

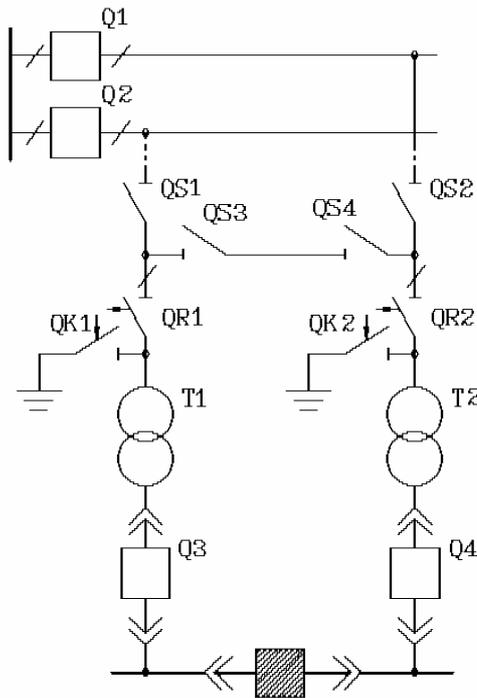


Рисунок 4.3 - Блочная схема двухтрансформаторной подстанции с ремонтной перемычкой из двух разъединителей

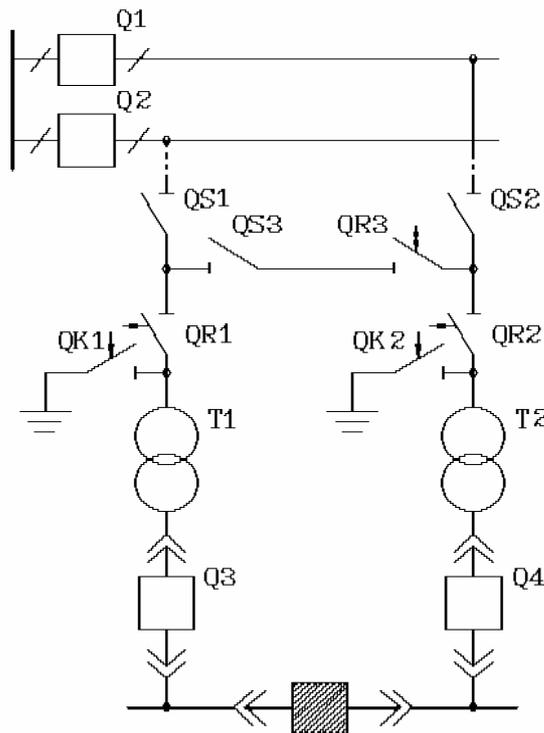


Рисунок 4.4 - Блочная схема двухтрансформаторной подстанции с автоматической перемычкой

Наиболее надежной, но и самой дорогой является схема, выполненная на выключателях (рисунок 4.5 (б)). 80 % схем тупиковых и отпаечных

подстанций выполняются без выключателей на высокой стороне.

При коротких линиях обходятся и без короткозамыкателя, так как повреждение трансформатора может быть отключено выключателем, стоящим в голове линии без дополнительного сигнала.

Характерные схемы транзитных (проходных) подстанций приведены на рисунках 4.6 – 4.8. Если допустимо прервать транзит мощности на высокой стороне, то можно применять схемы, представленные на рисунке 4.6. Мощность трансформатора при этом не должна превышать 125 МВА. Сюда относятся схемы сдвоенного мостика (рисунок 4.6, 4.7). В противном случае применяются упрощенные схемы с ремонтной перемычкой (рисунок 4.8). Для увеличения надежности данные схемы полностью выполняются на выключателях, применение которых должно быть экономически обосновано.

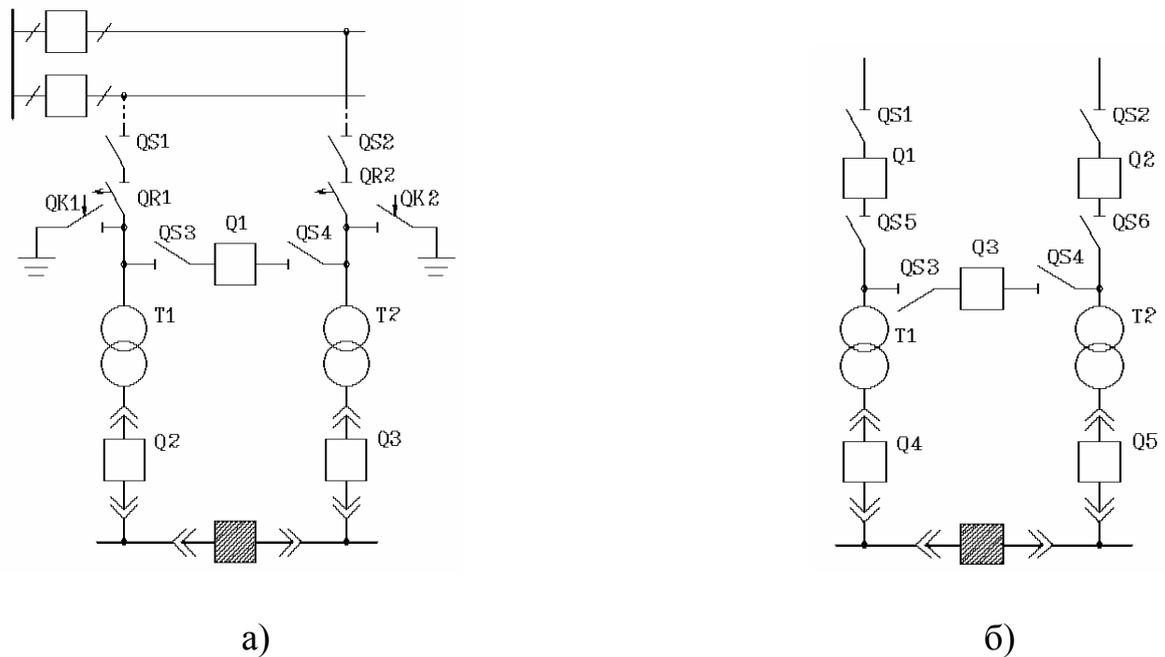


Рисунок 4.5

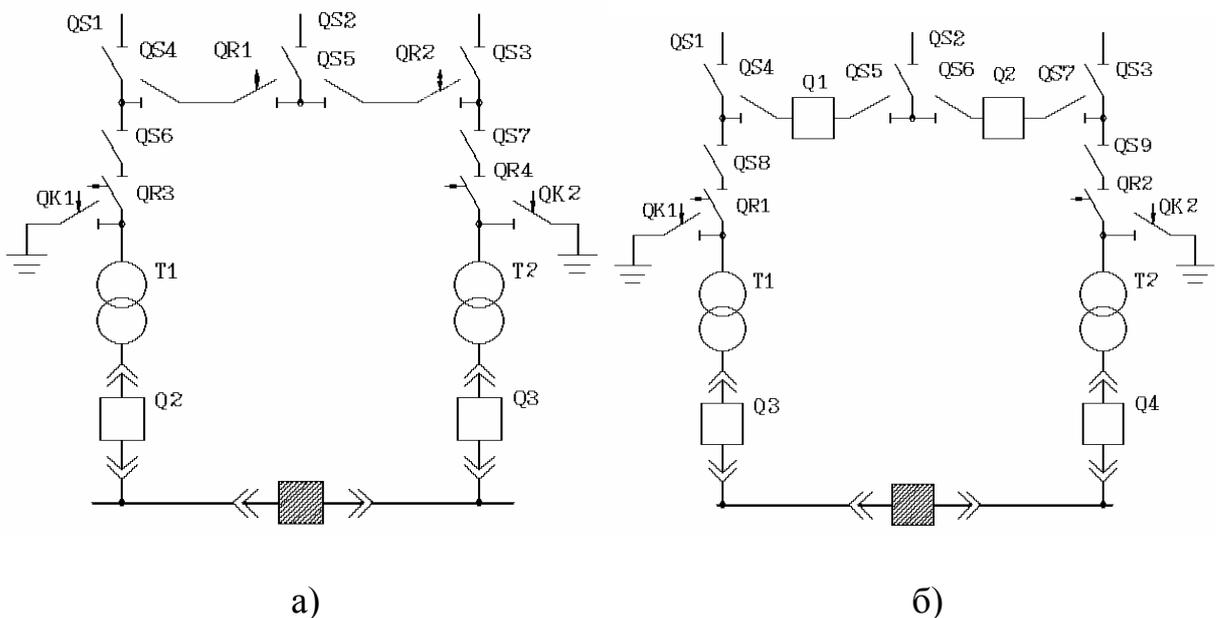


Рисунок 4.6

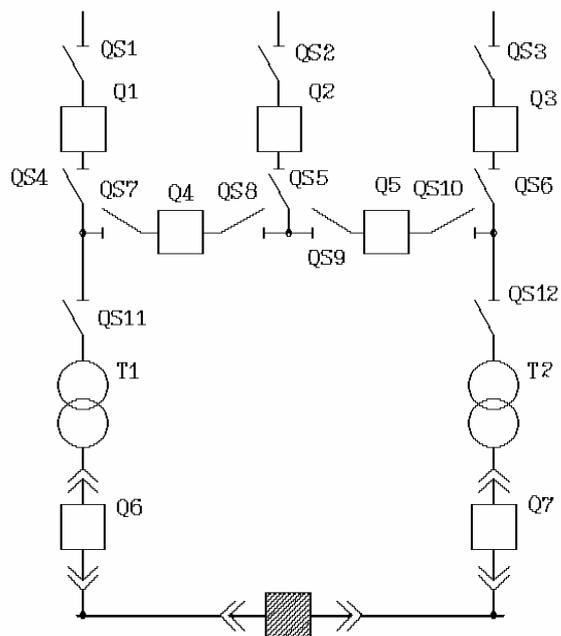


Рисунок 4.7

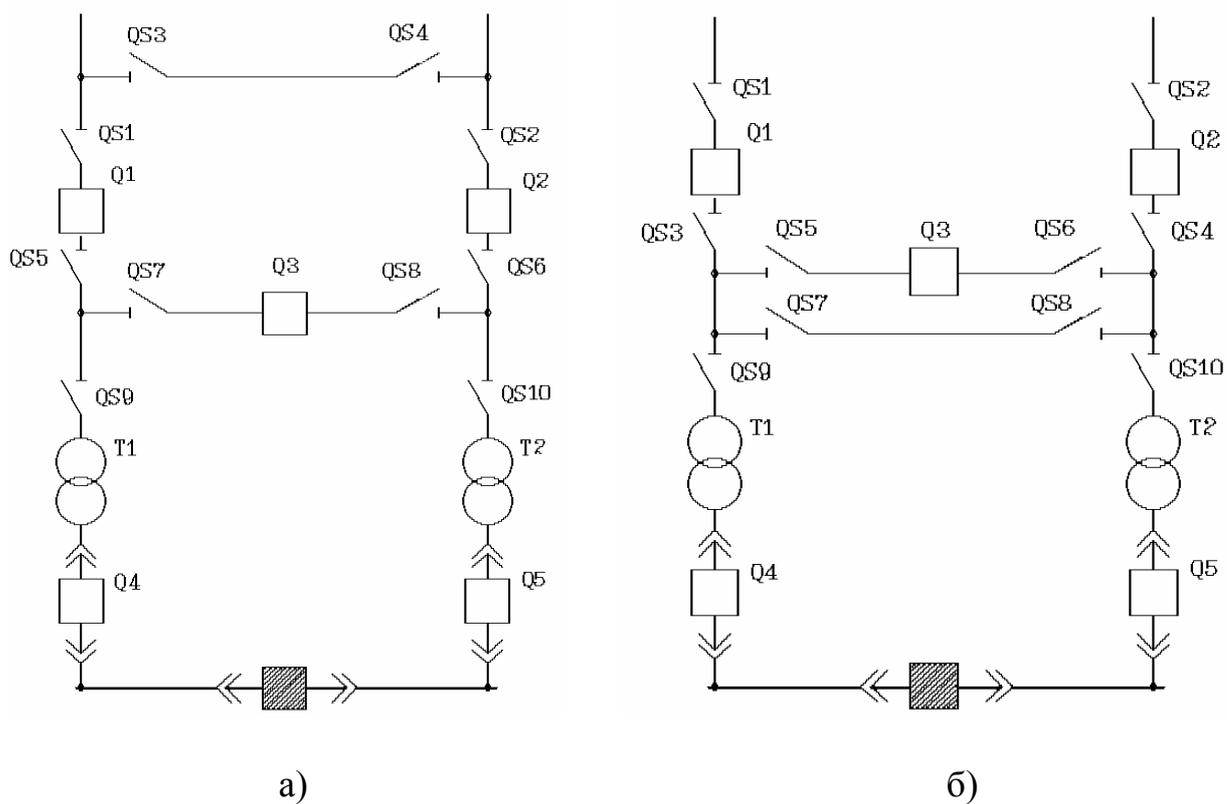


Рисунок 4.8

5 Выбор оборудования на высокой стороне подстанции

5.1 Выбор линейных изоляторов

Линейные изоляторы предназначены для крепления проводов ВЛ к опорам, а так же для изоляции проводов друг от друга и от земли. Линейные изоляторы подразделяются на штыревые и подвесные. Изготавливаются они из фарфора и закаленного стекла. Фарфоровый корпус изолятора с внешней стороны покрывается глазурью в целях увеличения электрической и механической прочности изолятора.

Линейные штыревые изоляторы применяют на напряжение до 35 кВ. Подвесные – начиная с напряжения 35 кВ и выше.

Из отдельных подвесных изоляторов собирают поддерживающие и натяжные гирлянды изоляторов.

Число изоляторов в гирлянде зависит от номинального напряжения ВЛ и окружающей среды. Так, например, если окружающая среда нормальная, то на напряжение 35 кВ в поддерживающей гирлянде будет 2 – 3 изолятора, в натяжной на 1 – 2 больше. Если номинальное напряжение ВЛ 110 кВ, то 6 – 7 изоляторов в поддерживающей гирлянде, в натяжной на 1 – 2 больше, 220 кВ – 12 – 14 штук и т.д.

Если среда агрессивная: трасса проходит вдоль моря, по территории химических предприятий и т.д., то число изоляторов еще увеличивается на 1 – 2 или применяются изоляторы специальной конструкции с более развитой поверхностью.

Выбираются изоляторы по номинальному напряжению, по роду установки и по допустимой механической прочности.

Выбор по роду установки – это выбор изоляторов для внутренней или наружной установки.

Выбор по номинальному напряжению, это выбор согласно формуле:

$$U_{\text{из.ном}} \geq U_{\text{уст.ном}} , \quad (5.1.1)$$

где $U_{\text{из.ном}}$ – номинальное напряжение изолятора, кВ;

$U_{\text{уст.ном}}$ – номинальное напряжение установки, численно равное напряжению сети, питающейся от этой установки, кВ.

Выбор по допустимой механической нагрузке – это выбор согласно формуле:

$$F_{\text{расч}} \geq 0,6 \cdot F_{\text{разр}} , \quad (5.1.2)$$

где $F_{\text{расч}}$ – наибольшая расчетная нагрузка, Н;

$F_{\text{разр}}$ – разрушающая нагрузка по каталогу, Н;

0,6 – коэффициент запаса прочности.

Наиболее перспективным на сегодняшний день являются полимерные изоляторы.

5.2 Выбор и проверка высоковольтных выключателей

При передаче и распределении электрической энергии напряжением выше 1000 В включение, отключение и переключение электрических цепей производится под нагрузкой. Эти операции выполняются при помощи выключателей.

Выключатель должен включать и отключать токи как в нормальном, так и в аварийном режимах работы электроустановки, которые сопровождаются обычно большим увеличением токов. Следовательно, выключатель является наиболее ответственным элементом распределительного устройства.

Выключатели выбираются по:

- 1 Назначению и роду установки;
- 2 По конструктивному исполнению (с большим объемом масла, с малым объемом масла, воздушные и так далее);
- 3 По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.с} , \quad (5.2.1)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение выключателя, кВ;

$U_{ном.с}$ – номинальное напряжение установки, численно равное напряжению сети, питающейся от этой установки, кВ.

- 4 По току продолжительного режима:

$$I_{ном} \geq I_{расч} , \quad (5.2.2)$$

где $I_{расч}$ - расчетный ток, выбирается из наиболее неблагоприятного эксплуатационного режима;

Высоковольтные выключатели также проверяют по токам короткого замыкания, т.е. на термическую и динамическую стойкость.

5.3 Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Разъединитель - это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток. При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединители могут быть внутренней и наружной установок. Включение и отключение разъединителей осуществляется электродвигательным приводом (ПДВ), позволяющим произвести эти операции дистанционно. Для управления заземляющими ножами используются ручные рычажные приводы (ПР, ПЧ).

Отделитель внешне не отличается от разъединителя, но у него для отключения имеется пружинный привод, который позволяет отключать отделитель автоматически. Включение отделителей производится вручную. Отделители, также как и разъединители, могут иметь заземляющие ножи с одной или двух сторон.

Короткозамыкатель - это коммутационный аппарат, предназначенный для создания искусственного короткого замыкания в электрической цепи. Короткозамыкатели применяются в упрощенных схемах подстанций для того, чтобы обеспечить надежное отключение поврежденного трансформатора после создания искусственного короткого замыкания действием релейной защиты питающей линии.

Выбор разъединителей и отделителей производится: по напряжению установки, по току (формулы 5.2.1 и 5.2.2), по конструкции и роду установки. Их проверяют по электродинамической и термической стойкости

Короткозамыкатели выбираются по тем же условиям, но без проверки по току нагрузки.

Заключение

Данные методические указания необходимы для выполнения курсового проекта по дисциплине «Основы электроэнергетики» для студентов специальности 080502 Экономика и управление на предприятии (электроэнергетика).

В методических указаниях дан подробный перечень всех вопросов, которые в ходе курсового проектирования должен изучить студент. Это расчет суточного графика нагрузки и построение годового графика нагрузки; расчет воздушной и кабельной линий электропередачи; выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов на подстанции; выбор главной схемы электрических соединений и оборудования на высокой стороне подстанции.

В Приложениях методических указаний приведены справочные данные и примеры расчетов суточного графика нагрузки и построение годового графика нагрузки, выбора мощности силовых трансформаторов по ГОСТ 14209-97, примеры расчета воздушной и кабельной линий электропередачи.

Список использованных источников

- 1 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 325 с.
- 2 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. - 3-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 1987. – 450 с.
- 3 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций: учебник для вузов / Б.Н. Неклепаев. - М.: Энергоатомиздат, 1986. – 270 с.
- 4 ГОСТ 14209-97. Допустимые нагрузки силовых масляных трансформаторов общего назначения. – Введ. 2002-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 30 с.
- 5 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.П. Корнеева. – 2-е изд. - М.: АКАДЕМА, 2005. - 447 с.
- 6 Ополева, Г.Н. Схемы подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. – М.: Форум ИНФРА, 2006. – 260 с.
- 7 Электротехнический справочник: в 4 т. Т.3: Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова [и др.]; гл. ред. А.И. Попов. – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.
- 8 Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., испр. и доп. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2005. – 440 с.
- 9 Гук, Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. - Л.: Энергоатомиздат, 1985. - 312 с.: ил.
- 10 Справочник по проектированию подстанций 35- 500 кВ / Под ред. С.С. Рокотяна, Я.С. Самойлова. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 352 с.: ил.
- 11 Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, М.Л. Самовера. – М.: Энергия, 1990. – 456 с.: ил.
- 12 Электрическая часть станций и подстанций: учебник для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Неяшкова [и др.]; Под ред. А.А. Васильева. - М.: Энергия, 1990.- 608 с.: ил.
- 13 Электрическая часть станций и подстанций: справочные материалы / Под ред. Б.Н. Неклепаева. - М.: Энергоиздат, 1989. - 409 с.
- 14 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. - М.: Энергосетьпроект, 2006. - 60 с.
- 15 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – Введ. 2007-12-20. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

Приложение А (обязательное)

Таблица А.1 - Исходные данные к курсовому проекту

Номер вар-та	Pmax МВт	Smax, МВА	Uвн, кВ	Uнн, кВ	Коэф. мощн. Cos φ	Длина питающей линии ВЛ	Число отход. линий КЛ	Категорий- ность потребителей	Темпе- ратура, Θ°С	Промыш- ленность	Тип подстанции
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	15,4		110	10	0,86	10	6	I-30%,II,III	8	14	Т
2	8,6		110	6	0,93	25	3	I-10%,II-50%,III	-5	21	Тр
3	24		110	6	0,87	6	16	I-70%,II,III	-3	7	От
4	19,5		110	10	0,9	15	9	I-10%,II,III	21	17	Отв
5		16	110	10	0,83	8	10	I-20%,I-15%,III	-20	1	К
6		23	110	10	0,96	12	25	I-20%,I,III	14	10	П
7	20,5		35	6	0,78	9	6	I-40%,II,III	-6	8	Тр
8	16,5		110	10	0,9	30	12	II-70%,III	19	7	Т
9		17,9	35	10	0,89	0	20	I-10%,II,III	28	18	Отв
10		25	110	6	0,79	5	5	I-50%,II,III	-15	4	От
11	2		35	10	0,96	10	25	I-60%,II,III	40	20	К
12	22,5		35	6	0,9	27	5	I-50%,II,III	-18	5	П
13		18,5	110	10	0,85	40	13	II-20%,III	25	3	Т
14		20,5	110	6	0,92	6	20	I-40%,II,III	-6	2	Тр
15	13,7		35	10	0,83	28	16	I-15%,II,III	30	20	Т
16		30,5	110	6	0,95	19	4	I-60%,II,III	-2	19	От
17		47	110	10	0,8	0	26	I-25%,II-60	19	15	П

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
18	29		110	6	0,98	15	5	II-70%,III	-4	18	К
19	6,5		35	10	0,88	3	10	I-20%,II,III	10	12	Отв
20		30	110	10	0,76	26	10	I-45%,II,III	-16	9	Тр
21		15,5	110	10	0,96	4	20	I-80%,II,III	1	19	От
22	16		35	10	0,9	45	8	I-25%,II,III	19	17	П
23	24		110	10	0,87	12	8	I-70%,II,III	30	5	К
24		20,5	110	6	0,8	0	12	I-5%,II,III	-5	1	П
25		18	35	10	0,89	15	6	I-10%,II,III	13	3	От
26	19		110	6	0,8	10	6	I-65%,II,III	-18	2	П
27	20,5		110	10	0,9	50	10	I-10%,II,III	-2	7	Отв
28		22,7	35	10	0,92	25	16	I-40%,II,III	-10	8	К
29		16,5	110	10	0,85	12	18	I-25%,II,III	-6	14	Т
30	30		110	6	0,92	0	5	I-5%,II,III	13	13	Тр
31	12		35	10	0,9	18	20	I-65%,II,III	-1	6	От
32	6,6		110	10	0,7	2	12	I-20%,II,III	7	15	Отв
33	27		110	6	0,65	50	8	I-10%,II,III	15	20	К
34		12	110	6	0,8	5	10	I-50%,II,III	32	16	П
35		21	110	10	0,72	12	20	I-20%,II,III	-24	8	Тр
36	16,5		110	10	0,85	35	10	I-5%,II,III	11	6	Т
37	21		35	10	0,96	0	4	I-30%,II,III	-2	14	Отв
38	7,5		35	6	0,92	10	10	I-60%,II,III	10	17	От
39	20		110	10	0,77	5	12	I-25%,II,III	8	7	К
40	9,5		110	6	0,93	30	6	I-40%,II-20%,III	-5	14	П
41		40	110	10	0,92	10	4	I-40%,II,III	-3	4	Т

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
42		25	110	10	0,87	25	10	II-70%,III	21	17	Тр
43	20		110	10	0,79	12	6	I-20%,II-50%,III	-20	10	Т
44	24		110	10	0,95	50	4	I-5%,II-65%,III	14	18	От
45	16,5		110	10	0,76	5	6	I-55%,II,III	-6	19	П
46	13,5		110	10	0,8	15	10	I-10%,II-60%,III	19	3	К
47	10,5		35	10	0,82	0	15	I-25%,II,III	28	20	Отв
48		22,5	110	6	0,95	18	8	I-45%,II,III	-15	15	Тр
49		40	110	6	0,79	45	10	I-15%,II-35%,III	-6	7	От
50	7		35	6	0,8	5	16	I-5%,II-15%,III	40	21	П
51	25		110	10	0,9	5	5	I-10%,II-20%,III	-18	16	К
52	18		110	6	0,75	15	20	I-5%,II-70%,III	25	13	П
53	9		35	10	0,86	20	10	I-60%,II,III	-7	10	От
54		19	35	10	0,7	0	4	I-20%,II-30%,III	19	6	П
55		30	110	10	0,92	12	18	I-5%,II-60%,III	10	4	Отв
56	15		110	6	0,87	8	10	I-60%,II,III	-5	8	К
57	12		110	10	0,9	10	6	I-15%,II-15%,III	-19	20	От
58	20		110	10	0,96	0	20	I-10%,II-20%,III	30	19	К
59		21	35	10	0,82	16	6	I-20%,II-10%,III	13	4	П
60		32	110	10	0,79	50	12	I-50%,II,III	-18	16	Т

Тр - транзитная; Т – тупиковая; От – отпаечная; Отв – ответвительная; К – концевая; П – проходная.

Таблица А.2 - Промышленности

Название промышленности
1 Пищевая
2 Химическая
3 Резинотехническая
4 Металлообработка
5 Бумажная
6 Лёгкая
7 Тяжёлая
8 Цветная
9 Деревообрабатывающая
10 Чёрная металлургия
11 Автомобилестроение
12 Торфопереработка
13 Предприятия по добычи угля
14 Станкостроение
15 Транспортное машиностроение
16 Ремонтно-механические предприятия
17 Целлюлозно – бумажная
18 Прядильных и ткацких фабрик
19 Нефтепереработка
20 Машиностроение
21 Текстильная

Приложение Б (справочное)

Типовые графики электрических нагрузок

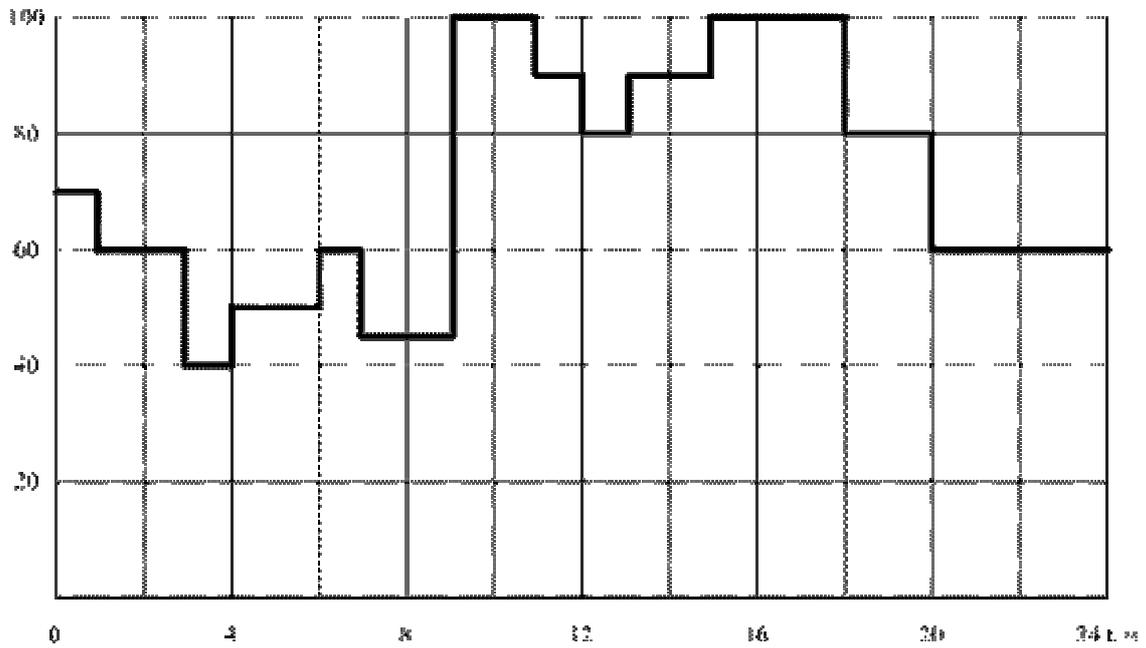


Рисунок 1 - График нагрузки предприятий автомобильной промышленности

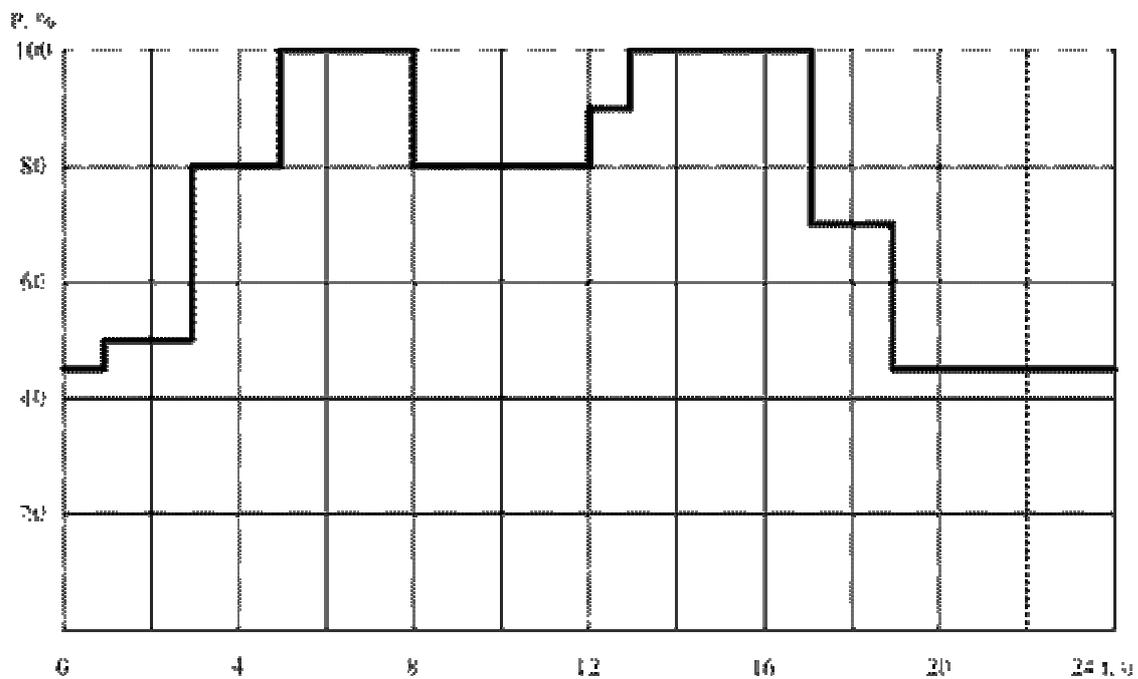


Рисунок 2 - График нагрузки станкостроительной промышленности

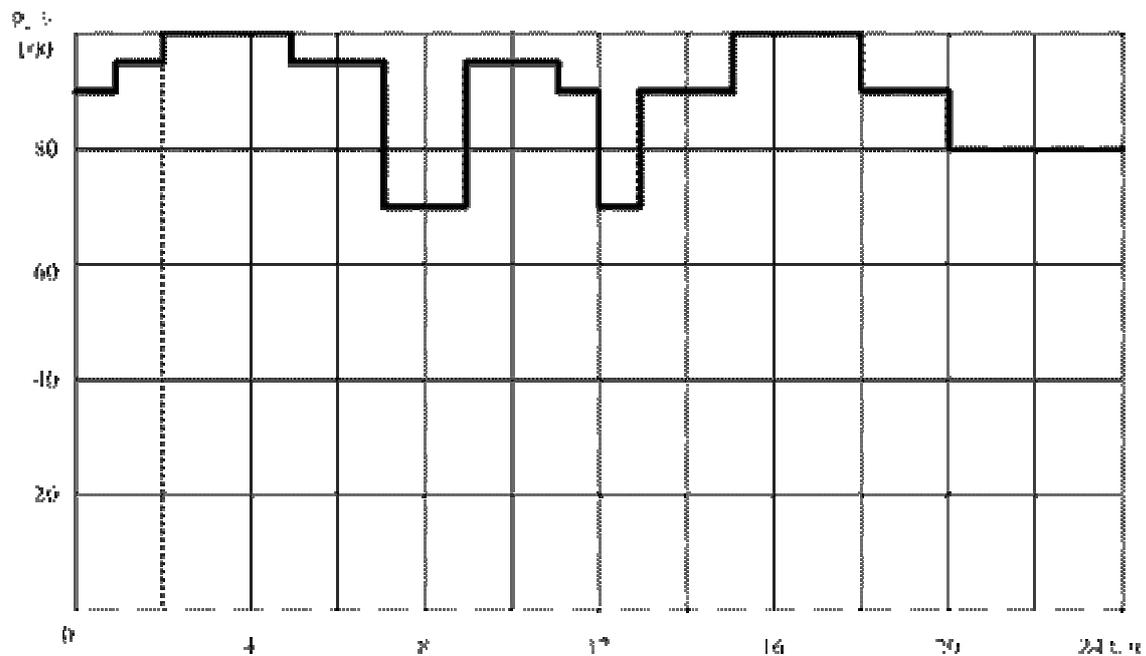


Рисунок 3 - График нагрузки торфяных предприятий

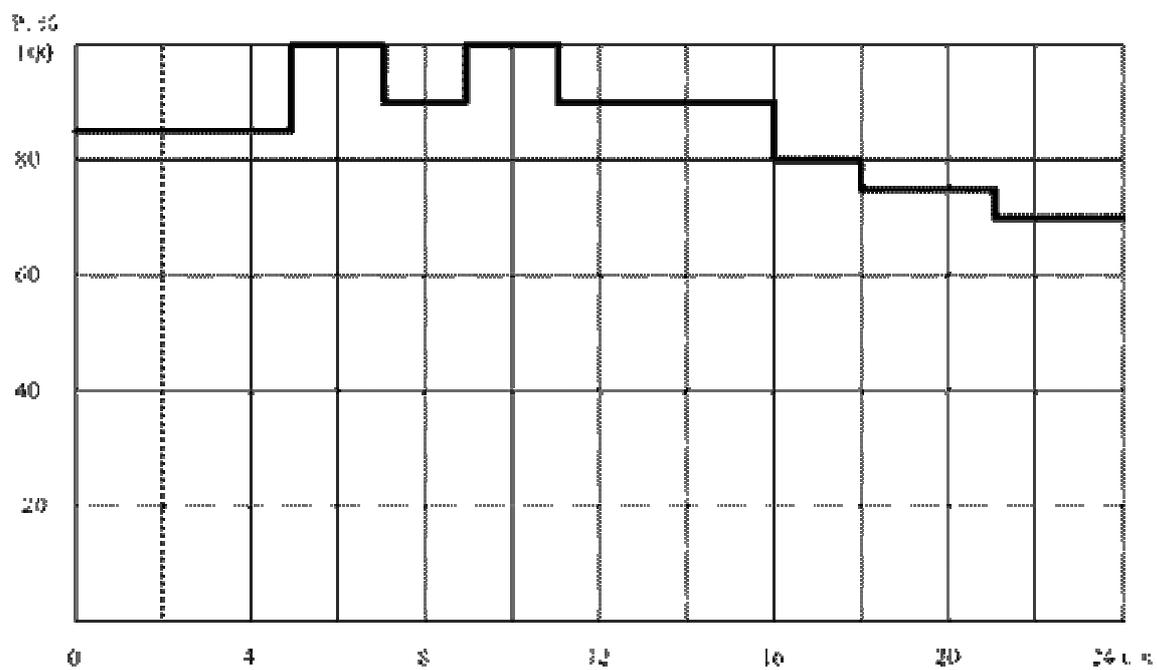


Рисунок 4 - График нагрузки предприятий транспортного машиностроения

Рисунок Б.4 – График нагрузки предприятий транспортного машиностроения

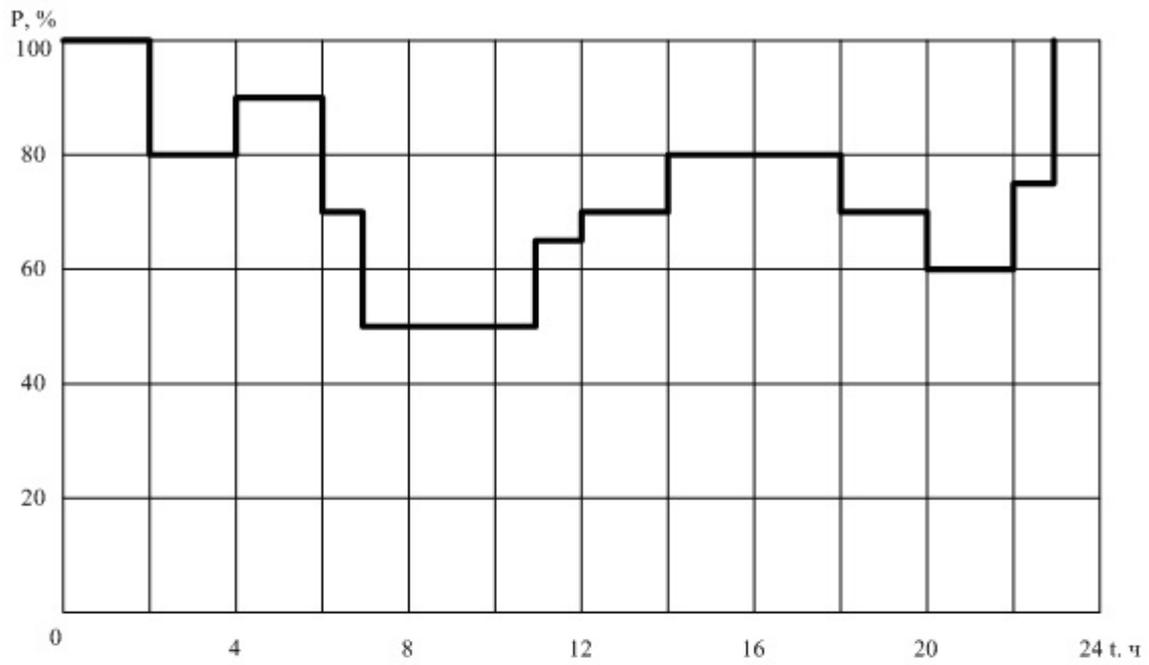


Рисунок 5 - График нагрузки предприятий тяжелого машиностроения

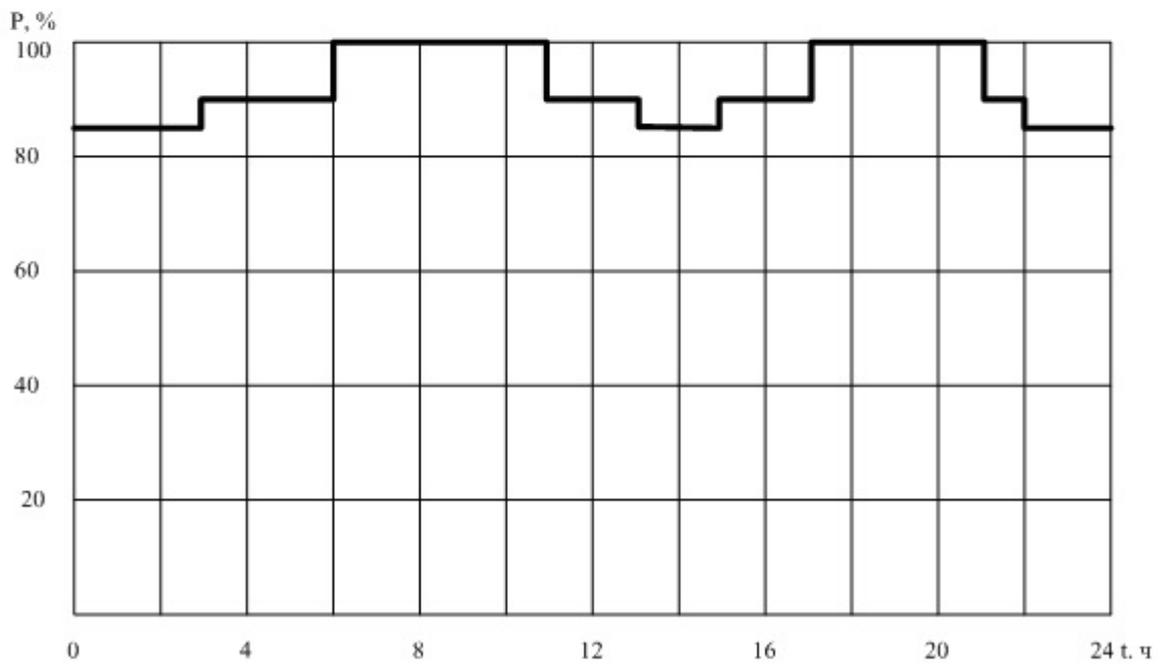


Рисунок 6 - График нагрузки предприятий цветной металлургии

Рисунок Б.6 – График нагрузки предприятий цветной металлургии

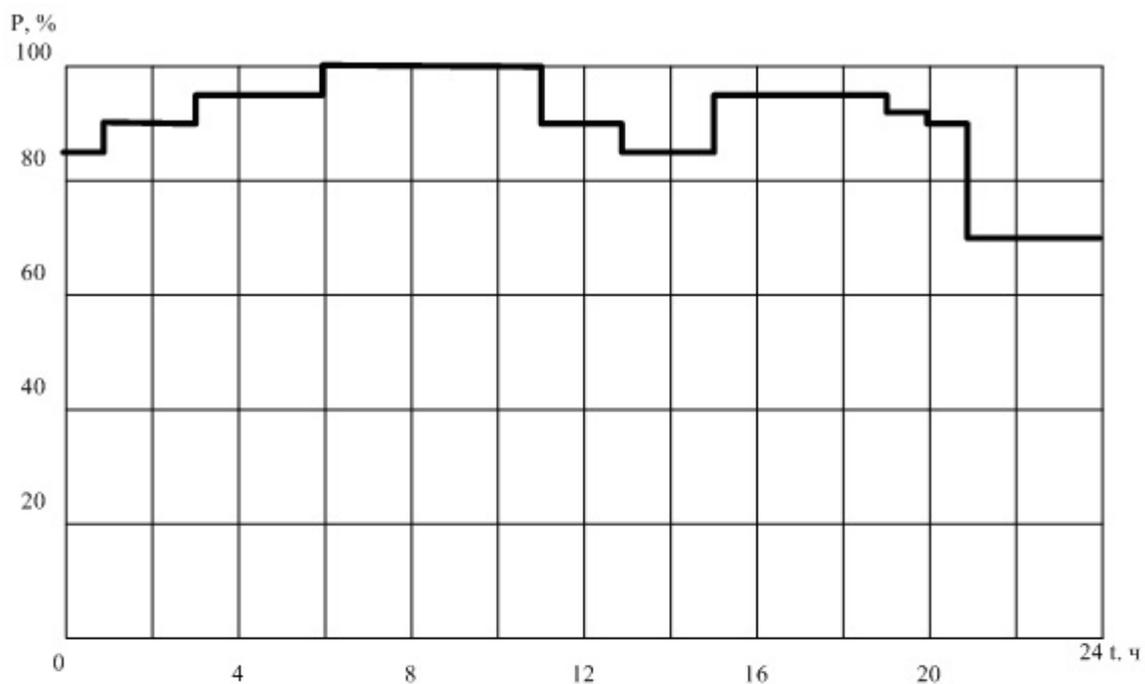


Рисунок 7 - График нагрузки предприятий черной металлургии

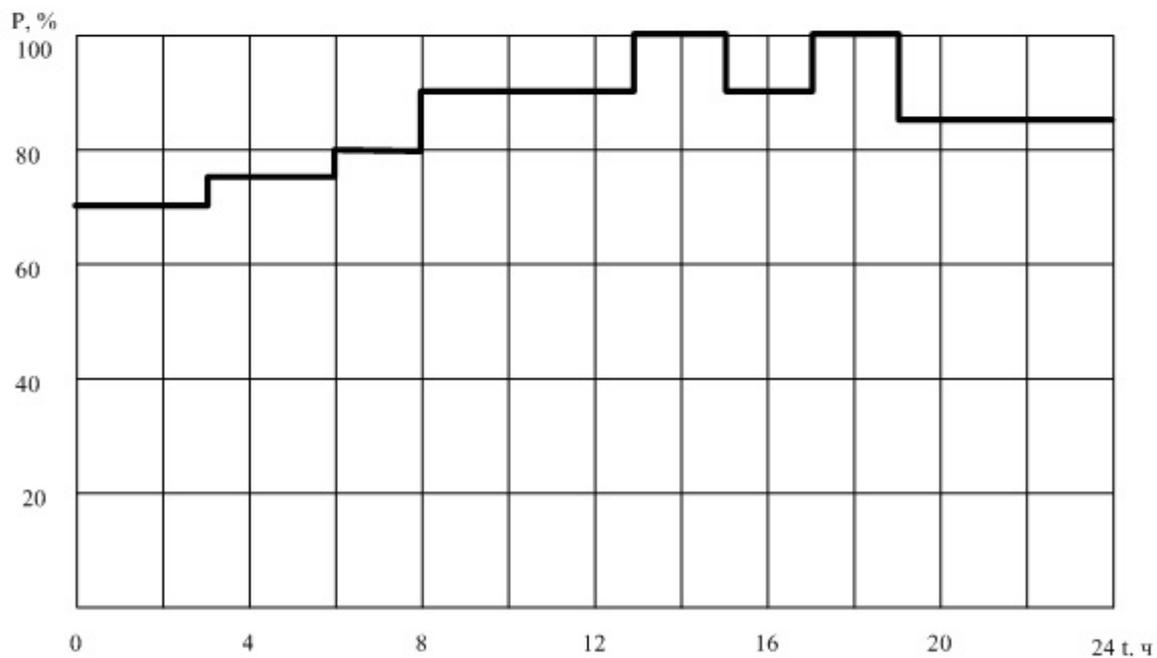


Рисунок 8 - График нагрузки предприятий добычи угля

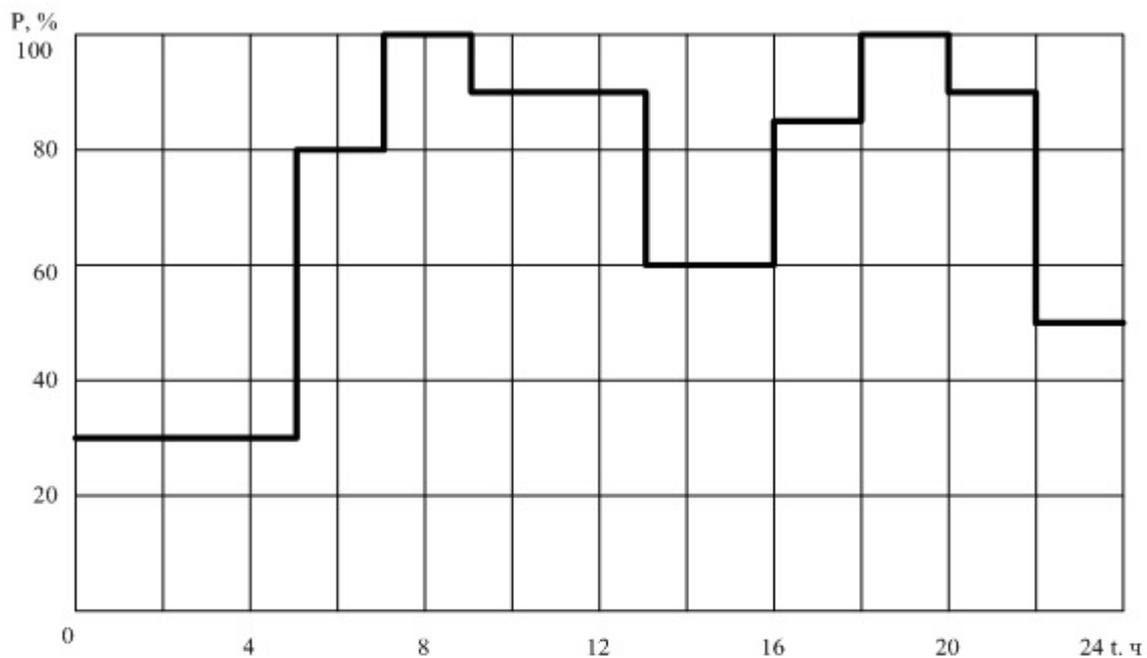


Рисунок 9 - График нагрузки ремонтно - механических предприятий

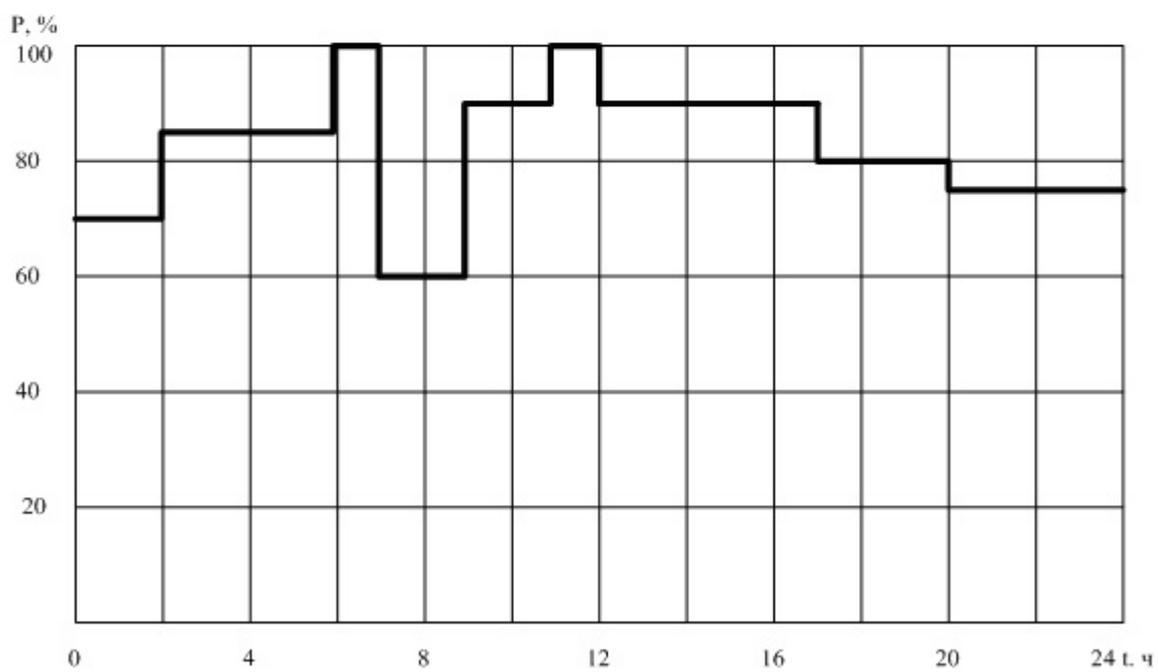


Рисунок 10 - График нагрузки предприятий химической промышленности

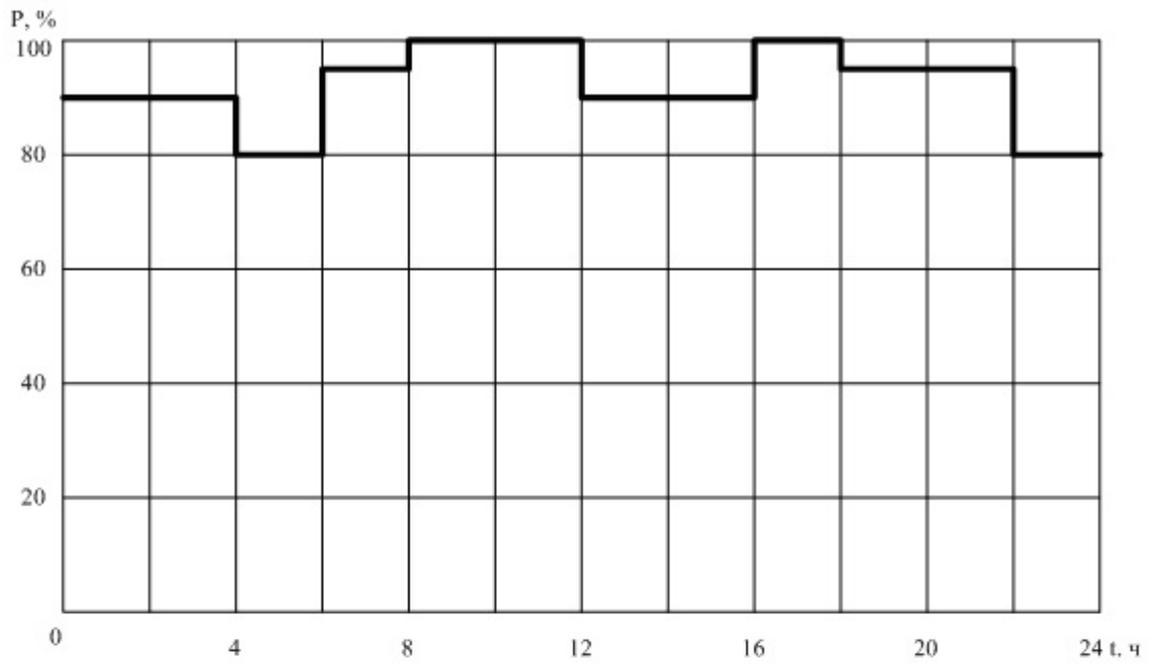


Рисунок 11 - График нагрузки предприятий целлюлозно
- бумажной промышленности

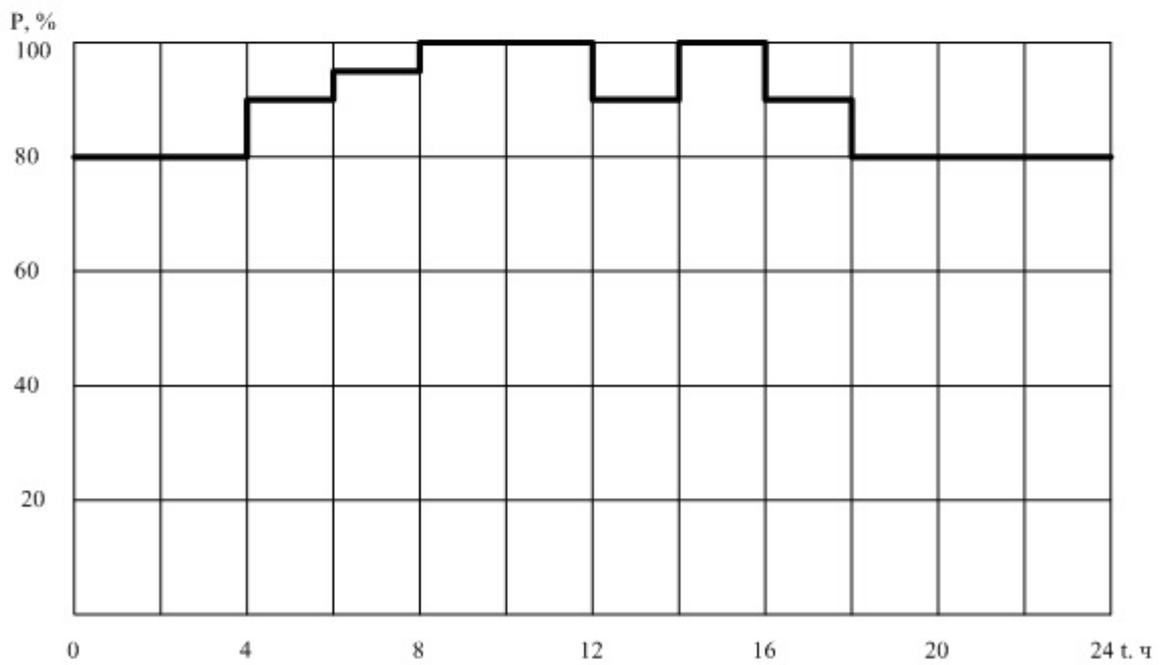


Рисунок 12 - График нагрузки прядильных и ткацких фабрик

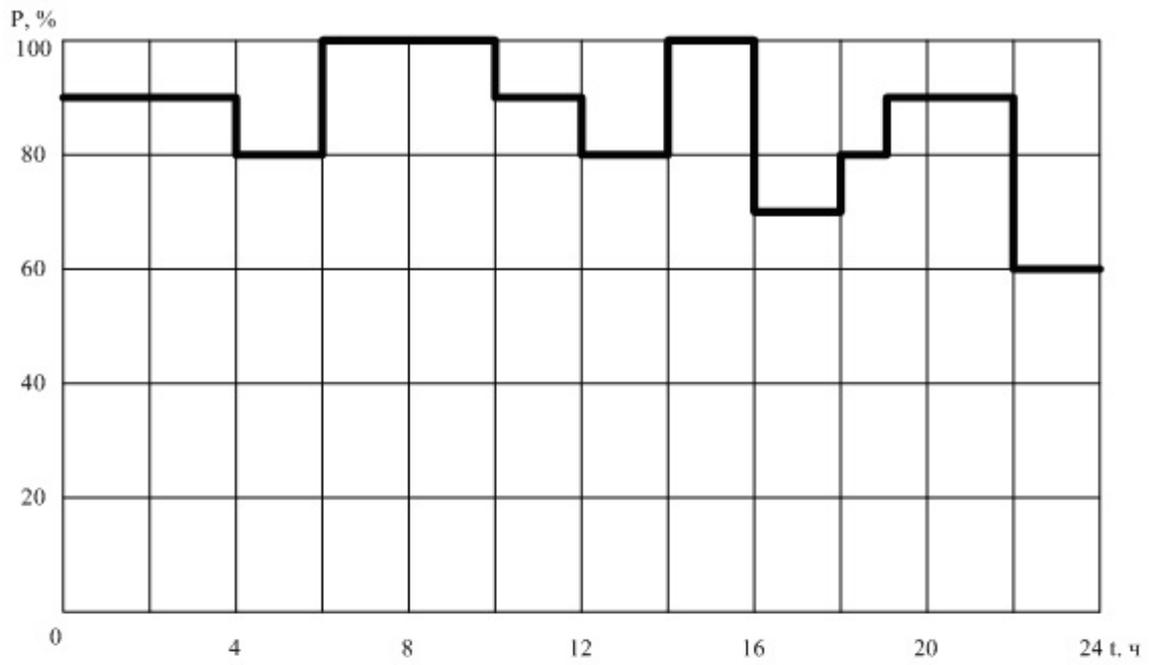


Рисунок 13 - График нагрузки предприятий нефтепереработки

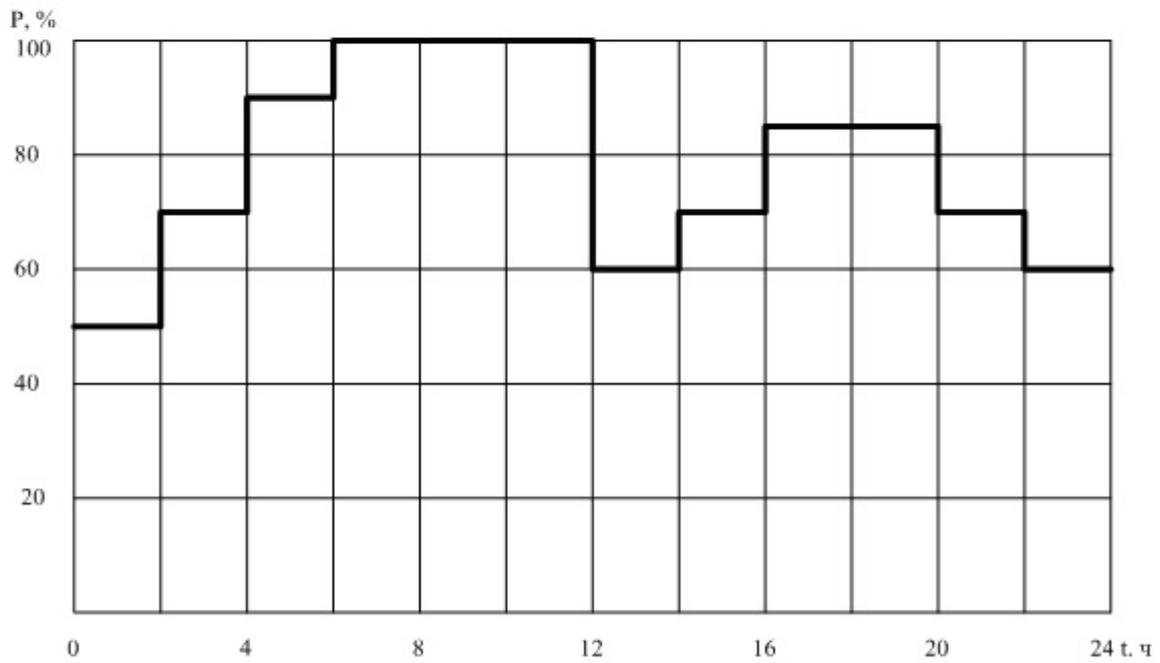


Рисунок 14 - График нагрузки предприятий машиностроения

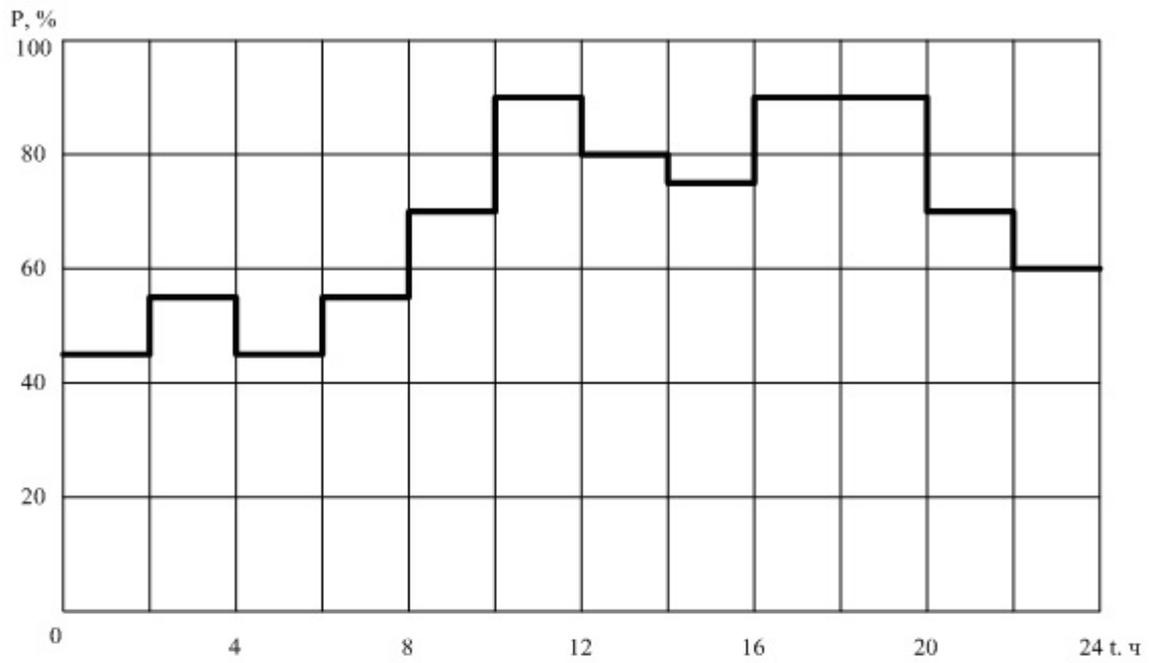


Рисунок 15 - График нагрузки предприятий металлообработки

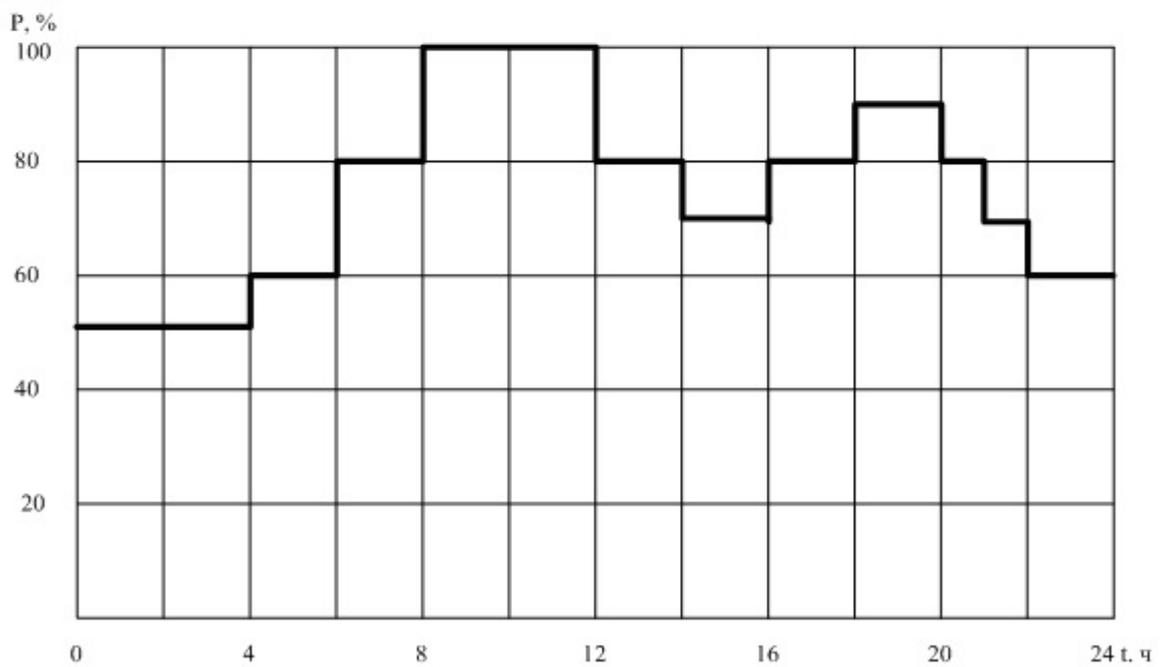


Рисунок 16 - График нагрузки предприятий бумажной промышленности

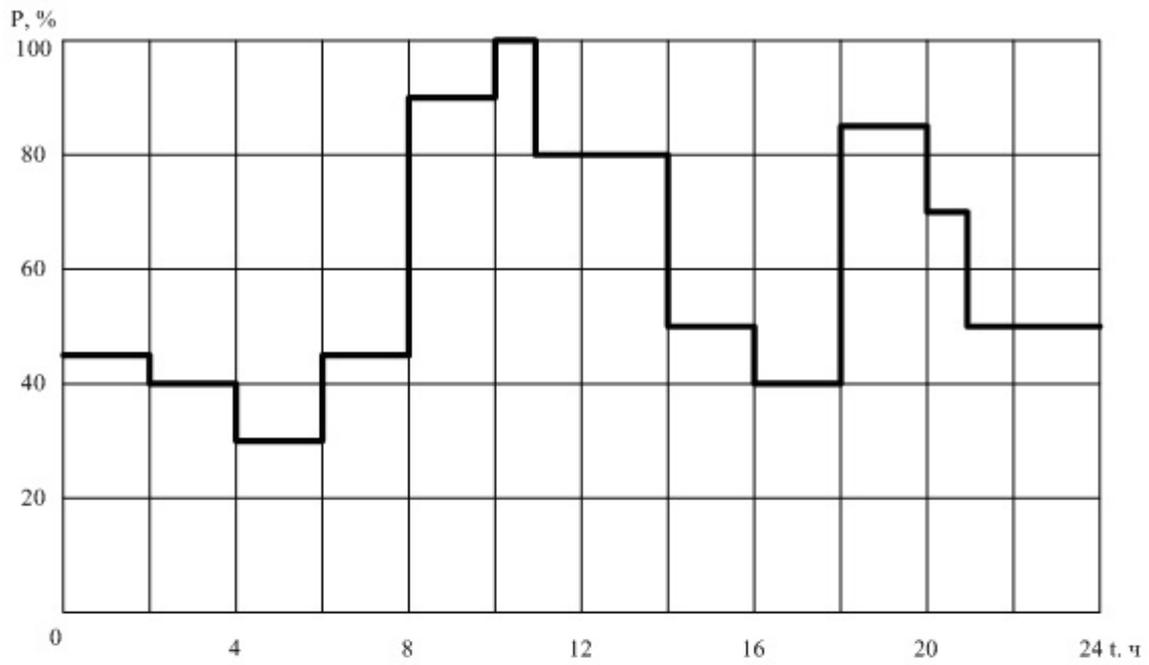


Рисунок 17 - График нагрузки предприятий деревообрабатывающей промышленности

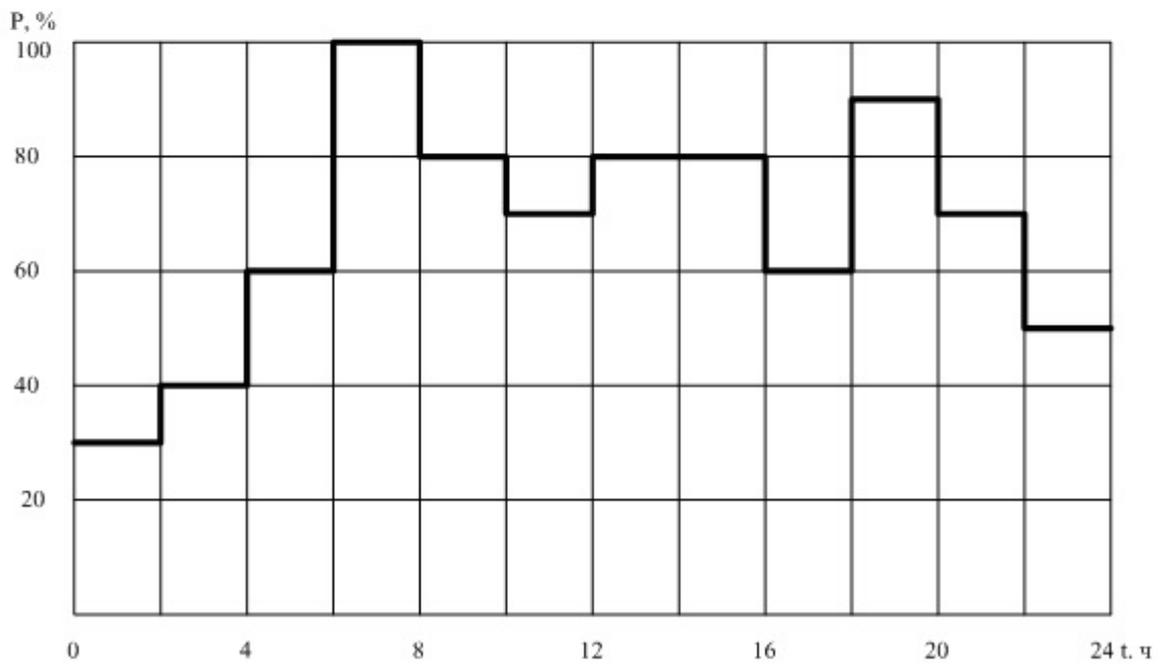


Рисунок 18 - График нагрузки предприятий легкой промышленности

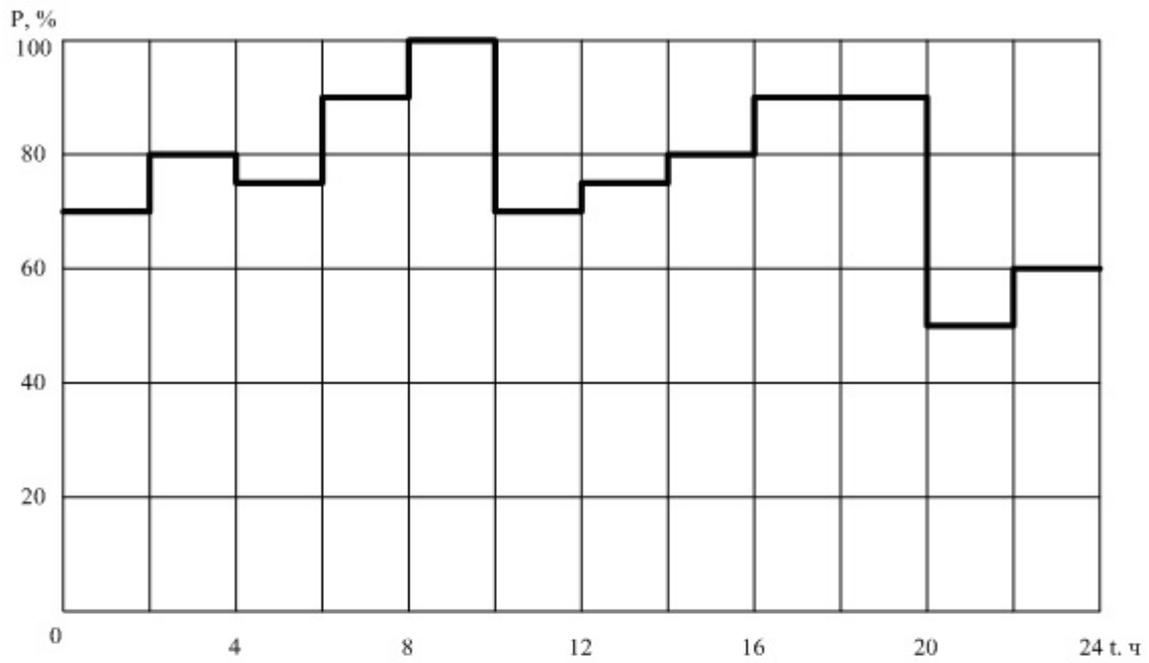


Рисунок 19 - График нагрузки предприятий текстильной промышленности

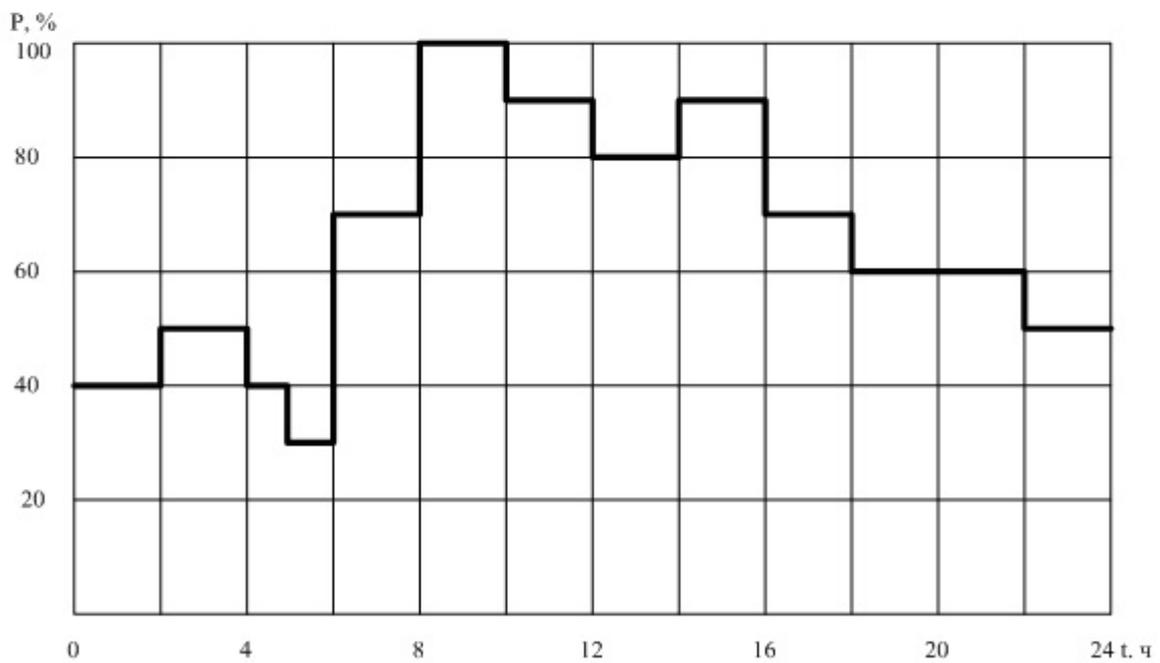


Рисунок 20 - График нагрузки предприятий пищевой промышленности

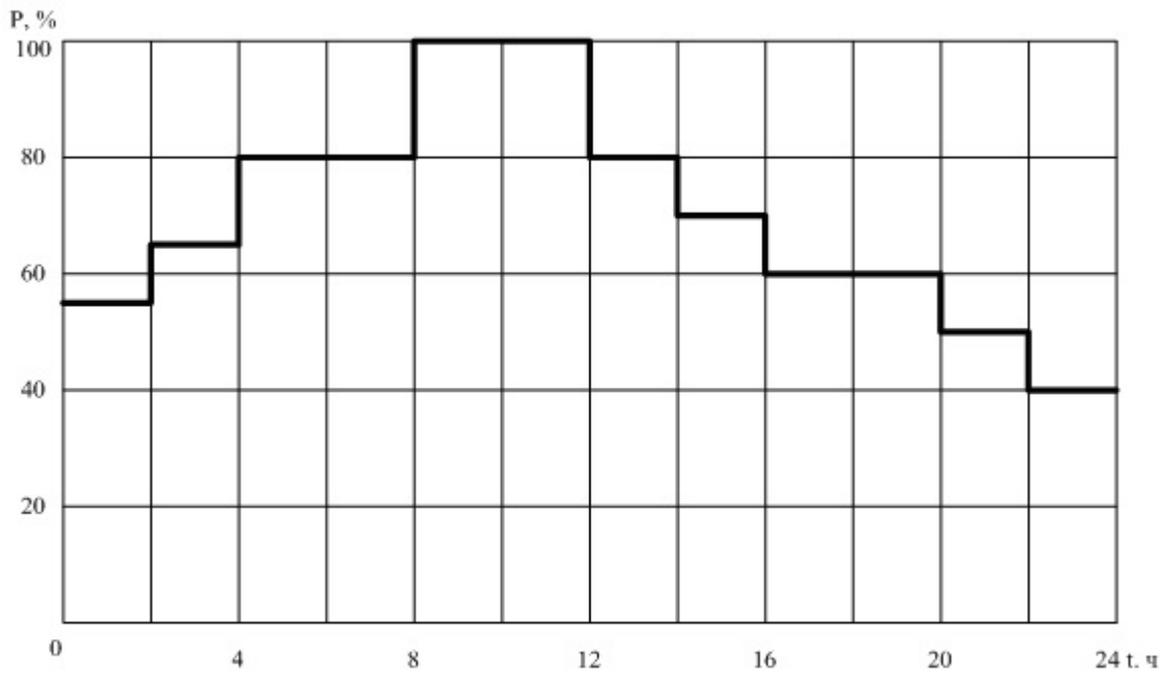


Рисунок 21 - График нагрузки предприятий резино - технической промышленности

Приложение В (рекомендуемое)

Пример расчета суточного графика нагрузки и построение годового графика нагрузки

Рассчитать суточный график электрической нагрузки и построить годовой график по продолжительности.

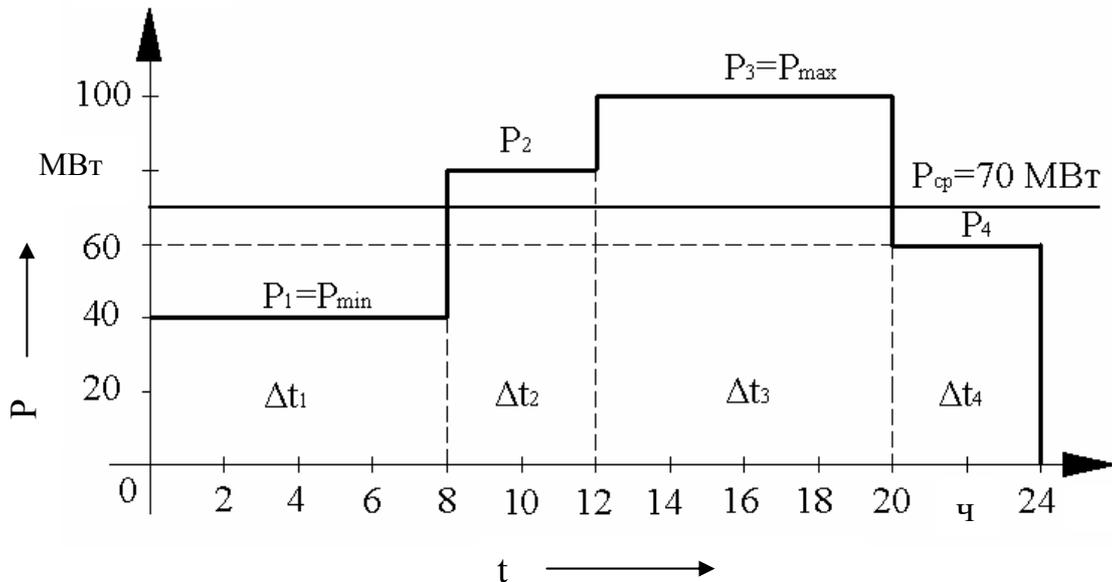


Рисунок В.1 – График суточной электрической нагрузки

- 1 Отмечаем максимальную и минимальную величину нагрузки.
- 2 Определяем среднюю величину нагрузки:

$$W_{\text{сут}} = P_1 \Delta t_1 + P_2 \Delta t_2 + P_3 \Delta t_3 + P_4 \Delta t_4 = 100 \cdot 8 + 80 \cdot 4 + 60 \cdot 4 + 40 \cdot 8 = 1680 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$P_{\text{cp}} = \frac{1680}{24} = 70 \text{ МВт};$$

Определяем коэффициент заполнения графика электрической нагрузки:

$$K_{\text{зг}} = \frac{70}{100} = 0,7$$

3 Строим годовой график электрической нагрузки по продолжительности

$$T_1 = 8 \cdot 365 = 2920 \text{ ч}; T_2 = 4 \cdot 365 = 1460 \text{ ч}; T_3 = 4 \cdot 365 = 1460 \text{ ч}; T_4 = 8 \cdot 365 = 2920 \text{ ч};$$

$$W_{\text{г}} = P_1 \cdot T_1 + P_2 \cdot T_2 + P_3 \cdot T_3 + P_4 \cdot T_4 =$$

$$= 100 \cdot 2920 + 80 \cdot 1460 + 60 \cdot 1460 + 40 \cdot 2920 = 613200 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Число часов использования максимума нагрузки в году:

$$T_{\max} = \frac{613200}{100} = 6132 \text{ ч}$$

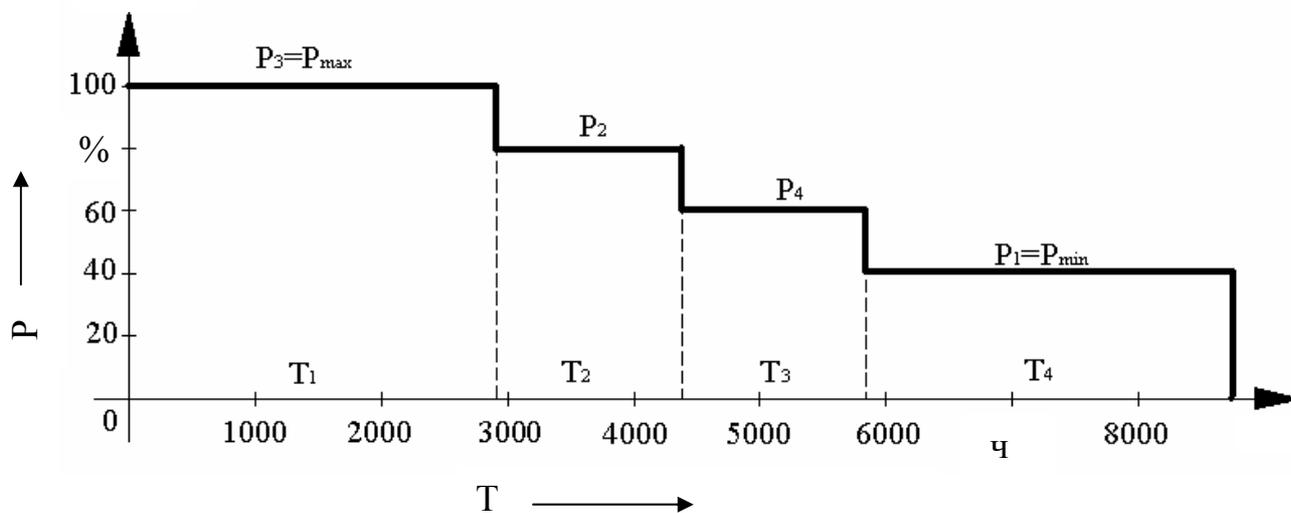


Рисунок В.2 – Годовой график электрической нагрузки по продолжительности

Приложение Г (справочное)

Данные силовых трансформаторов

Таблица Г.1 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип трансформаторов.	S _{нт} , кВА	Номинальное напряжение		ΔР _{хх} , кВт	ΔР _{кз} , кВт	U _к %	I _{хх} %	Пределы регулирования
		ВН	НН					
ТМН-2500/110	2500	115	6,6: 11	5	22	10,5	1,5	±10*1,5 ±8*1,5
ТМН-6300/110	6300	115	6,6: 11	10	50	10,5	1	±9*1,78
ТДН-10000/110	10000	115	6,6:11	14	60	10,5	0,9	±9*1,78
ТДН-16000/110	16000	115	6,6:11	21	85	10,5	0,85	±9*1,78
ТРДН-25000/110	25000	115	6,3-6,3; 6,3-10,5;	29	120	10,5	0,8	±9*1,78
ТРДН-32000/110	32000	115	6,3-6,3; 6,3-10,5;	35	145	10,5	0,75	±9*1,78
ТРДН-40000/110	40000	115	6,3-6,3; 6,3-10,5;	42	175	10,5	0,7	±9*1,78
ТРДН-80000/110	80000	115	6,3-6,3; 6,3-10,5;	70	315	10,5	0,6	

Таблица Г.2 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип трансформаторов.	S _{нт} , кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		ΔР _{хх} , кВт	ΔР _{кз} , кВт	U _к %	I _{хх} %	Пределы регулирования
		ВН	НН					
ТМН-2500/35	2500	35	6,3: 11	4,1	23,5	6,5	1	±8*1,5
ТМН-4000/35	4000	35	6,3:11	5,6	33,5	7,5	0,9	±8*1,5
ТМН-6300/35	6300	35	6,3; 11	8	46,5	7,5	0,8	±8*1,5
ТДНС-10000/35	10000	36,75	6,3;10,5	12	60	8	0,75	±8*1,5
ТДНС-16000/35	16000	36,75	6,3;10,5	17	85	10	0,7	±8*1,5
ТРДНС-25000/35	25000	36,75	6,3;10,5	25	115	10,5	0,65	±8*1,5
ТРДНС-32000/35	32000	36,75	6,3;10,5	29	145	12,7	0,6	±8*1,5
ТРДНС-40000/35	40000	36,75	6,3;10,5	26	170	12,7	0,5	±8*1,5
ТРДНС-63000/35	63000	36,75	6,3;10,5	50	250	12,7	0,45	±8*1,5

Приложение Д (справочное)

Таблица Д.1 - Значения годовой и сезонных эквивалентных температур охлаждающего воздуха по населенным пунктам

Населённый пункт	Эквивалентная температура, °С.			Населённый пункт	Эквивалентная температура, °С.		
	год	зим	лет.		год	зим	лет
Абакан	8,7	- 19,3	17,6	Калуга	8,8	-8,9	16,5
Алдан	4,8	-20,1	14,6	Кандалакша	4,5	-10,6	12,5
Алма – Ата	14,3	-5,9	22,2	Караганда	10,1	-14,3	18,9
Андижан	18,6	-0,3	26,3	Кемерово	7,8	-17,7	16,7
Актюбинск	12,1	-14,1	20,9	Керчь	15,1	0,4	23,6
Архангельск	5,8	-11,4	14,0	Кзыл – Орда	16,3	-7,7	24,7
Астрахань	15,7	-5,3	24,1	Киев	11,2	-4,8	18,9
Ачинск	7,5	-16,7	16,3	Кировабад	17,1	2,5	24,4
Ашхабад	21,6	-4,2	15,3	Киров	7,0	-13,1	16,4
Баку	17,8	4,9	24,8	Кировоград	12,0	-4,6	19,4
Барнаул	9,4	-16,4	18,2	Кировск	2,9	-11,3	10,9
Батуми	16,1	7,5	21,6	Кишинёв	13,4	-2,2	20,6
Белгород	11,5	-6,7	19,3	Кокчетав	9,6	-15,1	18,3
Белорецк	6,9	-15,1	15,2	Комсомольск-	9,3	-20,1	10,3
Березники	7,5	-14,3	16,0	на-Амуре			
Бийск	8,6	-16,9	17,4	Кострома	8,2	- 10,7	14,3
Биробиджан	10,0	-19,0	18,9	Краснодар	14,9	-0,7	22,3
Благовещенск	10,4	-19,6	19,7	Красноярск	8,0	-15,9	16,7
Благовещенское	9,2	-16,8	17,9	Кременчуг	12,3	-4,5	20,5
Братск	7,1	-20,1	16,3	Кривой Рог	13,3	-4,1	20,9
Брест	11,0	-3,4	17,9	Куйбышев	11,1	-12,5	19,6
Брянск	9,7	-7,6	17,4	Курган	8,8	-16,9	17,4
Бухара	18,7	1,3	26,3	Курган-Тюбе	19,9	-3,7	27,3
Верхоянск	2,9	-20,1	13,2	Курск	10,6	-7,7	18,4
Вильнюс	9,9	-4,4	17,0	Кутаиси	16,8	6,2	22,8
Винница	10,7	-4,9	17,8	Ленинград	8,6	-6,8	16,4
Витебск	9,4	-6,7	16,9	Липецк	10,9	-8,9	19,0
Владивосток	10,0	-11,7	17,4	Луцк	10,9	-3,6	17,8
Владимир	9,8	-10,2	16,8	Львов	9,9	-3,9	16,5
Волгоград	14,5	-7,9	23,0	Магадан	2,5	-19,4	11,1
Вологда	7,4	-10,8	15,5	Магнитогорск	8,6	-15,5	17,1
Воркута	0,5	-19,4	9,4	Мариуполь	13,6	-4,1	21,5
Воронеж	11,0	-8,4	19,0	Махачкала	16,0	0,8	23,7
Ворошиловград	13,3	-5,9	21,2	Минск	9,5	-5,9	16,8
Гомель	10,4	-5,8	17,7	Минусинск	8,8	-19,3	17,7
Горький	8,9	-10,5	17,1	Мирный	4,6	-20,1	16,8
Гродно	10,1	-4,1	17,1	Могилев	9,7	-6,5	15,1

Продолжение таблицы Д.1

Населённый пункт	Эквивалентная температура, °С.			Населённый пункт	Эквивалентная температура, °С.		
	год	зим	лет.		год	зим	лет
Грозный	15,0	-2,3	22,8	Мончегорск	3,8	-11,8	11,3
Гурьев	15,5	-8,3	24,3	Москва	10,1	-8,2	18
Джамбул	14,2	-4,6	22,1	Мурманск	3,4	-9,5	10,7
Днепропетровск	13,6	-4,4	21,3	Нальчик	13,3	-3,5	20,9
Донецк	12,6	-5,6	20,4	Нарын	8,8	-14,6	16,2
Дудинка	0,2	-15,5	9,9	Нарьян-Мар	2	-15,7	10,3
Душанбе	18,2	3,0	25,7	Нахичевань	18,1	-1,5	25,8
Евпатория	14,8	0,8	22,1	Невинномысск	13,7	-3,4	21,2
Ереван	16,4	-1,9	23,9	Нижний Тагил	6,5	-14,7	14,8
Житомир	10,8	-4,6	18,0	Николаев	14,2	-2,5	21,8
Запорожье	13,8	-4,0	21,6	Николаевск-на-	6,3	-20	15,1
Зея	7,4	-20,1	16,7	Амуре			
Зыряновск	8,4	-20,1	17,6	Новгород	8,3	-7,6	16,0
Иваново	8,1	-10,8	16,1	Новокузнецк	8,3	-16,3	17,0
Иваново –	10,9	-3,7	17,7	Новороссийск	15,8	3,5	22,7
Франковск				Новосибирск	8,3	-17,7	17,2
Игарка	2,1	-20,1	12,0	Норильск	0,7	-20,1	10,5
Ижевск	10,1	-13,4	17,4	Одесса	13,8	-1,8	21,3
Иркутск	7,1	-19,1	16,0	Омск	8,4	-17,8	17,1
Йошкар-Ола	8,6	-12,5	16,9	Орджоникидзе	11,8	-3,7	18,9
Казань	9,4	-12,5	17,8	Орёл	9,9	-8,4	17,8
Калининград	9,8	-2,4	16,5	Оренбург	12	-13,4	20,7
Калинин	8,1	-9,1	15,9	Оймякон	2,2	-20,1	12,4
Ош	15,9	-1,6	23,5	Тольятти	11,4	-11,4	19,8
Павлодар	10,9	-16,7	19,8	Томск	7,5	-17,8	16,4
Пенза	10,4	-11	18,6	Туапсе	16	5,2	22,4
Пермь	8,2	-14,3	16,7	Тула	9,4	-3,9	17,3
Петрозаводск	7,1	-8,8	15,1	Тюмень	8,6	-15,3	16,2
Петропавловск	8,8	-17,3	17,5	Ужгород	12,9	-1,1	19,6
Петропавлоск-	5,2	-7,6	11,9	Улан-Удэ	8,3	-20,1	17,6
Камчатский				Ульяновск	10	-12,4	18,4
Полтава	12	-5,9	19,7	Уральск	12,5	-12,8	21,3
Пржевальск	9,2	-5,9	16,0	Уссурийск	10,7	-17,1	19
Псков	8,8	-6,5	16,3	Усть-	11,2	-15	19,9
Пятигорск	13,1	-3	20,7	Каменогорск			
Рига	8,9	-4,8	15,8	Уфа	9,9	-13,1	18,3
Ровно	10,7	-4,1	17,7	Фергана	18	-0,6	25,6
Ростов-на-Дону	14	-4,6	21,9	Фрунзе	15	-3,8	22,8
Рубцовск	10,1	-16,5	19	Хабаровск	10,8	-18,6	19,7
Рязань	9,6	-9,9	17,7	Ханты-	6,7	-18,5	15,8
Самарканд	17	1,5	24,4	Мансийск			
Саранск	10,0	-10,9	18,3	Харьков	12,1	-6,3	19,8

Продолжение таблицы Д.1

Населённый пункт	Эквивалентная температура, °С.			Населённый пункт	Эквивалентная температура, °С.		
	год	зим	лет.		год	зим	лет
Саратов	12,5	-10,6	21,0	Херсон	14,2	-2,1	21,8
Свердловск	7,8	-14,9	17,6	Хмельницкий	10,7	-4,4	17,8
Семипалатинск	12	-15	20,9	Целиноград	9,9	-16,3	18,8
Симферополь	13,7	0,0	20,8	Чебоксары	9,1	-11,9	17,4
Смоленск	9	-7,6	16,5	Челябинск	9,2	-14,3	17,8
Советская Гавань	6,5	-15,4	14	Череповец	7,7	-10,2	15,8
Сочи	15,7	5,9	21,9	Черкаскы	11,7	-4,9	19,2
Ставрополь	13,5	-2,5	20,9	Чернигов	11,1	-5,7	18,5
Сугмант	17,0	4,2	23,9	Черновцы	11,6	-3,6	18,6
Сумы	10,9	-6,9	18,5	Чимкент	17	-1,2	25,1
Сургут	5,6	-19,9	14,9	Чита	7,5	-20,1	16,8
Сухуми	16,1	6,5	21,9	Элиста	14,7	-5,4	22,9
Сыктывкар	6,5	-14,1	15,0	Южно-	7,5	-11,6	15
Таганрог	14,4	-4,1	22,4	Сахалинск			
Тайшет	7,3	-18,5	16,4	Якутск	6,4	-20,1	16,6
Талды-Курган	13,5	-15,1	21,7	Ярославль	7,9	-10,6	15,8
Тамбов	10,9	-9,5	19				
Талин	8,2	-4,2	15,3				
Ташкент	17,9	-0,9	25,7				
Тбилиси	16,4	2,2	25,5				
Темир	13,3	-13,4	22,3				
Тернополь	10,6	-4,2	17,6				
Тобольск	7,8	-17	16,6				

Приложение Е (рекомендуемое)

Выбор мощности силовых трансформаторов по ГОСТ 14209-97

Дано: $S_{\max}=9$ МВА; $U_1=110$ кВ; $U_2=10$ кВ; $I=20$ %; $\Pi=65$ %; $\Theta=40$ °С.

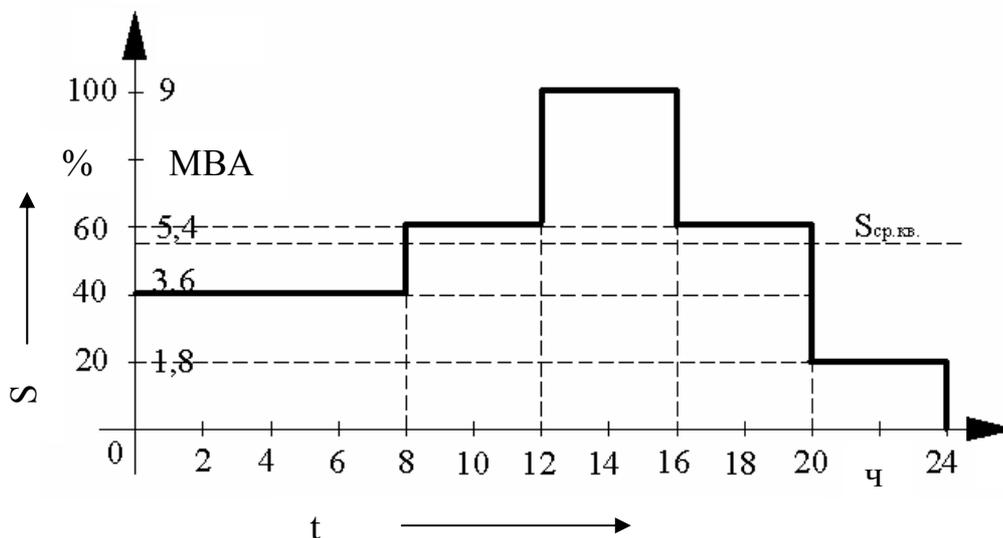


Рисунок Е.1 – Суточный график электрической нагрузки

1 Принимаем за 100 % мощность $S_{\max}=9$ МВА, т.е. $100\%=9$ МВА.

2 Определяем $S_{\text{ср.кв.}} = \sqrt{\frac{3,6^2 \cdot 8 + 5,4^2 \cdot 8 + 9^2 \cdot 4 + 1,8^2 \cdot 4}{24}} = 5,3 \text{ МВА}.$

3 Принимаем $S_{\text{тр}} \approx S_{\text{ср.кв.}} = 5,3$ МВА.

4 Выбираем стандартную номинальную мощность трансформатора $S_{\text{ст.ном.}} = 6,3$ МВА.

5 Проверяем трансформатор на систематическую перегрузку:

$$6,3 \cdot 2 \geq 9 (\text{МВА}); 12,6 \geq 9 (\text{МВА}).$$

Выбранный трансформатор удовлетворяет условиям проверки на систематическую перегрузку.

6 Определяем расчетный коэффициент K_1

$$K_1 = \frac{1}{2 \cdot 6,3} \cdot \sqrt{\frac{3,6^2 \cdot 8 + 1,8^2 \cdot 4}{12}} \approx 0,25.$$

7 Определяем коэффициент аварийной перегрузки: $K_2 = f(0,25;12;40) = 1,1$.

8 Проверяем трансформатор на аварийную перегрузку:

$$6,3 \cdot 1,1 \leq 9(MVA); 6,93 \leq 9(MVA).$$

Выбираем силовой трансформатор на ступень выше. Марка выбранного трансформатора ТМН – 10000/110/10.

Приложение Ж (справочное)

Длительно-допустимые токи проводов ВЛ и жил КЛ

Таблица Ж.1 – Допустимые длительные токи алюминиевых проводов

Марок А, АКП, Ап, АпКП		Марок АС, АСКП, АСКС, АСК, АпС, АпСКП, АпСКС, АпСК	
Номинальное сечение, мм ²	Допустимый длительный ток, А	Номинальное сечение, мм ²	Допустимый длительный ток, А
16	105	16/2,7	111
25	136	25/4,2	142
35	170	35/6,2	175
50	215	50/8,0	210
70	265	70/11	265
95	320	95/16	330
120	375	120/19	390
150	440	150/19	450
185	500	185/24	520
240	590	240/32	605
300	680	300/48	690

Таблица Ж.2 – Токовая нагрузка на провода с медными жилами с резиновой изоляцией

S, мм ²	Ток, А					
	Одножильные		Двухжильные		Трёхжильные	
	В воздухе	В воздухе	В земле	В воздухе	В земле	
1,5	23	19	33	19	27	
2,5	30	27	44	25	38	
4	41	38	55	35	49	
6	50	50	70	42	60	
10	80	70	105	55	90	
16	100	90	135	75	115	
25	140	115	175	95	150	
35	170	140	210	120	180	
50	215	175	265	145	225	
70	270	215	320	180	275	
95	325	260	385	220	330	
120	385	300	445	260	385	
150	440	350	505	305	435	
185	510	405	570	350	500	
240	605	—	—	—	—	

Таблица Ж.3 – Токовая нагрузка на кабели с алюминиевыми жилами с резиновой изоляцией

S, мм ²	Ток, А				
	Одножильные		Двухжильные		Трехжильные
	В воздухе	В воздухе	В земле	В воздухе	В земле
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	395	310	440	270	385
240	465	—	—	—	—

Таблица Ж.4 – Токовая нагрузка на силовые кабели с медными жилами с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в земле

S, мм ²	Ток, А					
	1 жи-ла, до 1 кВ	2 жи-лы, до 1 кВ	3 жилы			4 жи-лы, до 1 кВ
			до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	
6	—	80	70	—	—	—
10	140	105	95	80	—	85
16	175	140	120	105	95	115
25	235	185	160	135	120	150
35	285	225	190	160	150	175
50	360	270	235	200	180	215
70	440	325	285	245	215	265
95	520	380	340	295	265	310
120	595	435	390	340	310	350
150	675	500	435	390	355	395
185	755	—	490	440	400	460
240	880	—	570	510	460	—
300	1000	—	—	—	—	—
400	1220	—	—	—	—	—
500	1400	—	—	—	—	—
625	1520	—	—	—	—	—
800	1700	—	—	—	—	—

Таблица Ж.5 – Токовая нагрузка на силовые кабели с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в земле

S, мм ²	Ток, А					
	1 жи-ла, до 1 кВ	2 жи-лы, до 1 кВ	3 жилы			4 жи-лы, до 1 кВ
			до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	
6	—	60	55	—	—	—
10	110	80	75	60	—	65
16	135	110	90	80	75	90
25	180	140	125	105	90	115
35	220	175	145	125	115	135
50	275	210	180	155	140	165
70	340	250	220	190	165	200
95	400	290	260	225	205	240
120	460	335	300	260	240	270
150	520	385	335	300	275	305
185	580	—	380	340	310	345
240	675	—	440	390	355	—
300	770	—	—	—	—	—
400	940	—	—	—	—	—
500	1080	—	—	—	—	—
625	1170	—	—	—	—	—
800	1310	—	—	—	—	—

Таблица Ж.6 – Токовая нагрузка на силовые кабели с медными жилами с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в воздухе

S, мм ²	Ток, А					
	1 жи-ла, до 1 кВ	2 жи-лы, до 1 кВ	3 жилы			4 жи-лы, до 1 кВ
			до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	
6	—	55	—	—	—	—
10	95	75	60	55	60	75
16	95	80	65	60	80	90
25	160	130	105	90	125	80
35	200	150	125	110	105	120
50	155	145	135	145	190	140
70	305	225	200	175	165	185
95	360	275	245	215	200	215
120	415	320	285	250	240	260
150	470	375	330	290	270	300
185	525	—	375	325	305	340
240	610	—	430	375	350	—
300	720	—	—	—	—	—

Продолжение таблицы Ж.6

400	880	—	—	—	—	—
500	1020	—	—	—	—	—
625	1180	—	—	—	—	—
800	1400	—	—	—	—	—

Таблица Ж.7 – Токовая нагрузка на силовые кабели с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в воздухе

S, мм ²	Ток, А					
	1 жи-ла, до 1 кВ	2 жи-лы, до 1 кВ	3 жилы			4 жи-лы, до 1 кВ
			до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	
6	42	35	—	—	45	—
10	55	46	42	—	45	—
16	75	50	60	120	60	46
25	85	100	100	70	65	75
35	95	80	155	115	85	95
50	105	110	50	245	120	110
70	235	175	155	135	130	140
95	275	210	190	165	155	165
120	320	245	220	190	185	200
150	360	290	255	225	210	230
185	405	—	290	250	235	260
240	470	—	330	290	270	—
300	555	—	—	—	—	—
400	675	—	—	—	—	—
500	785	—	—	—	—	—
625	910	—	—	—	—	—
800	1080	—	—	—	—	—

Таблица Ж.8 – Токовая нагрузка на одножильные силовые кабели с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой оболочке, небронированные, прокладываемые в воздухе

S, мм ²	Ток, А					
	Медные жилы			Алюминиевые жилы		
	до 3 кВ	20 кВ	35 кВ	до 3 кВ	20 кВ	35 кВ
10	85	—	—	65	—	—
16	120	—	—	90	—	—
25	145	105/110	—	110	80/85	—
35	170	125/135	—	130	95/105	—
50	215	155/165	—	165	120/130	—
70	260	185/205	—	200	140/160	—
95	305	220/255	—	235	170/195	—
120	330	245/290	240/265	255	190/225	185/205
150	360	270/330	265/300	275	210/255	205/230
185	385	290/360	285/335	295	225/275	220/255
240	435	320/395	315/380	335	245/305	245/290
300	460	350/425	340/420	355	270/330	260/330
400	485	370/450	—	375	285/350	—
500	505	—	—	390	—	—
625	525	—	—	405	—	—
800	550	—	—	425	—	—

Таблица Ж.9 – Токовая нагрузка на трехжильные силовые кабели с обедненно-пропитанной изоляцией, в общей свинцовой оболочке, на напряжение 6 кВ, прокладываемые в земле и воздухе

S, мм ²	Ток, А					
	Медные жилы			Алюминиевые жилы		
	В земле	В воде	В воздухе	В земле	В воде	В воздухе
16	90	100	65	70	75	50
25	120	140	90	90	110	70
35	145	175	110	110	135	85
50	180	220	140	140	170	110
70	220	275	170	170	210	130
95	265	335	210	205	260	160
120	310	385	245	240	295	190
150	355	450	290	275	345	225

Таблица Ж.10 – Экономическая плотность тока – $j_{эк}$, А/мм²

Тип проводника	Т _{max} , ч/год		
	1000-3000	3000-5000	Более 5000
Неизолированные провода:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1
Кабели с бумажной изоляцией с жилами:			
медными	3	2,5	2
алюминиевые для:	1,6	1,4	1,2
европейской части, Закавказья, Забайкалья, Дальнего востока, Центральной Сибири, Казахстана и Средней Азии	1,8	1,6	1,5
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми для:	1,9	1,7	1,6
европейской части, Закавказья, Забайкалья и Дальнего востока, Центральной Сибири, Казахстана и Средней Азии	2,2	2	1,9

Приложение И (справочное)

Поправочные коэффициенты для КЛ

Таблица И.1 – Поправочные коэффициенты на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле

Расстояние в свету, см	Число кабелей					
	1	2	3	4	5	6
10	1	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
20	1	0,92	0,87	0,87	0,82	0,81
30	1	0,93	0,9	0,9	0,86	0,85

Таблица И.2 – Поправочные коэффициенты для кабелей, работающих не при номинальном напряжении

Рабочее напряжение, кВ	Поправочные коэффициенты для кабелей с номинальным напряжением, кВ					
	6		10		20	
	проложенных					
	в земле	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле	в воздухе
6	1,0	1,0	1,06	1,07	-	-
10	0,95	0,94	1,0	1,0	1,13	1,18
20	-	-	0,84	0,79	1,0	1,0

Таблица И.3 – Поправочные коэффициенты на токи для кабелей, неизолированных и изолированных проводов и шин в зависимости от температуры земли и воздуха

Условная температура среды, °С	Нормированная температура жил, °С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С											
		-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,2	1,17	1,13	1,09	1,04	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,74
25	70	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
16	65	1,18	1,14	1,1	1,05	1	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,2	1,15	1,12	1,06	1	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,2	1,13	1,07	1	0,93	0,85	0,76	0,66	0,56
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,5	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,2	1,14	1,07	1	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	-
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1	0,89	0,78	0,63	0,45	-

Приложение К (рекомендуемое)

Пример расчета воздушной линии электропередач

Рассчитать сечение ВЛ при известных данных $S_{\max}=18$ МВА, $U_{\text{ном}}=110$ кВ, число линий $n=2$, $T_{\max}=7200$ ч, $\theta = -25$ °С.

1 Выбираем марку провода АС

2 Находим экономическую плотность тока по таблице Ж.10

$$j_{\text{эк}} = f(\text{АС}; 7200) = 1 \text{ А/мм}^2$$

3 Находим расчетный ток:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} = \frac{18 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 47 \text{ А}$$

4 Находим экономическую плотность:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{47}{1} = 47 \text{ мм}^2$$

Берем $F_{\text{ст}}=50$ мм², следовательно по таблице Ж.1 находим $I_{\text{дл.доп}}=210$ А, $d=9,6$ мм.

Проверим выбранный провод:

1 По длительно допустимому току:

$$I'_{\text{дл.доп}} = I_{\text{дл.доп}} \cdot k = 210 \cdot 1,24 = 260 \text{ А}$$

где k – поправочный коэффициент на условия прокладки.

$$I'_{\text{дл.доп}} = 260 \text{ А} \geq I_{\text{ав}} = 2 \cdot 47 = 94 \text{ А}$$

Выбранное сечение проходит по длительно допустимому току.

2 Проверка по условиям короны $U_{\text{кор.кр}} = 84 \cdot 0,82 \cdot 0,48 \cdot \lg \frac{250}{0,48} = 90$ кВ,

где $r=d/2 = 9,6/2 = 4,8$ мм = 0,48 см

90 кВ < 110 кВ, значит по условиям короны ВЛ не проходит.

Увеличиваем расстояние до $a = 4$ м:

$$U_{\text{кор.кр}} = 84 \cdot 0,82 \cdot 0,48 \cdot \lg \frac{400}{0,48} = 96 \text{ кВ} \rightarrow 96 \text{ кВ} < 110 \text{ кВ}, \text{ значит}$$

увеличиваем коэффициент шероховатости провода, тогда

$U_{\text{кор.кр}} = 84 \cdot 0,87 \cdot 0,48 \cdot \lg \frac{400}{0,48} = 102 \text{ кВ} \rightarrow 102 \text{ кВ} < 110 \text{ кВ}$, значит берем сечение провода на ступень выше АС – 70 мм² с $I_{\text{дл.доп}} = 265 \text{ А}$, $d = 11,4 \text{ мм}$.

Приложение Л (рекомендуемое)

Пример расчета кабельной линии электропередач

Исходные данные: $S_{\max}=4,1$ МВА, $U_{\text{ном}}=6$ кВ, число линий $n=3$, $T_{\max}=6300$ ч, $\theta=30$ °С, проложены в траншее.

1 Задаемся материалами жил – алюминиевые, $j_{\text{эк}}=f(AI; \text{бумажная изоляция; Европейская часть; } 6300) = 1,2$ А/мм²

2 Находим расчетный ток:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} = \frac{4,1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 3} = 132 \text{ А}$$

3 Находим экономическое сечение:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{132}{1,2} = 110 \text{ мм}^2$$

Берем $F_{\text{ст}}=95$ мм², следовательно по таблице Ж.2 находим $I_{\text{дл.доп}}=225$ А.

4 Проверяем выбранное сечение по аварийному току:

$$I'_{\text{дл.доп}} = I_{\text{дл.доп}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 = 225 \cdot 0,88 \cdot 0,85 \cdot 1 = 168 \text{ А}$$

$k_1 = 0,88$, т.к. $\theta = 30$ °С

$k_2 = 0,85$, т.к. $l = 10$ см, $n = 3$

$k_3 = 1$, т.к. $U_{\text{расч}} = U_{\text{ном}}$

$$I_{\text{ав}} = \frac{4,1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot (3 - 1)} = 197 \text{ А}$$

$$197 \text{ А} > I'_{\text{дл.доп}} = 168 \text{ А}$$

Данный кабель не удовлетворяет условиям проверки по аварийному току, значит увеличиваем расстояние между кабелями с 10 см до 30 см., тогда $k_2=0,9$.

$$I'_{\text{дл.доп}} = I_{\text{дл.доп}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 = 225 \cdot 0,88 \cdot 0,9 \cdot 1 = 178 \text{ А}$$

$$178 \text{ А} < I_{\text{ав}} = 197 \text{ А}$$

Заменяем алюминиевую жилу на медную, тогда $j_{\text{эк}}=f(Cu; \text{бумажная изоляция; Европейская часть; } 6300) = 2$ А/мм².

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{132}{2} = 66 \text{ мм}^2, \text{ выбираем } F_{\text{СТ}} = 70 \text{ мм}^2 \text{ с } I_{\text{дл.доп}} = 245 \text{ А.}$$

$$I'_{\text{дл.доп}} = 245 \cdot 0,88 \cdot 0,9 \cdot 1 = 194 \text{ А}$$

$$194 \text{ А} < I_{\text{ав}} = 197 \text{ А.}$$

В данном случае, если алюминий менять на медь, то $I'_{\text{дл.доп}}$ будет увеличиваться.

$$\text{Значит увеличиваем сечение кабеля до } F_{\text{СТ}} = 120 \text{ мм}^2 \text{ с } I_{\text{дл.доп}} = 295 \text{ А.}$$

$$I'_{\text{дл.доп}} = I_{\text{дл.доп}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 = 295 \cdot 0,88 \cdot 0,9 \cdot 1 = 233,6 \text{ А}$$

$$233,6 \text{ А} > I_{\text{ав}} = 197 \text{ А}$$

По аварийному току данный кабель проходит.