

РАСЧЕТ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИИ

Учебное пособие
для выполнения курсового проекта
по дисциплине «Электрооборудование
распределительных устройств электрических станций
и цифровых подстанций»

B.

—

ВВЕДЕНИЕ

Учебное пособие содержит основные рекомендации, необходимые для выполнения курсового проекта студентами 3-го курса электроэнергетического факультета и составлено на основании рабочей программы дисциплины «Электрические станции и подстанций» направления подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника профиль «Электроснабжение».

Каждый раздел учебного пособия имеет ссылки на соответствующую учебную литературу либо приложения, находящиеся в конце.

Курсовой проект оформляется в виде расчетно-пояснительной записки, набранной на персональном компьютере в текстовом редакторе Word шрифтом TimesNewRoman, размер шрифта 14 кегль, одинарный межстрочный интервал.

Желательный объем пояснительной записки 35...40:25-30 страниц формата А4).

Пояснительная записка составляется последовательно в соответствии с содержанием проекта. Текст пояснительной записки следует делить на разделы, подразделы. Заголовок и текст каждого раздела нужно начинать с новой страницы, а подраздела продолжать на той же странице. Разделы и подразделы следует нумеровать арабскими цифрами и записывать с абзацного отступа с прописной буквы без точки в конце, выделяя жирным шрифтом.

Рисунки и таблицы должны иметь нумерацию соответствующего раздела, и пояснительные данные (например, Рисунок 1 – Блок-схема прибора). При переносе таблицы на другой лист над ней помещают слова «Продолжение таблицы» с указанием номера в левом верхнем углу.

Все расчеты должны иметь соответствующие пояснения и комментарии, а также ссылки на использованные источники, которые следует приводить в квадратных скобках.

Приложения оформляются как продолжение данного документа на последующих его листах. В тексте проекта должны быть ссылки на все приложения. Каждое приложение начинается с новой страницы с указанием наверху посередине страницы слова «Приложение», его обозначения и наименования отдельной строкой. Приложения обозначают буквами русского алфавита начиная с А, за исключением: З,Й,О,Ч,Ь,Ы,Ъ.

При выполнении курсового проекта поля текста составляют: слева – 30 мм, сверху и снизу – 20мм, справа – 15 мм.

Нумерация страниц должна быть сквозной, первой страницей считается титульный лист, номер страницы на нем не ставится.

Обозначение страниц начинается со второго листа.

Графическая часть проекта выполняется на двух листах формата А1. На первом листе изображается схема электрических соединений проектируемой подстанции с обозначением всех элементов данной схемы в соответствии с ГОСТ 2.722-68 и ГОСТ 2.723-69.

На втором листе приводятся план-разрез подстанции с нанесением всего электротехнического оборудования в соответствии с листом №1. Здесь же указываются все необходимые размеры (по горизонтали и вертикали), нумерация оборудования и его спецификация.

Оформление пояснительной записки и графического материала должно отвечать требованиям ЕСКД.

1 ЗАДАНИЕ НА РАЗРАБОТКУ ПРОЕКТА

Дисциплина- «Электрооборудование распределительных устройств электрических станций и цифровых подстанций»

студент электроэнергетического факультета Фамилия Имя Отчество
курса группы направления 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Подстанция _____ напряжением _____ связана с энергосистемой _____ воздушной линией напряжением _____ кВ, длиной _____ км.

Мощность короткого замыкания на шинах системы($S_{к.з.}$) _____ МВ·А.

Характеристики потребителей электрической энергии подстанции:

№ п\п	Наименование потребителя	Максимальная мощность, МВт	Расположение проводов, м	коэффициент мощности $\cos\varphi$	Кол-во линий, шт
1					
2					
3					
4					
5					

Задание выдал _____
подпись ученое звание Ф.И.О.

2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К ПРОЕКТУ

Исходные данные для разработки проекта студентом выбираются по прилагаемым таблицам в соответствии с вариантом.

Таблица 2.1 – Выбор типа и параметров подстанции

Третий знак кода	Тип подстанции	Тип ВЛ высокого напряжения	Напряжение ВЛ ВН,кВ	Длина ВЛ ВН, км	Расположение проводов, м
11	Проходная 110/10	одноцепная	110	50	Горизонтальное, 3,5м
12	Тупиковая 35/10	двухцепная	35	30	Треугольное 2,5 м
13	Проходная 110/10	одноцепная	110	60	Горизонтальное 3,5 м
14	Тупиковая 35/10	двухцепная	35	30	Треугольное 2,5м
15	Проходная 110/10	одноцепная	110	80	Горизонтальное , 3,5 м
16	Ответвительная 35/10	двухцепная	35	40	Треугольное 2,5 м
17	Проходная 110/10	одноцепная	110	70	Треугольное 3 м
18	Тупиковая 35/10	одноцепная	35	45	Горизонтальное 2,5 м
19	Проходная 110/10	одноцепная	110	75	Горизонтальное 3,5 м
20	Тупиковая 35/10	двухцепная	35	45	Треугольное 2,5 м

Таблица 2.2 – Тип и параметры потребителя

№ п/п	Наименование потребителя	Максимальная мощность, МВт	Напряжение питающих линий, кВ	К-во питающих линий,	cosφ
1	Сельскохозяйственный район	4	10	2	0,85
2	Населенный пункт	2	10	3	0,87
3	Машиностроительный завод	5	10	4	0,83
4	Предприятие по добыче угля	8	10	4	0,78
5	Предприятие цветной металлургии	9	10	5	0,83
6	Предприятие черной металлургии	12	10	3	0,80
7	Предприятие текстильной промышленности	2	10	2	0,78
8	Предприятие химической промышленности	4	10	2	0,79
9	Предприятие бумажной промышленности	5	10	2	0,83
10	Обогатительная фабрика	7	10	3	0,85

Таблица 2.3 – Выбор мощности короткого замыкания на шинах системы

Вариант	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$S_{к.з.}$, МВА	950	990	620	870	1200	1000	950	780	750	850

Таблица 2.4 – Выбор типа и параметров потребителя

Вариант	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
№ потребителей	2,3, 6, 7,10	1,5,6, 8,10	3,4,5, 8,9	2,5,6, 7,8	1,3,6, 8,10	2,3,6, 8,9,	3,6,8, 9,10	1,6,8, 9,10	4,5,7, 8,9	3,5,7, 8,10

3 ПРИНЯТЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

В учебном пособии приняты следующие буквенные обозначения величин:

P	–	активная мощность
Q	–	реактивная мощность
S	–	полная мощность
S_{\max}	–	максимальная полная мощность
$S_{\text{с.н.}}$	–	полная мощность собственных нужд
P_{\max}	–	максимальная активная мощность
$P_{\text{расч.}}$	–	расчетная активная мощность
$P_{\text{ср.}}$	–	средняя активная мощность
P_i	–	мощность i -ой ступени графика активной нагрузки
$\Delta P_{\text{пер.}}$	–	переменные потери активной мощности
$\Delta P_{\text{пост.}}$	–	постоянные потери активной мощности
$\Delta P_{\text{с.н.}}$	–	потери активной мощности на собственные нужды
W_{Π}	–	активная энергия, отпущенная потребителям с шин подстанции
$k_{\text{зап.}}$	–	коэффициент заполнения графика нагрузки
T_{\max}	–	продолжительность использования максимальной нагрузки
$\text{tg}\varphi_{\text{с.в.}}$	–	средневзвешенный коэффициент мощности
$S_{\text{н.тр.}}$	–	номинальная мощность трансформатора
$S_{\text{экв.1}}$	–	эквивалентная нагрузка трансформатора за 10 часовой период предшествующий перегрузу
$S_{\text{экв.2}}$	–	эквивалентная нагрузка трансформатора за период перегрузки
I_{\max}	–	максимальный рабочий ток
$j_{\text{эк.}}$	–	экономическая плотность тока
$F_{\text{эк}}$	–	экономическое сечение проводника
$I_{\text{доп.}}$	–	длительно допустимый ток
E_{\max}	–	максимальная напряженность
E_0	–	критическая напряженность
r_0, X_0	–	удельные активное и индуктивное сопротивления
R, X	–	активное и индуктивное сопротивления
$X_{\text{с}}$	–	индуктивное сопротивление системы
$S_{\text{к.з.}}$	–	мощность короткого замыкания
$\Delta P_{\text{к.з.}}$	–	потери короткого замыкания трансформатора
$U_{\text{к}}^{\%}$	–	напряжение короткого замыкания трансформатора
$U_{\text{с.н.}}$	–	средне-номинальное напряжение
$U_{\text{с.н.}}^{\text{НН}}$	–	средне-номинальное напряжение ступени низшего напряжения
$U_{\text{с.н.}}^{\text{ВН}}$	–	средне-номинальное напряжение ступени высшего напряжения
$Z_{\Sigma\text{К}}$	–	полное сопротивление то точки КЗ

I_{Π}	–	начальное значение периодической составляющей тока КЗ
i_y	–	ударный ток КЗ
k_y	–	ударный коэффициент
T_a	–	постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ
$X_{рез.}$	–	результатирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ
$R_{рез.}$	–	результатирующее активное сопротивление до точки КЗ
ω	–	угловая частота
$I_{доп.ном.}$	–	допустимый номинальный ток при +25 °С
v_o	–	действительная температура воздуха
v_k	–	расчетная температура проводника при КЗ
$v_{к.доп.}$	–	допустимая температура проводника при КЗ
v_H	–	температура проводника до КЗ
$v_{доп.}$	–	длительно допустимая температура проводника
$v_{o ном.}$	–	номинальная температура воздуха +25 °С
f_k	–	сложная функция температуры проводника при протекании тока КЗ
f_H	–	сложная функция температуры проводника до возникновения тока КЗ
Q	–	сечение проводника
B_k	–	импульс квадратичного тока (интеграл Джоуля) при КЗ
f	–	наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ
M	–	изгибающий момент
W	–	момент сопротивления проводника
σ	–	напряжение в материале проводника
$U_{сети ном.}$	–	номинальное напряжение сети в месте установки аппарата
U_H	–	номинальное напряжение аппарата
$I_{норм.расч.}$	–	расчетный ток нормального режима
I_H	–	номинальный ток аппарата
$i_{пр.скв.}$	–	предельно сквозной ток
$I_{тер.}$	–	ток термической стойкости аппарата
$t_{тер.}$	–	время протекания тока термической стойкости аппарата
$I_{откл.ном.}$	–	номинальный ток отключения выключателя
$I_{1н}$	–	номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока
$i_{дин.}$	–	ток динамической стойкости трансформатора тока (ТТ)
Z_2	–	полное расчетное сопротивление вторичной цепи ТТ
$Z_{2 ном.}$	–	допустимое полное сопротивление вторичной цепи ТТ
S_2	–	расчетная полная мощность вторичной цепи трансформатора напряжения (ТН)
$S_{2 ном.}$	–	допустимая полная мощность вторичной цепи ТН

4 ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ПОДСТАНЦИИ

Электрическая нагрузка отдельных потребителей, а следовательно и суммарная их нагрузка, определяющая режим работы подстанций (электростанций в энергосистеме), непрерывно меняется. Этот факт принято отражать графиком нагрузки, то есть диаграммой изменения мощности (тока) на шинах подстанции во времени.

По виду фиксируемого параметра различают графики активной P (МВт), реактивной Q (МВАр), полной (кажущейся) S (МВА) мощностей и тока I (А) на шинах подстанции.

Как правило, графики отражают изменение нагрузки за определенный период времени. По этому признаку их подразделяют по продолжительности на суточные (24 ч.), сезонные (зима, лето) и годовые.

По месту назначения или элементу энергосистемы, к которому они относятся, графики можно разделить на следующие группы:

- графики нагрузки потребителей, определяемые на шинах подстанции;
- сетевые графики нагрузки – на шинах районных и узловых подстанций;
- графики нагрузки энергосистемы, характеризующие результирующую нагрузку энергосистемы;
- графики нагрузки электростанций;

4.1 Суточные графики нагрузок потребителей

Фактический график нагрузки может быть получен с помощью регистрирующих приборов, которые фиксируют изменения соответствующего параметра во времени.

Кроме максимальной активной мощности (P_{\max}), для построения графика необходимо знать характер изменения нагрузки потребителя во времени, который можно определить в соответствии с заданием на разработку курсового проекта из типовых графиков силового максимума в процентах в течении суток (зима, лето), которые приведены в Приложении А на рисунках А1...А8.

Для удобства расчетов график выполняется ступенчатым. Наибольшая возможная за сутки нагрузка принимается за 100%, а остальные ступени графика показывают относительное значение нагрузки для данного времени суток.

При известной $P_{\text{расч}}$ можно перевести типовой график в график нагрузки заданного потребителя, согласно задания, используя соотношение для каждой ступени графика [4]:

$$P_i = n_i^{\%} \cdot P_{\text{расч.}} / 100 \text{ (МВт)},$$

где $n_i^{\%}$ – ордината соответствующей ступени типового графика, в %, $P_{\text{расч.}}$ – расчетная мощность предприятия согласно задания МВт.

В курсовом проекте суточные типовые графики нагрузки предприятий по сезонам (зима, лето), необходимо перевести в соответствующие графики нагрузки P_i (МВт) предприятий, используя вышеуказанную формулу, а результаты представить в табличном виде (смотрите приложение Б, таблицы Б1 и Б2).

По результатам расчетов в таблицах Б1 и Б2 необходимо построить графики сезонных суточных нагрузок для предприятий согласно варианта задания на курсовой проект в координатах: ось абсцисс – время в часах, а ось ордината – мощность в МВт.

4.2 Суммарный (совмещенный) график нагрузок потребителей

Этот график определяется с учетом потерь мощности на подстанции.

Потери мощности зависят от:

- протекания тока по обмоткам трансформаторов, которые являются переменными величинами зависящими от нагрузки ($\Delta P_{\text{пер.}}$);
- постоянную часть потерь мощности определяют в основном потери холостого хода трансформаторов ($\Delta P_{\text{пост.}}$);
- потери на собственные нужды зависят от параметров трансформатора и типа подстанции ($\Delta P_{\text{с.н.}}$).

Суммируя значения мощностей i^{x} -ступеней графиков нагрузки всех потребителей и потери мощности на подстанции для каждой ступени, получают суммарный (совмещенный) график нагрузки подстанции для сезонов (зима, лето) согласно выражения:

$$P_{\Sigma \text{пс}(i)}^{\text{x}} = P_{(i)} + \Delta P_{\text{пост.}} + \Delta P_{\text{пер.}} + \Delta P_{\text{с.н.}} \text{ (МВт)},$$

где $P_{(i)}$ – суммарная мощность всех предприятий i -ступени из раздела 1.1

$\Delta P_{\text{пост.}}$ – постоянные потери, которые составляют 1% от P_{max} ,

$$\Delta P_{\text{пост.}} = 0,01 P_{\text{max}} \text{ (МВт)},$$

где P_{max} – максимальное значение активной мощности i -ступени совмещенного графика [4,9];

$\Delta P_{\text{с.н.}}$ – потери на собственные нужды, составляют 0,5% от P_{max} .

$$\Delta P_{с.н.} = 0,005 P_{\max} (\text{МВт}),$$

$\Delta P_{\text{пер}}$ – переменные потери, зависящие от значения мощности каждой ступени и вычисляются по формуле [4,9]:

$$\Delta P_{\text{пер}} = P_{(i)}^2 / 10 \times P_{\max} (\text{МВт}).$$

Расчет суммарных графиков нагрузки потребителей (зима, лето) на шинах подстанции свести в таблицы В1 и В2 приложения В.

По результатам конечной суммы $P_{\Sigma \text{nc}(i)}$ таблиц В1 и В2 приложения В для сезонов года (зима, лето) строятся графики суммарной (совмещенной) нагрузки подстанции с учетом потерь.

4.3 Годовой график по продолжительности нагрузок

Этот график показывает длительность работы установки в течение года с различными нагрузками. По оси ординат откладывают нагрузки в соответствующем масштабе, по оси абсцисс – часы года от 0 до 8760. Нагрузки на графике располагают в порядке их убывания от P_{\max} до P_{\min} .

Принято, что длительность сезонных времен года зима и лето составляют соответственно 200 и 165 дней.

Построение годового графика по продолжительности нагрузок производится на основании известных суммарных суточных графиков нагрузки зимнего и летнего периода, полученных в разделе 1.2.

График по продолжительности нагрузок применяют в расчетах технико-экономических показателей установки, расчетах потерь электроэнергии, при оценке использования оборудования в течение года и т.д.

Значение активной мощности i -ступени графика по продолжительности определяется проекцией соответствующих ординат суммарных суточных графиков нагрузки зимнего и летнего периода на ось ординат искомого графика, а длительность этой ступени графика по продолжительности T_i рассчитывается по [4]:

$$T_i = t_i^{\text{зима}} \times 200 + t_i^{\text{лето}} \times 165 (\text{ч}),$$

где $t_i^{\text{зима}}$ и $t_i^{\text{лето}}$ длительность i -ступени суточного зимнего и летнего суммарного графиков нагрузки (см. раздел 1.2).

4.4 Техничко-экономические показатели, определяемые из графиков нагрузки

Площадь, ограниченная кривой графика активной нагрузки, численно равна *энергии, отпущенной с шин подстанции* потребителям

за рассматриваемый период (год) [4]:

$$W_{\Pi} = \sum P_i \times T_i (\text{МВт} \times \text{ч}),$$

где P_i – мощность i - ступени графика

T_i – продолжительность ступени.

Средняя нагрузка по графику за рассматриваемый период (год) равна:

$$P_{\text{cp}} = W_{\Pi} / T (\text{МВт}),$$

где T – длительность рассматриваемого периода,

W_{Π} – электроэнергия за рассматриваемый период.

Степень неравномерности графика работы электроустановки оценивают **коэффициентом заполнения**.

$$k_{\text{зап}} = W_{\Pi} / P_{\text{max}} \cdot T = P_{\text{cp}} / P_{\text{max}}$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки показывает, во сколько раз отпущенное с шин количество электроэнергии за рассматриваемый период меньше того количества электроэнергии, которое было бы отпущено с шин подстанции за то же время, если бы нагрузка установки все время была бы максимальной. Очевидно, что чем равномернее график, тем ближе значение $k_{\text{зап}}$ к единице.

Для характеристики графика нагрузки подстанции можно воспользоваться величиной **продолжительность использования максимальной нагрузки**

$$T_{\text{max}} = W_{\Pi} / P_{\text{max}} = P_{\text{cp}} \cdot T / P_{\text{max}} = k_{\text{зап}} \times T (\text{ч}).$$

Эта величина показывает, сколько часов за рассматриваемый период T (обычно год) установка должна была бы работать с неизменной максимальной нагрузкой, чтобы отпустить с шин подстанции действительное количество электроэнергии W_{Π} за этот период времени.

4.5 График полной мощности подстанции

Построение графика полной мощности подстанции необходимо для выбора и проверки на перегрузочную способность трансформаторов на подстанции.

Для этого необходимо произвести расчет средневзвешенного коэффициента мощности нагрузки для каждой ступени графика нагрузки - $\text{tg}\varphi_{\text{св}(i)}$ по [8]:

$$\text{tg}\varphi_{\text{св}(i)} = P_{1(i)} \cdot \text{tg}\varphi_1 + P_{2(i)} \cdot \text{tg}\varphi_2 + \dots / \sum P_{1-n(i)}$$

Далее вычисляется полная мощность с учетом выше найденных средневзвешенных коэффициентов для каждого часа графика полной мощности подстанции по [8]:

$$S_{(i)} = P_{(i)}^{\Sigma} \times \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{св}(i)}} \text{ (МВА)},$$

где $P_{(i)}^{\Sigma}$ – сумма активных мощностей i -ступени графика полной мощности подстанции по разделу 1.2.

По полученным значениям мощностей $S_{(i)}$ строится график полной мощности подстанции.

5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РАСЧЕТ НАПЕРЕГРУЗОЧНУЮ СПОСОБНОСТЬ

Число трансформаторов, устанавливаемых на подстанциях всех категорий принимается, как правило, не более двух. При установке двух трансформаторов и отсутствия резервирования по сетям низшего напряжения мощность каждого из них выбирается с учетом загрузки трансформатора не более 70% от суммарной максимальной нагрузки подстанции в номинальном режиме [1].

Мощность трансформатора на подстанции должна быть такой, чтобы при выходе из работы одного из них второй воспринял основную нагрузку подстанции с учетом допускаемой перегрузки в послеаварийном режиме и возможного временного отключения потребителей третьей категории. В соответствии с существующей практикой проектирования мощность трансформаторов на подстанции рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 40% на время максимума по условию [1,3]:

$$S_{н.тр.} \geq S_{max} / 1,4 (\text{МВА}),$$

где S_{max} – максимальная расчетная мощность подстанции по расчету раздела 1.5

По таблице Г1 приложения Г принимается ближайшая трансформаторная мощность и тип трансформатора [9,11].

При выборе мощности трансформатора нельзя руководствоваться только их номинальной мощностью, так как в реальных условиях температура окружающей среды, условия установки трансформатора могут быть отличными от принятых. Нагрузка трансформатора меняется в течение суток, и если мощность выбрать по максимальной нагрузке, то в периоды спада ее трансформатор будет не загружен, т.е. недоиспользована его мощность. Опыт эксплуатации показывает, что трансформатор может работать часть суток с перегрузкой, если в другую часть суток его нагрузка меньше номинальной. Критерием различных режимов является износ изоляции трансформатора [12].

Нагрузочная способность трансформатора – это совокупность допустимых нагрузок и перегрузок.

Допустимая нагрузка – это длительная нагрузка, при которой расчетный износ изоляции обмоток от нагрева не превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы.

Перегрузка трансформатора – режим, при котором расчетный износ изоляции обмоток превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы. Такой режим возникает, если нагрузка окажется больше

номинальной мощности трансформатора или температура окружающей среды больше принятой расчетной.

Допустимые систематические перегрузки трансформатора больше его номинальной мощности возможны за счет неравномерности нагрузки течении суток.

На графике полной мощности подстанции (см. раздел 1.5) откладывается прямая линия, соответствующая номинальной мощности принятого трансформатора. Верхняя часть графика, отсекаемая данной прямой, является зоной перегрузки трансформатора.

5.1 Построение эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки подстанции

Для подсчета допустимой систематической перегрузки трансформатора действительный график преобразуется в эквивалентный двухступенчатый[4,9].

При преобразовании исходного графика нагрузки в эквивалентный график нагрузки рассматриваются три случая:

1-исходный график имеет один максимум (*тепловой импульс –площадь ограниченная линией номинальной мощности трансформатора и ординатой мощности графика*).

В этом случае длительность предшествующего десятичасового периода откладывается до начала периода перегрузки.

2-исходный график имеет два максимума, причем больший по тепловому импульсу следует за меньшим.

В этом случае величина и длительность перегрузки определяется по параметрам большего максимума, а меньший максимум учитывается в эквивалентной начальной нагрузке предшествующего десятичасового периода, т.е. длительность десятичасового периода откладывается в сторону меньшего максимума по тепловому импульсу.

3- исходный график имеет два максимума, причем меньший по тепловому импульсу следует за большим.

В этом случае величина и длительность перегрузки определяется по параметрам большего максимума, а меньший максимум учитывается в эквивалентной начальной нагрузке, которая определяется по десятичасовому периоду, следующему за большим максимумом, т.е. длительность десятичасового периода также откладывается в сторону меньшего максимума по тепловому импульсу.

Эквивалентная нагрузка трансформатора на рассматриваемом интервале времени определяется по уравнению [9]:

$$S_{\text{ЭКВ.1}} = \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_{10}^2 t_{10}}{t_1 + t_2 + \dots + t_{10}}}, \text{ (МВА)},$$

где $S_{\text{ЭКВ.1}}$ – эквивалентная нагрузка трансформатора за десятичасовой период.

$S_1 \dots S_{10}$ – нагрузка трансформатора за десятичасовой период.

$t_1 \dots t_{10}$ – длительность ступеней нагрузки десятичасового периода графика полной нагрузки подстанции.

$$S_{\text{ЭКВ.2}} = \sqrt{\frac{S_i^2 t_i + \dots + S_n^2 t_n}{t_i + \dots + t_n}}, \text{ (МВА)},$$

где $S_{\text{ЭКВ.2}}$ – эквивалентная нагрузка трансформатора за период перегрузки.

$S_i \dots S_n$ – мощности графика нагрузки подстанции в период перегрузки.

$t_i - t_n$ – длительность ступеней перегрузки.

Для получения эквивалентного двухступенчатого графика значения мощностей для десятичасового периода предшествующего перегрузке и периоду перегрузки откладываются на графике полной мощности подстанции.

Далее определяются коэффициенты начальной нагрузки k_1 и k_2 – превышения нагрузки по [9]:

$$k_1 = S_{\text{ЭКВ.1}} / S_{\text{н.тр.}},$$

$$k_2 = S_{\text{ЭКВ.2}} / S_{\text{н.тр.}}$$

Далее по графикам на рисунках Д1 и Д2 приложения Д при известных k_1 и длительности перегрузки $(t_i \dots t_n) = t_{\text{пер.}}$ определяется коэффициент допустимой перегрузки $k_{2\text{доп}}$. Если окажется, что $k_{2\text{доп}} \geq k_2$, то трансформатор может систематически перегружаться по данному графику нагрузки. В противном случае необходимо предусмотреть меры по снижению нагрузки трансформатора, если это возможно, либо принять трансформатор следующей ступени мощности.

5.2 Выбор трансформатора собственных нужд

Подстанции средней мощности (единичная мощность до 63 МВА) проектируются с питанием цепей защиты, управления, сигнализации на переменном оперативном токе.

Приемниками энергии системы собственных нужд подстанции являются: электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева масляных выключателей и шкафов с установленными

в них электрическими аппаратами и приборами; электрическое отопление и освещение, системы пожаротушения.

Установленную мощность трансформатора собственных нужд (ТСН) подстанции можно найти по формуле[8]:

$$S_{с.н.} = 0,05S_{max.} \text{ (МВА)},$$

где S_{max} – см.раздел 1.5

По приложению Г или [7,9] принимается типовая мощность ТСН.

Для повышения надежности электроснабжения цепей собственных нужд трансформатор присоединяется к выводу низкого напряжения силового трансформатора на участке между трансформатором и выключателем ввода. Надвухтрансформаторных подстанциях рекомендуется устанавливать два трансформатора собственных нужд напряжением 10/0,4 кВ.

6 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Схема электрических соединений проектируемой подстанции должна удовлетворять следующим требованиям:

- а) иметь достаточную надежность;
- б) быть простой, наглядной;
- в) быть экономичной;
- г) иметь возможность расширения.

На подстанции устанавливают, как правило, не более двух трансформаторов с автоматическим устройством изменения коэффициента трансформации под нагрузкой (см. задание). Схема открытого распределительного устройства высокого напряжения (ОРУ ВН) должна быть без сборных шин. На стороне низкого напряжения схема закрытого распределительного устройства (ЗРУ НН) принимается с одной системой сборных шин. При наличии ответственных потребителей шины секционируются выключателем. Здесь же принимается тип ячеек распределительного устройства по [6,7,9,11].

Режим работы трансформаторов двухтрансформаторных подстанций должен быть обоснован. Для снижения токов аварийного режима рекомендуется использовать раздельную работу трансформаторов.

Схема ОРУ ВН подстанции получающей питание по двум линиям (см. задание) должна предусматривать схему «мостика» с автоматической или неавтоматической перемычкой.

Схема электрических соединений подстанции комплектуется с учетом блочно-модульного принципа с учетом современных схемных решений [17].

Примеры выполнения таких схем приведены в приложениях М и Н.

В пояснительной записке приводится описание и выбор схемного решения, а на листах №1,2 (формат А1) принятая схема электрических соединений подстанции – лист №1 и план-разрез подстанции – лист №2.

7 ВЫБОР МАРКИ И СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ЛИНИЙ ВЫСОКОГО И НИЗКОГО НАПЯЖЕНИЯ

В линиях электропередачи напряжением 10-110 кВ как правило используется провод марки АС [1].

Сечения проводов линий высокого и низкого напряжения в нормальном режиме определяются по экономической плотности тока [1,10].

Экономическое сечение проводника линии вычисляется по формуле [10].

$$F_{\text{эк.}} = \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{эк.}}} (\text{мм}^2),$$

где I_{max} – максимальный ток нормального рабочего режима.

$j_{\text{эк.}}$ – экономическая плотность тока, зависящая от материала проводника и T_{max} [1,9].

Максимальный ток нормального рабочего режима определяется по выражению:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} U_{\text{ВН}} n} (\text{А}),$$

где S_{max} – максимальная расчетная мощность подстанции, МВА.

$U_{\text{ВН}}$ – напряжение питающей линии, кВ (по заданию).

n – количество цепей питающей линии (по заданию).

По значению экономического сечения принимается ближайшее стандартное сечение проводника, приложение Е или [7,9,11].

Выбранное сечение должно удовлетворять условию нагрева [1]:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}},$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток провода по [7,9,11], приложение Е.

7.1 Проверка сечения проводника по условию короны

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников напряжением 35 кВ и выше [1,4,7].

Правильный выбор сечения проводника обеспечивает уменьшение действия короны до допустимых значений. Провода не будут коронировать если максимальная напряженность поля у поверхности любого провода будет не более $0,9E_0$ [4,7] т.е.

при расположении проводов в треугольник

$$E_{\text{max}} \leq 0,9 E_0 (\text{кВ/см})$$

при горизонтальном расположении проводников

$$1,07E_{\max} \leq 0,9 E_0 (\text{кВ/см})$$

Максимальная напряженность поля у поверхности нерасщепленного провода:

$$E_{\max} = \frac{0,354U}{r_0 \lg \frac{D_{\text{ср.}}}{r_0}} (\text{кВ/см})$$

где U – линейное напряжение, кВ.

r_0 – радиус провода, см.

$D_{\text{ср.}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

$$D_{\text{ср.}} = \sqrt[3]{D_{1-2} D_{2-3} D_{1-3}},$$

где $D_{1-2}, D_{2-3}, D_{1-3}$ – расстояние между соседними фазами [1,4,7].

Начальное значение критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) (\text{кВ/см}),$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, в расчете принять $m=0,82$.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

Основной причиной аварийных режимов в электроустановках являются трехфазные, двухфазные, двухфазные на землю и однофазные короткие замыкания.

Расчеты аварийных режимов при проектировании электрической установки необходимы для выбора подстанционной аппаратуры и проверки токоведущих частей на их термическую и электродинамическую стойкость, а также для расчета релейной защиты и заземляющих устройств.

В курсовом проекте разработчику необходимо произвести расчет токов трехфазного короткого замыкания на стороне высокого (точка K_1) и низкого напряжения (точка K_2) трансформаторной подстанции.

Для расчета нужно составить схему замещения участка сети: система – воздушная линия высокого напряжения – трансформаторная подстанция в однолинейном исполнении.

Все элементы этой сети должны быть представлены своими схемами замещения. На этих схемах приводятся активные и индуктивные сопротивления элементов, по которым возможно протекание токов короткого замыкания.

Пример такой схемы замещения приведен на рисунке 5.1

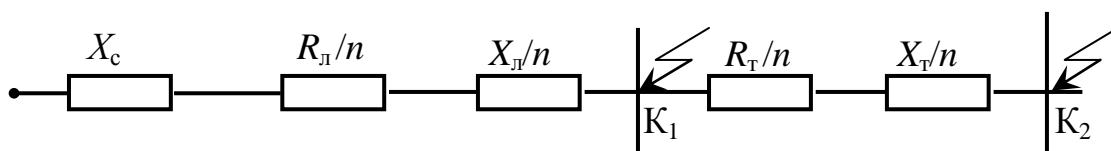


Рисунок 5.1 – Схема замещения для расчета токов КЗ

На рисунке 5.1 приняты следующие обозначения: X_c , $X_{л}$, $X_{т}$ – индуктивные сопротивления системы, линии высокого напряжения, трансформаторов; $R_{л}$, $R_{т}$ – активные сопротивления линии высокого напряжения, трансформаторов; n – количество цепей линии высокого напряжения, трансформаторов на подстанции.

Расчет токов короткого замыкания выполняется в системе именованных единиц [2,5].

8.1 Расчет сопротивлений схем замещения системы, линии высокого напряжения, трансформаторов

При коротком замыкании на шинах высокого напряжения трансформаторной подстанции (точка K_1). Индуктивное сопротивление системы определяется по выражению [2,3,4,5]:

$$X_c = \frac{(U_{с.н.})^2}{S_{к.з.}}, (\text{Ом})$$

где $U_{с.н.}$ – средненоминальное напряжение ступени короткого замыкания (37,0кВ, 115кВ – принимается в соответствии с напряжением проекта по заданию);

$S_{к.з.}$ – мощность короткого замыкания по заданию, МВА.

Активное сопротивление линии электропередачи высоконапряжения [2,3,4,5]:

$$R_{л} = r_0 \cdot L. (\text{Ом})$$

Реактивное сопротивление линии высокого напряжения [2,3,4,5]:

$$X_{л} = x_0 \cdot L. (\text{Ом})$$

где L – длина линии электропередачи по заданию, км;

r_0, x_0 – удельные активные и индуктивные сопротивления провода, Ом/км по [9,11], либо таблице Е2, приложения Е.

Активное сопротивление трансформатора R_T [2,3,4,5]:

$$R_T = \frac{\Delta P_{к.з.} \cdot U_{с.н.}^2 \cdot 10^3}{S_H^2}, (\text{Ом})$$

где $\Delta P_{к.з.}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт (принимаются по разделу 2 и приложению Г);

$U_{с.н.}$ – средненоминальное напряжение обмотки высокого напряжения трансформатора, кВ;

S_H – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Индуктивное сопротивление трансформатора [2,3,4,5]:

$$X_T = \frac{U_{к.з.}^{\%} \cdot U_{с.н.}^2 \cdot 10}{S_H}, (\text{Ом})$$

где $U_{к.з.}^{\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, % (приложение Г).

При коротком замыкании на шинах низкого напряжения трансформаторной подстанции (точка K_2), индуктивное сопротивление системы определяется по выражению:

$$X_c^* = \frac{(U_{с.н.})^2}{S_{к.з.}}, (\text{Ом}),$$

где $U_{с.н.}$ – средненоминальное напряжение ступени короткого

замыкания равная 10,5 кВ.

Активное и индуктивное сопротивления линии электропередачи высокого напряжения определяется по формуле [2,5]:

$$R_{\text{Л}}^* = R_{\text{Л}} \left(\frac{U_{\text{с.н.}}^{\text{н.н.}}}{U_{\text{с.н.}}^{\text{в.н.}}} \right)^2, (\text{Ом})$$
$$X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \left(\frac{U_{\text{с.н.}}^{\text{н.н.}}}{U_{\text{с.н.}}^{\text{в.н.}}} \right)^2, (\text{Ом})$$

где $U_{\text{с.н.}}^{\text{н.н.}}$ и $U_{\text{с.н.}}^{\text{в.н.}}$ – среднономинальные напряжения на стороне обмоток низкого и высокого напряжения трансформатора.

Активное сопротивление трансформатора R_{T} определяется по формуле:

$$R_{\text{T}}^* = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} \cdot U_{\text{с.н.}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{H}}^2}, (\text{Ом})$$

Индуктивное сопротивление трансформатора X_{T} определяется по формуле:

$$X_{\text{T}}^* = \frac{U_{\text{к.з.}}^{\%} \cdot U_{\text{с.н.}}^2 \cdot 10}{S_{\text{H}}}, (\text{Ом})$$

где $U_{\text{с.н.}}$ – среднономинальное напряжение обмотки низкого напряжения трансформатора.

В случае применения на подстанции трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения корректировку его сопротивления при определении тока КЗ в точке К2 производят по формулам [3]:

$$X_{\text{в.т.}} = X_{\text{вн-нн}} \left(1 - \frac{K_{\text{P}}}{4} \right);$$
$$X_{\text{н.т1}} = X_{\text{н.т2}} = X_{\text{вн-нн}} \left(\frac{K_{\text{P}}}{2} \right),$$

где $X_{\text{вн-нн}} = X_{\text{T}}^*$;

K_{P} – коэффициент расщепления, для трехфазных трансформаторов равен 3,5.

Суммарное сопротивление цепи трансформатора при КЗ на шинах низшего напряжения: $X_{\text{T}} = X_{\text{вт}} + X_{\text{нт1(нт2)}}$.

Результирующее сопротивление до точки короткого замыкания К1:

$$Z_{\Sigma K1} = \sqrt{(X_c + X_{л})^2 + R_{л}^2}, (\text{Ом}).$$

Результирующее сопротивление до точки короткого замыкания К2:

$$Z_{\Sigma K2} = \sqrt{(X_c^* + X_{л}^* + X_{т}^*)^2 + (R_{л}^* + R_{т}^*)^2}. (\text{Ом}).$$

8.2 Расчет токов трехфазного короткого замыкания

Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в точках К1 и К2 определяется по выражению [2,5]:

$$I_{\Pi(K1)}^{(3)} = \frac{U_{\text{в.н. с.н.}}}{\sqrt{3}Z_{\Sigma K1}} \text{ и } I_{\Pi(K2)}^{(3)} = \frac{U_{\text{н.н. с.н.}}}{\sqrt{3}Z_{\Sigma K2}}. (\text{А})$$

8.3 Расчет ударного тока трехфазного короткого замыкания

Максимальное значение полного тока – ударный ток возникает в сети примерно через 0,01 с после начала процесса короткого замыкания. При этом считается, что периодическая составляющая тока не претерпевает существенных изменений и остается равной, как и в начальный момент. При этом учитывается лишь затухание апериодической составляющей тока короткого замыкания. На основании этого ударный ток определится [2,4,5]:

$$i_y = \sqrt{2}I_{\Pi}^{(3)}k_y, (\text{А})$$

где k_y - ударный коэффициент, определяемый по выражению [2,5]:

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}},$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, которая может быть определена по формуле:

$$T_a = \frac{X_{\text{рез.}}}{\omega R_{\text{рез.}}},$$

где $X_{\text{рез.}}$, $R_{\text{рез.}}$ – соответственно результирующие (суммарные) индуктивные и активные сопротивления до точек К3 (точек К1 и К2).

$\omega = 2\pi f$ – угловая частота, ($f=50$ Гц).

9 ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

Выбор необходимого оборудования производится на основании принятой схемы электрических соединений (раздел 3.1). В распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС.

9.1 Выбор и проверка ошиновки распределительного устройства высокого напряжения

В случае выполнения ошиновки гибкими проводниками их сечение принимается, как правило, равным сечению провода линии высокого напряжения.

Согласно ПУЭ, сборные шины электроустановок и ошиновки в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются [1].

В зависимости от принятой схемы распределительного устройства сечение гибкой ошиновки проверяется по допустимому току нагрева (см. раздел 4). Выбор сечения шин производится по условию нагрева.

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$$

В данном выражении $I_{\text{доп}}$ должен быть определен с поправкой на температуру воздуха, отличной от принятой в таблицах (+25°C) по выражению:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном.}} \sqrt{\frac{70 - v_0}{45}}, (\text{А})$$

где v_0 – действительная температура воздуха (см. задание).

Выбранное сечение проверяется на термическую стойкость при протекании тока КЗ по [1,4]:

$$v_k \leq v_{\text{к.доп.}}$$

где v_k – расчетная температура нагрева шины током короткого замыкания;

$v_{\text{к.доп.}}$ – допустимая температура нагрева шины при коротком замыкании (для алюминиевых гибких и жестких шин + 200°C, медных + 300°C) [4,7].

Для определения расчетной температуры проводника предварительно находится температура проводника до момента возникновения КЗ- $V_{н.}$ по[4]:

$$V_{н.} = V_0 + (V_{доп.} - V_{о.ном.}) \left(\frac{I_{max}}{I_{доп.}} \right)^2, (°C)$$

где $V_{доп.}$ – длительно допустимая температура проводника +70°C;

$V_{о.ном.}$ – номинальная температура воздуха +25°C.

По кривой (Приложение И), используя $V_{н.}$ определяем сложную функцию температуры проводника до момента возникновения КЗ – $f_{н.}$.

Сложная функция температуры проводника, при протекании тока КЗ определится по формуле:

$$f_{к} = f_{н} + \frac{kB_{к}}{g^2},$$

где $B_{к}$ – импульс квадратичного тока КЗ, определяемый как:

$$B_{к} = I_{П}^{(3)2} (t_{откл.} + T_a), (кА^2 с)$$

где $I_{П}^{(3)}$ – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в точках К1 и К2 (см.раздел 5.2).

$$t_{откл.} = t_{р.з.} + t_{откл. в} = (0,16...0,2), (с)$$

где $t_{р.з.}$ – время действия основной релейной защиты;

$t_{откл. в}$ – полное время отключения выключателя;

k –коэффициент учитывающий удельное сопротивление и эффективную теплоемкость проводника (алюминиевые шины, провода,кабели – 1,054; тоже с медными жилами – 0,4570);

g – сечение проводника, мм².

По графику (Приложение И), используя значение $f_{к}$ определяется конечное значение температуры проводника в режиме короткого замыкания $V_{к}$. Если окажется, что $V_{к} \leq V_{к,доп.}$ то проводник термически стоек.

Согласно ПУЭ, гибкие проводники на электродинамическую стойкость не проверяются [1,3,4]. Однако, если $i_{y} \geq 20$ кА такие проводники должны быть проверены на схлестывание [4].

9.2 Выбор и проверка ошиновки распределительного устройства низкого напряжения

В случае выполнения схемы распределительного устройства жесткой ошиновкой ее сечение определяется согласно вышеприведенной методики. В отличие от гибкой ошиновки она дополнительно проверяется на электродинамическую стойкость [1,3,4]. Жесткие шины, закрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ определяется по [4,7]:

$$f = \sqrt{3} \frac{i_y^2}{a} 10^{-7}, \text{ (Н/м)}$$

где i_y – ударный ток трехфазного КЗ, А (определен выше);
 a – расстояние между соседними фазами, м.

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент M .

$$M = fl^2 / 10, \text{ (Н·м)}$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч.}} = \frac{M}{W}, \text{ (Мпа)}$$

где W – момент сопротивления шины на изгиб, см³ (Приложение К).

Шины электродинамически устойчивы если:

$$\sigma_{\text{расч.}} \leq \sigma_{\text{доп.}}$$

где $\sigma_{\text{доп.}}$ – допустимое механическое напряжение в материале шины (Приложение К).

9.3 Выбор и проверка электрических аппаратов

В соответствии с принятой схемой электрических соединений подстанции в курсовом проекте необходимо произвести выбор и проверку следующих аппаратов:

На стороне высокого напряжения подстанции – разъединители, выключатели, ограничители перенапряжения, контрольно-измерительную аппаратуру (трансформаторы тока и напряжения, измерительные приборы).

На стороне низкого напряжения подстанции – определить тип ячеек ЗРУ, в которых установлены: разъединители, выключатели, ограничители перенапряжения, контрольно-измерительная аппаратура (трансформаторы

тока и напряжения, измерительные приборы).

При выборе аппаратов следует учесть возможность появления в схеме электроснабжения подстанции утяжеленного режима.

Рабочий ток утяжеленного режима находится при отключении одного из параллельно работающих трансформаторов с учетом аварийно допустимой перегрузки оставшегося в работе, либо при отключении одной из питающих линий. При выборе коммутационной аппаратуры следует учитывать современное развитие коммутационной техники. НаОРУ высокого напряжения использовать воздушные (элегазовые), вакуумные выключатели. В ЗРУ низкого напряжения вакуумную технику, Основные технические параметры коммутационных аппаратов приведены [9,11] либо в Приложении Л.

Перед выбором коммутационных аппаратов необходимо учесть род установки – наружный или внутренний. Аппараты внутренней установки предназначены для работы в закрытых распределительных устройствах, а также в закрытых ячейках ЗРУ. Аппараты наружной установки предназначены для работы в открытых распределительных устройствах.

Выбранные электрические аппараты проверяют на устойчивость в режиме короткого замыкания по методике приведенной ниже.

При выборе коммутационных аппаратов следует ориентироваться на установку в одном распределительном устройстве однотипных аппаратов, что упрощает их эксплуатацию.

В курсовом проекте достаточно произвести расчеты по выбору одного аппарата каждого наименования, работающего в наихудших условиях. Результаты выбора подстанционных аппаратов вносятся в расчетные таблицы (см. ниже).

9.3.1 Выбор разъединителей

Таблица 9.1 – Параметры выбора разъединителя

Параметры выбора *	Тип разъединителя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети.ном.}} \leq U_{\text{н}}, \text{ кВ}$			
$I_{\text{норм.расч.}} \leq I_{\text{н}}, \text{ А}$			
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв.}}, \text{ кА}$			
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер.}}^2 t_{\text{тер.}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$			

* – в правой части формул приведены расчетные данные в месте установки аппарата. В левой части данные по каталогу для выбираемого аппарата.

Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер.}}$ принимается:

$$t_{\text{тер.}} = 4 \text{ с при } U_{\text{н}} \leq 35 \text{ кВ,}$$

$$t_{\text{тер.}} = 3 \text{ с при } U_{\text{н}} \geq 110 \text{ кВ.}$$

9.3.2 Выбор выключателей

Таблица 9.2 – Параметры выбора выключателя

Параметры выбора	Тип выключателя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети.ном.}} \leq U_{\text{н}}, \text{ кВ}$			
$I_{\text{норм.расч.}} \leq I_{\text{н}}, \text{ А}$			
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв.}}, \text{ кА}$			
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$			
$I_{\text{п}} \leq I_{\text{откл.ном.}}, \text{ кА}$			

9.3.3 Выбор ограничителей перенапряжения

Таблица 9.3 – Параметры выбора ограничителя перенапряжения

Тип ограничителя перенапряжения	Напряжение установки	Назначение	Способ установки

9.4 Контрольно-измерительная аппаратура

Количество электроизмерительной аппаратуры, устанавливаемой на подстанции, должно быть минимально возможным для облегчения обслуживания, упрощения и удешевления установки, но и достаточным для правильного ведения эксплуатации. Измерение переменного тока требуется в цепях силовых трансформаторов и в цепях отходящих линий электропередачи. Для измерений тока в трехфазной цепи следует применять один амперметр. Измерение напряжения производится на всех секциях сборных шин на стороне высокого и низкого напряжений силового трансформатора. Напряжение в каждом случае измеряется одним вольтметром с переключателем.

В электроустановках, работающих в режиме с изолированной нейтралью, необходимо предусмотреть устройство контроля изоляции. Для присоединения вольтметров контроля изоляции применяются трехфазный пятистержневой или три однофазных трансформатора напряжения.

Измерение энергии производится в цепях трансформатора на стороне высокого и низкого напряжений.

Счетчики учета активной энергии устанавливаются для определения количества электроэнергии, переданной через силовой трансформатор и израсходованной на собственные нужды, а также отпускаемой через отходящие линии.

Счетчики реактивной энергии устанавливаются, как правило, со стороны низшего напряжения трансформаторной подстанции через измерительные трансформаторы тока и напряжения класса точности 0,5.

9.4.1 Выбор трансформаторов тока

В силу того, что индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, принимается $Z_2 \approx r_2$.

Общее сопротивление вторичной цепи трансформатора тока состоит из сопротивлений приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб.}} + r_{\text{пр.}} + r_{\text{к.}}$$

Таблица 9.4 – Параметры выбора трансформатора тока

Параметры выбора	Тип трансформатора тока	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети.ном.}} \leq U_{\text{н}}$, кВ			
$I_{\text{норм.расч.}} \leq I_{1\text{н}}$, А			
По конструкции и классу точности			
$i_{\text{γ}} \leq i_{\text{дин.}}$, кА			
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}}$, кА ² ·с			
$Z_2 \leq Z_{2\text{ ном.}}$, Ом			

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб.}} = S_{\text{приб.}} / I_{2\text{н}}^2$$

где $S_{\text{приб.}}$ – мощность потребляемая приборами (примерный перечень приборов дан в Приложении М).

$I_{2\text{н}}$ – вторичный номинальный ток трансформатора тока, равный 5 А.

Сопротивления контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех измерительных приборах и 0,1 Ом при большем количестве приборов.

Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и

сечения. При выполнении вышеуказанного условия необходимо, чтобы

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном.}} - r_{\text{приб.}} - r_{\text{к}}$$

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

$$q = \rho l_{\text{расч.}} / r_{\text{пр.}} (\text{мм}^2)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода (медь – 0,0175 Ом·мм; алюминий – 0,0283 Ом·мм)

$l_{\text{расч.}}$ – расчетная длина проводов, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока (схема полной звезды $l_{\text{расч.}} = l$, схема неполной звезды $l_{\text{расч.}} = \sqrt{3} \cdot l$, где l – фактическая длина соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов для разных систем напряжений:

$$l = (3 \dots 5) \text{ м при } U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ,}$$

$$l = (50 \dots 60) \text{ м при } U_{\text{н}} = 35 \text{ кВ,}$$

$$l = (80 \dots 120) \text{ м при } U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ.}$$

В качестве соединительных проводов применять многожильные контрольные кабели. По условию механической прочности минимальное сечение медной жилы 2,5 мм², алюминиевой 4 мм² [1,4].

9.4.2 Выбор трансформаторов напряжения

Таблица 9.5 – Параметры выбора трансформатора напряжения

Параметры выбора	Тип трансформатора напряжения	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети.ном.}} \leq U_{\text{н}}, \text{ кВ}$			
по конструкции и схеме соединения обмоток			
по классу точности			
$S_2 \leq S_{2\text{ном.}}$			

Расчетная нагрузка вторичной цепи трансформатора напряжения S_2 определяется суммой активной $\Sigma P_{\text{приб.}}$ и реактивной $\Sigma Q_{\text{приб.}}$ мощностей присоединенных измерительных приборов и реле (В·А).

$$S_2 = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб.}} \cos \varphi_{\text{приб.}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб.}} \sin \varphi_{\text{приб.}}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{P_{\text{приб.}}^2 + Q_{\text{приб.}}^2} \text{ (В·А).}$$

Если требуемое условие не выполняется в выбранном классе точности, то

устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему. По условию механической прочности минимальное сечение медной жилы $1,5 \text{ мм}^2$, алюминиевой $2,5 \text{ мм}^2$ [1,4].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок . - 7-е изд. - М. : Омега-Л, 2008. - 268 с.
2. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/ Под ред.Б.Н. Неклепаева. – М.:Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
3. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов. – М.:Изд-во «Мастерство», 2001.
4. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С Козулин. –М.:Энергоатомиздат, 1987.
- 5.Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах / С.А Ульянов. –М.:Энергия, 1972.
6. Лисовский Г.С. Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35-750кВ / Г.С. Лисовский, М.Э. Хейфиц.–М.: Энергия, 1977.
7. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред.Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова, М.Г. Зименкова, А.Г. Смирнова. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
- 8.Неклепаев, Б.Н. Электрические станции / Б.Н. Неклепаев. –М.: Энергия, 1976.
- 9.Электрическая часть электростанций и подстанций/ справочные материалы под ред. Б.Н.Неклепаева.– М.:Энергия, 1978.
- 10.Мельников, Н.А. Электрические сети и системы / Н.А. Мельников.– М.: Энергия, 1975.
- 11.Справочник по электрическим установкам высокого напряжения/ Под ред. И.А.Баумштейна и М.В.Хомякова. –М.: Энергоиздат, 1981.
- 12.Ефанов, А.В. Мониторинг силовых трансформаторов: Монография / А.В. Ефанов. – Невинномысск: СевКавГТУ, 2007.

Приложение А. Типовые графики нагрузок объектов

(справочное)

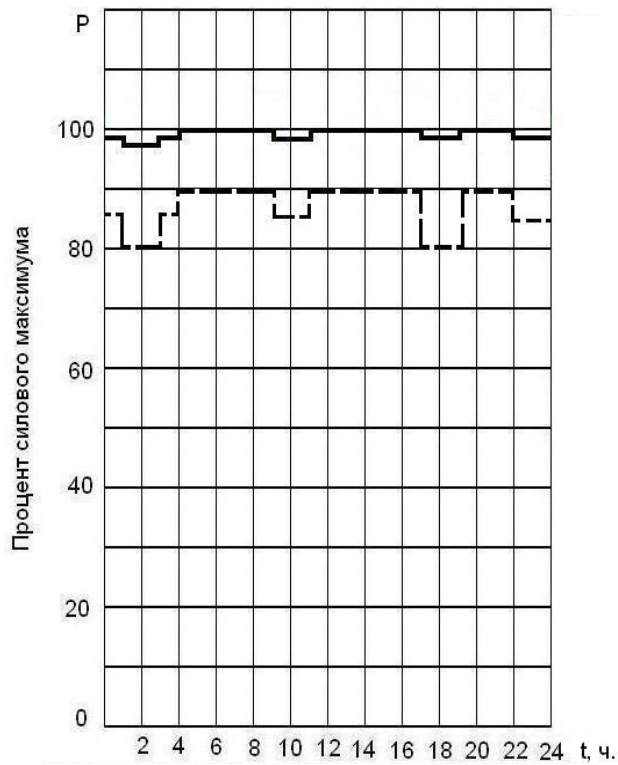


Рисунок А1 – Суточный график нагрузки предприятия черной металлургии
_____ зима, ----- лето

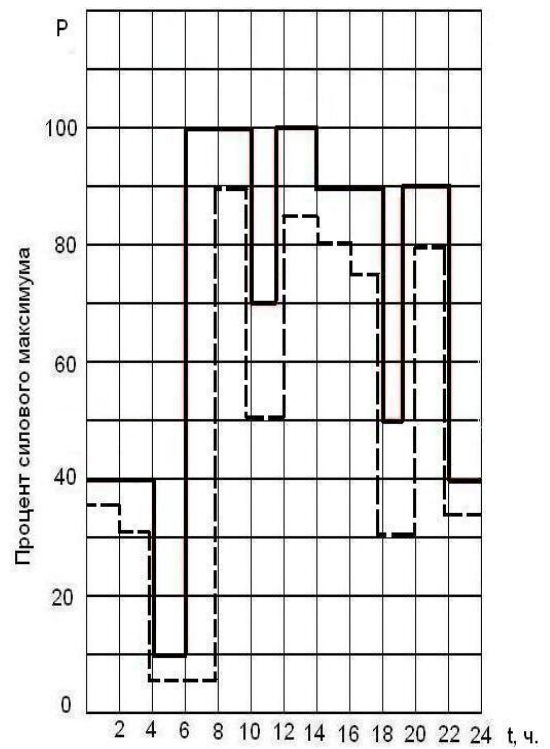


Рисунок А2 – Суточный график нагрузки машиностроительного завода
_____ зима, ----- лето

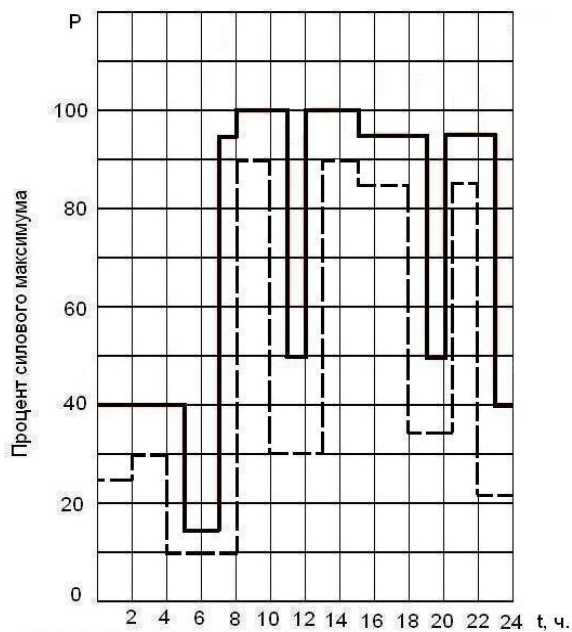


Рисунок А3 – Суточный график нагрузки текстильной промышленности
_____ зима, ----- лето

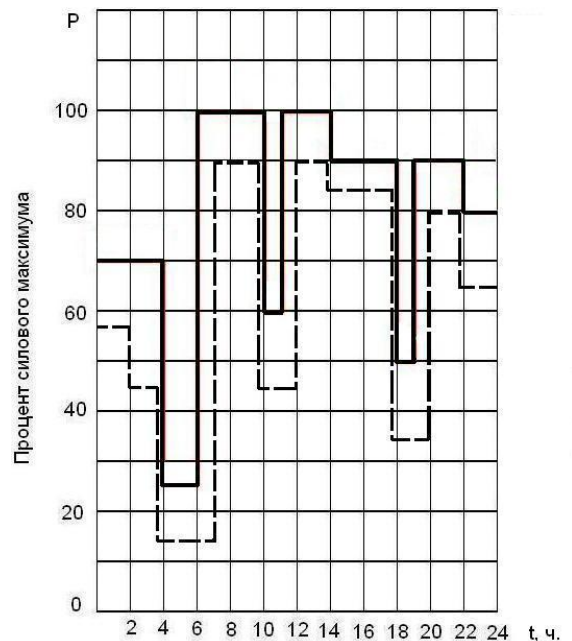


Рисунок А4 – Суточный график нагрузки бумажной промышленности
_____ зима, ----- ЛЕТО

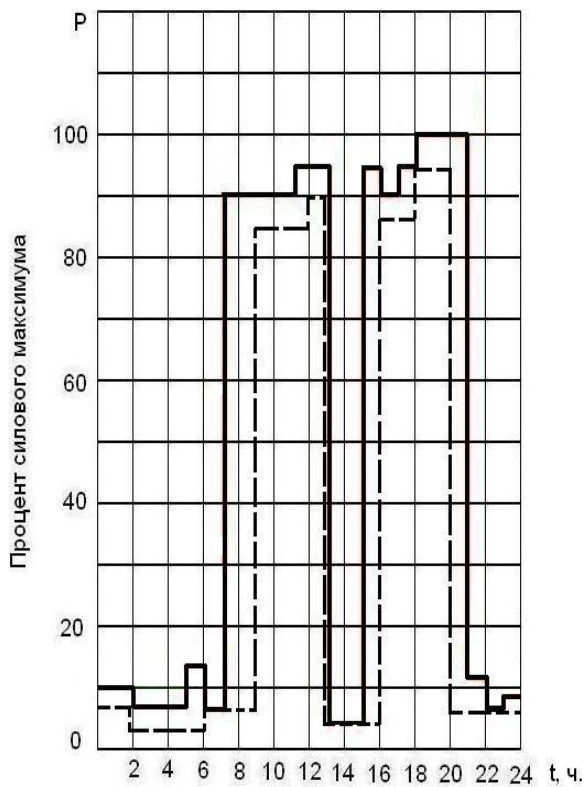


Рисунок А5 – Суточные графики нагрузки предприятия угольной промышленности
 _____ зима, ----- лето

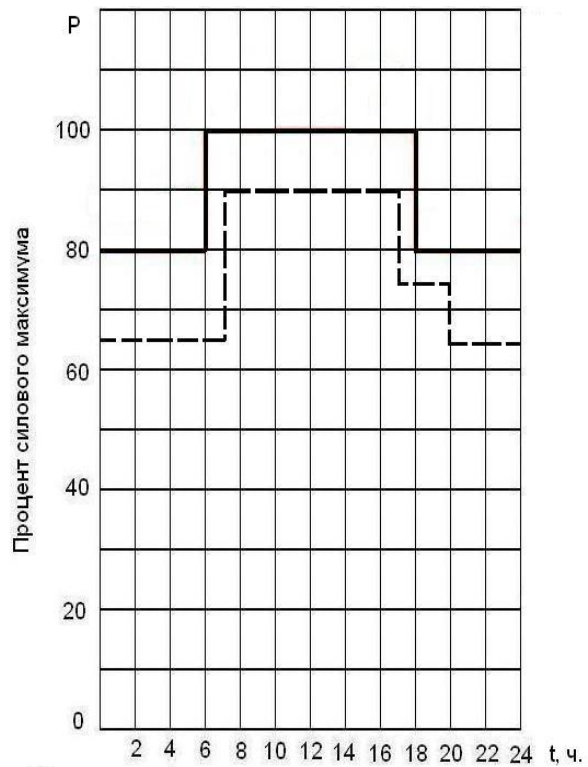


Рисунок А6 – Суточные графики нагрузки предприятия цветной металлургии
 _____ зима, ----- лето

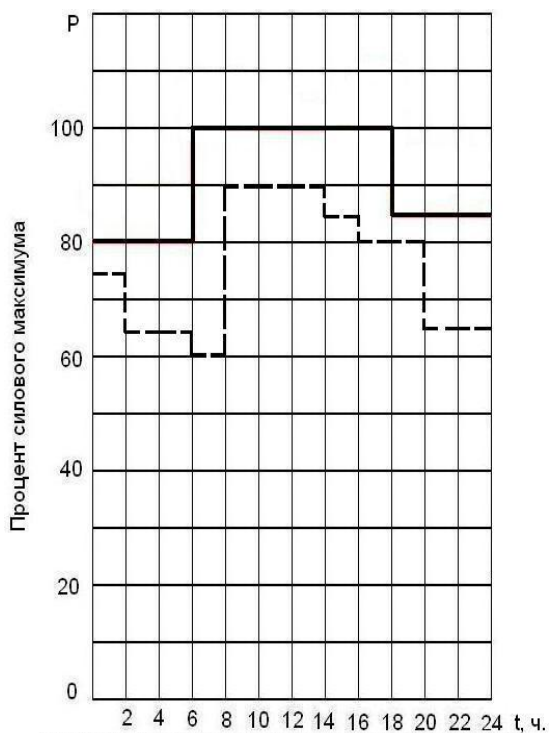


Рисунок А7 – Суточные графики нагрузки предприятия химической промышленности
 _____ зима, ----- лето

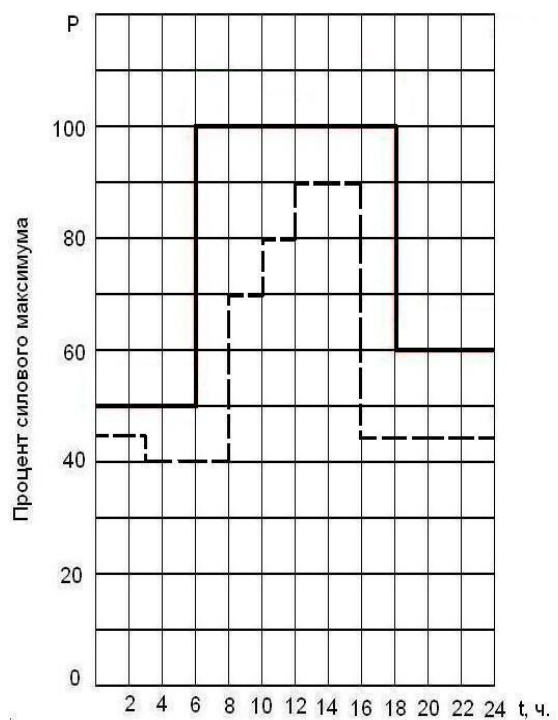


Рисунок А8 – Суточные графики нагрузки предприятия по добыче и обогащению руд
 _____ зима, ----- лето

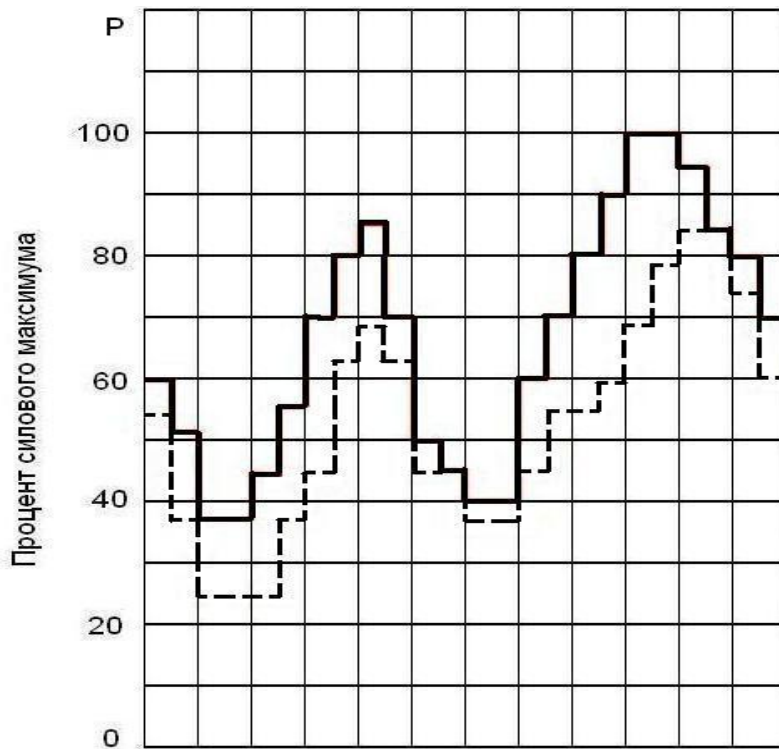


Рисунок А9 – Суточный график нагрузки населенного пункта
 _____ зима, ----- лето

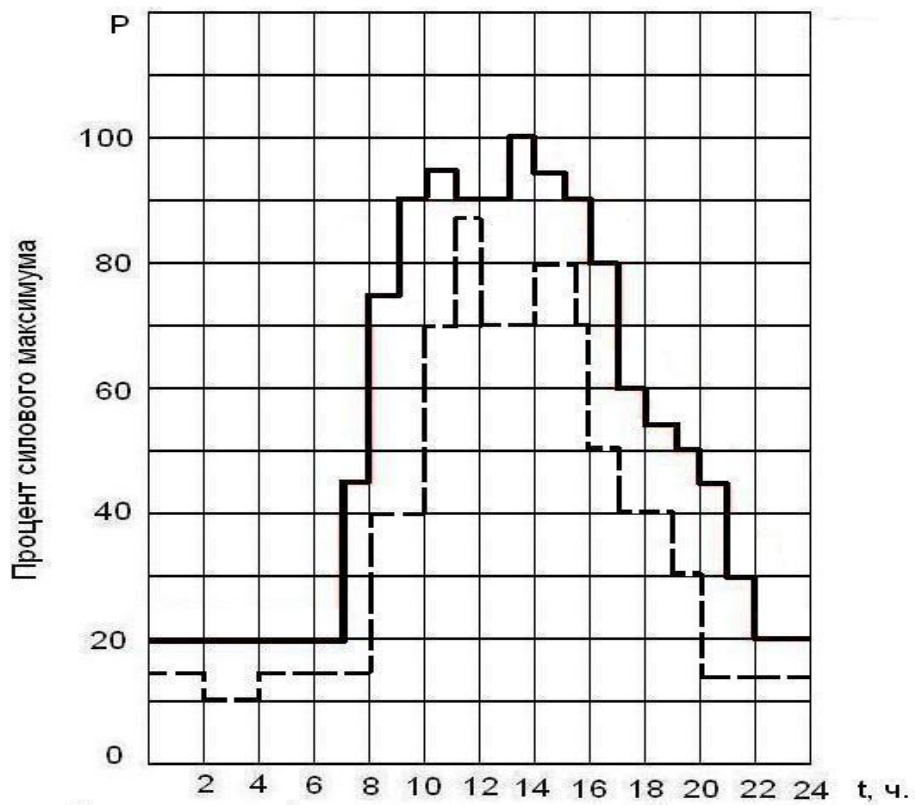


Рисунок А1 – Суточный график нагрузки с.-х. района
 _____ зима, ----- лето

Приложение Б Таблицы расчета сезонных графиков нагрузки
предприятий
(обязательное)

Таблица Б1– Расчет зимнего графика нагрузки предприятия

0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	Час
												$n_{i\%}$
												P_i
12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	Час
												$n_{i\%}$
												P_i

Таблица Б2 - Расчет летнего графика нагрузки предприятия

0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	Час
												$n_{i\%}$
												P_i
12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	Час
												$n_{i\%}$
												P_i

Приложение В. Таблицы расчета суммарного (совмещенного) графика нагрузки подстанции

(обязательное)

Таблица В1– Суммарный летний график нагрузки подстанции

0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	Лето, часы
												$P_{(i)}$
												$\Delta P_{\text{пост}}$
												$\Delta P_{\text{с.н}}$
												$\Delta P_{\text{пер}}$
												$P_{\Sigma \text{пс}(i)}$
12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	Лето, часы
												$P_{(i)}$
												$\Delta P_{\text{пост}}$
												$\Delta P_{\text{с.н}}$
												$\Delta P_{\text{пер}}$
												$P_{\Sigma \text{пс}(i)}$

Таблица В2– Суммарный зимний график нагрузки подстанции

0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	Зима, часы
												$P_{(i)}$
												$\Delta P_{\text{пост}}$
												$\Delta P_{\text{с.н}}$
												$\Delta P_{\text{пер}}$
												$P_{\Sigma \text{пс}(i)}$
12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-9	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	Зима, часы
												$P_{(i)}$
												$\Delta P_{\text{пост}}$
												$\Delta P_{\text{с.н}}$
												$\Delta P_{\text{пер}}$
												$P_{\Sigma \text{пс}(i)}$

Приложение Г. Трансформаторы класса напряжения 35-110 кВ
(справочное)

Таблица Г1-Трансформаторы класса напряжения 35-110 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, кВ·А	$U_{\text{ном}}$ кВ		потери, кВт		u_k , %	i_x , %	размеры, м		
		ВН	НН	P_x	P_k			t	b	H
ТМН - 6300/35	6300	20; 35	3,15 - 11	9,4	46,5	7,5	0,9	4,1	3,57	4,11
ТМН - 6300/35	6300	20; 35	6,3; 11	9,4	46,5	7,5	0,9	4,15	3,65	4,4
ТДНС - 10000/35	10000	35	6,3	14,5	65	8	0,8	5,42	3,92	5,06
ТДНС - 10000/35	10000	35	6,3	13,5	65	8	0,8	5,97	5,4	5
ТДНС - 16000/35	16000	35	6,3; 10,5	21	100	10	0,6	6,1	3,07	5,25
ТРДНС - 25000/35	25000	35	6,3; 10,5	25	115	9,5	0,5	5	4,27	6,56
ТРДНС - 32000/35	32000	35	6,3; 10,5	30	145	11,5	0,45	6,6	4,3	5,53
ТРДНС - 40000/35	40000	35	6,3; 10,5	36	170	11,5	0,4	6,8	4,5	5,5
ТРДНС - 63000/35	63000	35	6,3; 10,5	50	250	11,5	0,35	7	4,55	6,06
ТМН - 2500/110	2500	110	6,6; 11	6,5	22	10,5	1,5	4,63	3,54	4,09
ТМН - 2500/110	2500	110	6,6; 11	6,5	22	10,5	1,5	4,4	4,3	4,38
ТМН - 6300/110	6300	115	6,6; 11	13	50	10,5	1	6,09	6,26	5,26
ТМН - 6300/110	6300	115	6,6; 11	17,5	50	10,5	1	6,08	4,2	5,09
ТДН - 10000/110	10000	115	6,6; 11	18	60	10,5	0,9	6,33	3,7	5,55
ТДН - 16000/110	16000	115	6,6; 11	21	90	10,5	0,85	6,6	4,4	5,77
ТРДН - 25000/110	25000	115	6,3 - 6,3	31,5	121	10,5	0,75	6,58	4,65	5,82
ТРДН - 32000/110	32000	115	6,3; 10,5	44	145	10,5	0,75	7,55	4,72	5,75
ТРДЦН - 40000/110	40000	115	6,3; 10,5	52	175	10,5	0,7	7,28	5,02	6,25
ТРДЦН - 40000/110	40000	115	6,3; 10,5	50	160	10,5	0,7	7,02	4,85	6,3
ТРДЦН - 63000/110	63000	115	6,3; 10,5	69	245	10,5	0,65	8,31	4,24	6,47
ТРДЦН - 63000/110	63000	115	6,3; 10,5	70	245	10,5	0,65	7,2	5,15	6,5
ТРДЦН - 80000/110	80000	115	6,3; 10,5	85	310	10,5	0,6	8,7	5,25	7

Приложение Д. Графики перегрузочной способности трансформатора

(справочное)

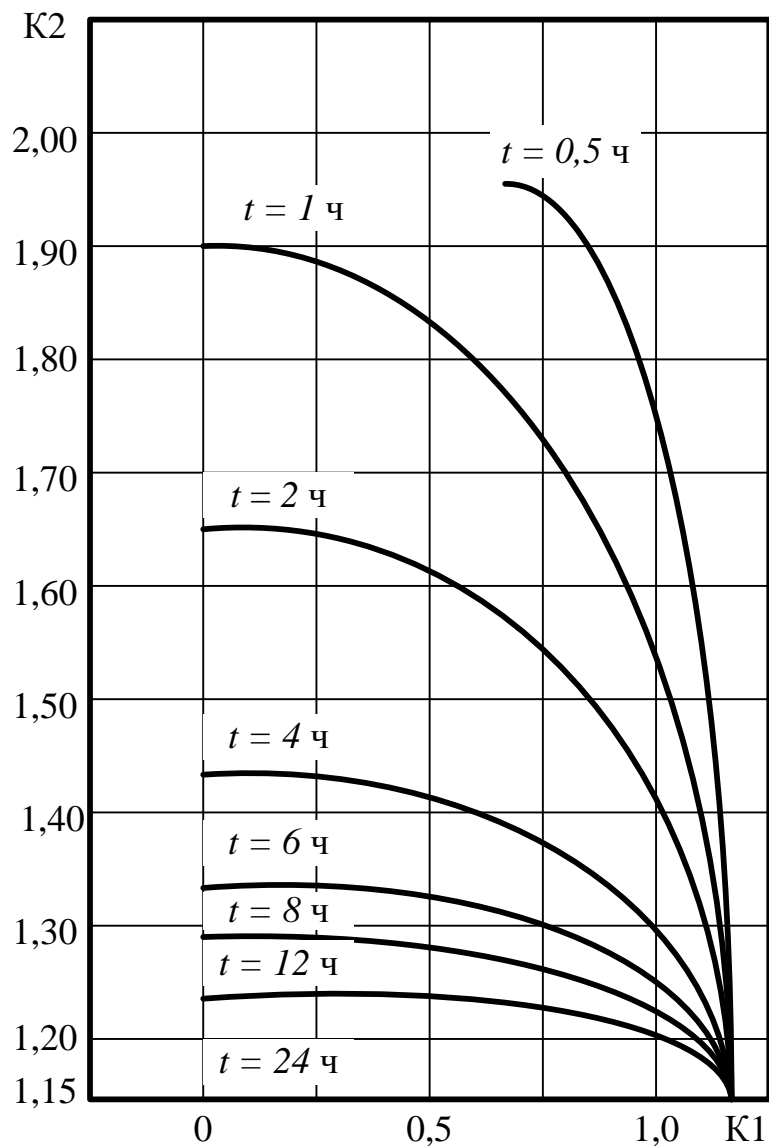


Рисунок Д1– График перегрузочной способности трансформатора системы охлаждения Д, мощностью 6,3...32 МВА, $v_{\text{охл.}} = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$

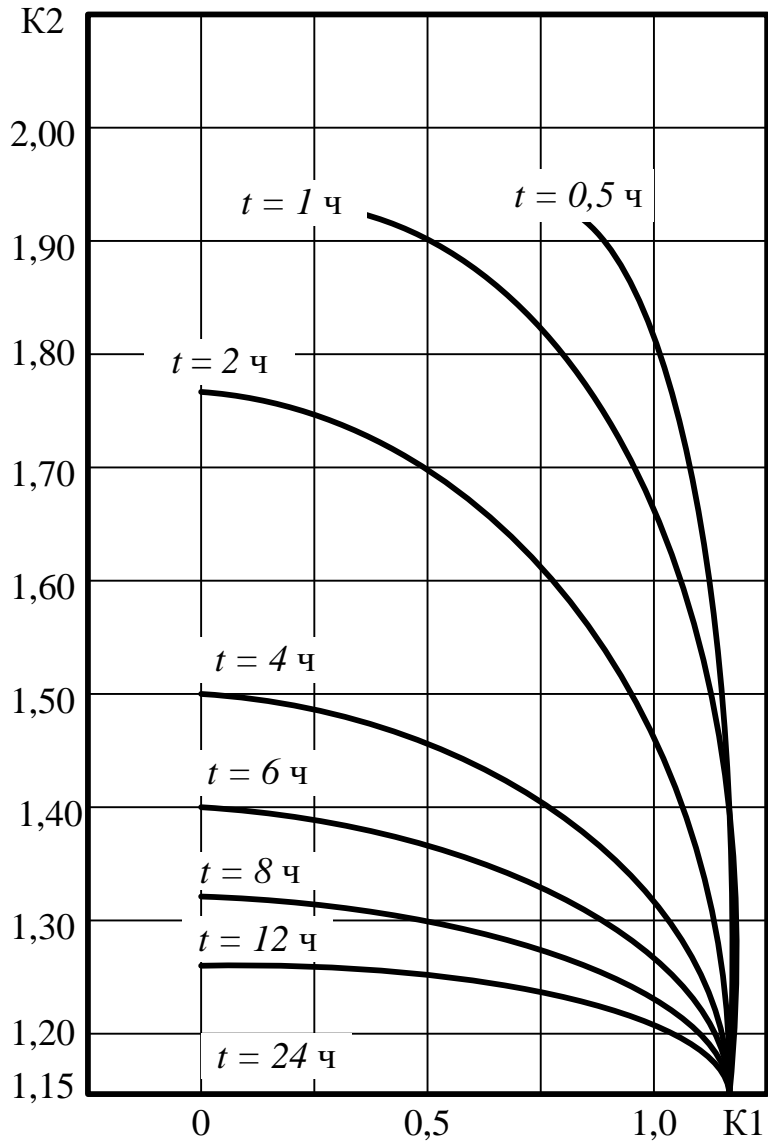


Рисунок Д2 – Кривые перегрузочной способности трансформатора системы охлаждения Д, мощностью 32...63 МВА, $v_{\text{охл.}} = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$

Приложение Е. Параметры сталеалюминиевых проводов

(справочное)

Таблица Е2 – Параметры сталеалюминиевых проводов

Марка провода	Число и диаметр проволок, мм		Расчетное сечение, мм ²			Расчетный диаметр, мм		Сопротивление постоянному току при 20 ⁰ С, Ом/км	Допустимая токовая нагрузка, А
	алюминиевых	стальных	алюминия	стали	всего провода	стального сердечника	провода		
Провода нормальной конструкции (АС)									
АС 10/1,8	6x1,5	1x1,5	10,6	1,77	12,37	1,5	4,5	2,766	80
АС 16/2,7	6x1,85	1x1,85	16,1	2,69	18,79	1,9	5,6	1,800	105
АС 25/4,2	6x2,3	1x2,3	24,9	4,15	29,05	2,3	6,9	1,176	130
АС 35/6,2	6x2,8	1x2,8	36,9	6,15	43,05	2,8	8,4	0,790	175
АС 50/8,0	6x3,2	1x3,2	48,2	8,04	56,24	3,2	9,6	0,603	210
АС 70/11	6x3,8	1x3,8	68,0	11,3	79,30	3,8	11,4	0,429	265
АС 70/72	6x2,2	19x2,2	68,4	72,2	140,60	11,0	15,4	0,428	265
АС 95/16	6x4,5	1x4,5	95,4	15,9	111,3	4,5	13,5	0,306	330
АС 95/141	24x2,2	37x2,2	91,2	141,0	232,2	15,4	19,8	0,321	330

AC 120/19	26x2,4	7x1,85	118	18,8	136,8	5,6	15,2	0,249	380
AC 120/27	30x2,22	7x2,20	114	26,6	140,6	6,6	15,4	0,253	380
AC 150/19	24x2,80	7x1,85	148	18,8	166,8	5,5	16,8	0,199	445
AC 150/24	26x2,70	7x2,10	149	24,2	173,2	6,3	17,1	0,198	445
AC 150/34	30x2,50	7x2,50	147	34,3	181,3	7,5	17,5	0,201	445
AC 185/24	24x3,15	7x2,10	187	24,2	211,2	6,3	18,9	0,157	510
AC 185/29	26x2,98	7x2,30	181	29,0	210,0	6,9	18,8	0,162	510
AC 185/43	30x2,80	7x2,80	185	43,1	228,1	8,4	19,6	0,158	510
AC 185/128	54x2,10	37x2,10	187	128,0	315,0	14,7	23,1	0,158	510
AC 240/32	24x3,60	7x2,40	244	31,7	275,7	7,2	21,6	0,121	610
AC 240/39	26x3,40	7x2,65	236	38,6	274,6	8,0	21,6	0,124	610
AC 240/56	30x3,20	7x3,20	241	56,3	297,3	9,6	22,4	0,122	610
AC 300/39	24x4,00	7x2,65	301	38,6	339,6	8,0	24,0	0,098	690
AC 300/48	26x3,80	7x2,95	295	47,8	342,8	8,9	24,1	0,100	690
AC 300/66	30x3,50	19x2,10	289	65,8	353,8	10,5	24,5	0,102	690
AC 300/67	30x3,50	7x3,50	289	67,3	356,3	10,5	24,5	0,103	690
AC 300/204	54x2,65	37x2,65	298	204,0	502,0	18,6	29,2	0,099	690
AC 400/18	42x3,40	7x1,85	381	18,8	399,8	5,6	26,0	0,078	835
AC 400/22	76x2,57	7x2,0	394	22,0	416,0	6,0	26,6	0,075	835
AC 400/51	54x3,05	7x3,05	394	51,1	445,1	9,2	27,5	0,075	835
AC 400/64	26x4,37	7x3,4	390	63,5	453,5	10,2	27,7	0,075	835
AC 400/93	30x4,15	19x2,50	406	93,5	499,2	12,5	29,1	0,072	835

Таблица Е2 – Индуктивные сопротивления сталеалюминиевых проводов

Среднегеометрическое расстояние между проводами, м	Индуктивное сопротивление, Ом/км							
	АС-35	АС-50	АС-70	АС-95	АС-120	АС-150	АС-185	АС-240
2,0	0,403	0,392	0,382	0,371	0,365	0,358	---	---
2,5	0,417	0,406	0,396	0,385	0,379	0,372	---	---
3,0	0,429	0,418	0,408	0,397	0,391	0,384	0,377	0,369
3,5	0,438	0,427	0,417	0,406	0,400	0,396	0,386	0,378
4,0	0,446	0,435	0,425	0,414	0,408	0,401	0,394	0,386
4,5	---	---	0,433	0,422	0,416	0,409	0,402	0,394

Приложение II. Расчет температуры нагрева проводника

(справочное)

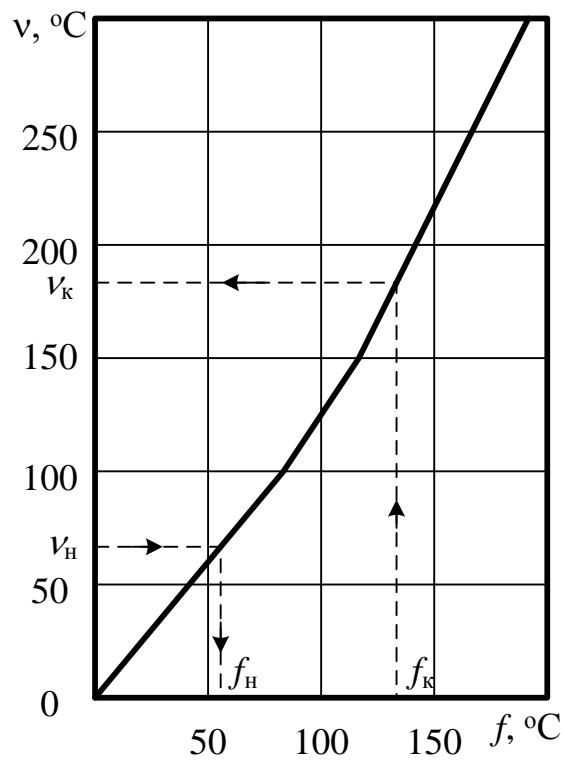


Рисунок И1 – Расчет температуры нагрева проводника

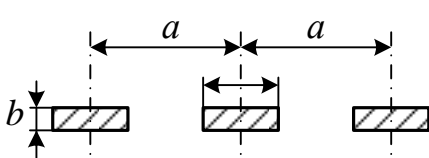
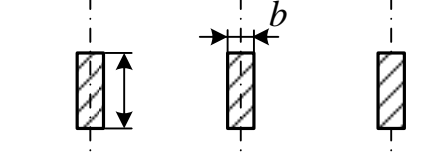
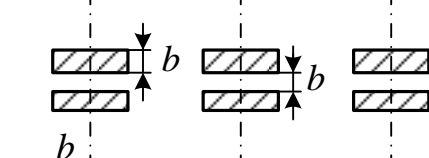
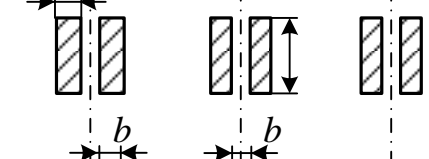
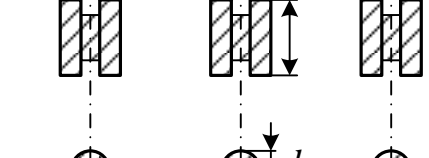
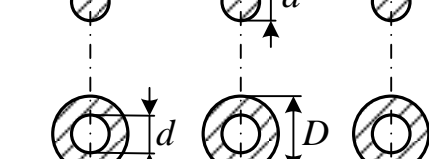

Приложение К. Механические характеристики шин

(справочное)

Таблица К1 – Механические характеристики материала шин

Материал	Марка	Разрушающее напряжение $\delta_{\text{разр}}$, МПа	Допустимое напряжение $\delta_{\text{доп}}$, МПа	Модуль упругости E , Па
Алюминий	АДО	60...70	40	$7 \cdot 10^{10}$
Алюминиевый сплав	АД31Т	130	75	–
	АД31Т1	200	90	–
Медь	МГТ	250...300	140	$10 \cdot 10^{10}$
Сталь	Ст3	370...500	160	$20 \cdot 10^{10}$

Таблица К2 – Момент сопротивления и инерции шины

Расположение шин	Момент инерции	Момент сопротивления
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$
	$\frac{hb^3}{12}$	$\frac{hb^2}{6}$
	$\frac{bh^3}{6}$	$\frac{bh^2}{3}$
	$\frac{hb^3}{6}$	$\frac{hb^2}{3}$
	$0,72b^3h$	$1,44b^2h$
	$\frac{\pi d^4}{64}$	$\frac{\pi d^3}{32}$
	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}$

Приложение Л. Параметры электрооборудования подстанции

(справочное)

Таблица Л1 – Параметры воздушных выключателей напряжением 110 кВ

Тип	$I_{\text{ном}}$, кА	$I_{\text{откл}}$, кА	Предельный сквозной ток (амплитуда), кА	Ток термической стойкости, кА	Время (полное), с		Масса полюса, т	$l_{\text{уг}}$, см	Емкость баков, м ³
					отключения	включения			
Выключатели с наружным отделителем									
ВНСГ-15	12,0	31,5	485	190	0,08	0,12	2,5	-	1,8
ВВГ-20	12,5;20	160	410	160	0,12	0,14	9,6	-	2,4
ВВ-20 (У)	12,0	115	300	118	0,19	0,10	3,1	-	2,4
ВВП-35	1,25	16	41	16	0,08	0,28	1,2	-	0,6
ВВ-35	1,25	20	52	20	0,08	0,28	1,2	-	0,5
Выключатели с отделителем в кожухе									
ВВН-35-2	2,0	31,5	84	33	0,08	0,28	3,5	105	2,0
Выключатели с отделителем в кожухе под давлением									
ВВН-110-6*	2,0	31,5	80	31,5	0,07	0,25	3,2	263	3,9
ВВШ-110 (Б)	2,0	25	64	25	0,08	0,20	3,1-3,2	210 (290)	3,9
ВВШ-150Б	2,0	25	74	32	0,08	0,20	4,3	408	6,2
ВВН-154-8*	2,0	30,8	78	30,8	0,08	0,25	4,3	408	6,2
ВВН-220-10*	2,0	26,2	67	26,2	0,08	0,25	4,8	526	6,2
ВВН-220-15*	2,0	39,4	80	39,4	0,08	0,25	5,0	526	7,2
ВВШ-220 (Б)	2,0	25	94	40	0,08	0,25	5,2-5,5	420 (526)	6,2
ВВ-330Б	2,0	20; 31,5	65	26	0,08	0,23	13,0	800	15,0
ВВН-330-15*	2,0	26,2	67	26,2	0,08	0,30	11,2	840	14,4

Тип	$I_{\text{ном}}$, кА	$I_{\text{откл}}$, кА	Предельный сквозной ток (амплитуда), кА	Ток термической стойкости, кА	Время (полное), с		Масса полюса, т	$l_{\text{ут}}$, см	Емкость баков, м ³
					отключения	включения			
ВВ-500 (Б) ВВМ-500 (Б)	2,0	20; 31,5	73	29	0,08	0,26	16,0	1080	22,4
Выключатели с металлическими гасительными камерами									
ВВУ-35	2,0; 3,2	40	100	40	0,07	0,13	2,5	90	1,5
ВВУ-110	2,0	40	102	40	0,08	0,20	5,2	245	3,0
ВВП-110Б	0,63; 1,25	16	67	26	0,08	0,15	2,5	300	1,5
ВВБ-110Б	2,0	31,5	80	31,5	0,07	0,15	2,8	290	1,5
ВВБМ-110Б	2,0	31,5	90	35	0,07	0,15	2,5	290	1,5
ВНВ-110 (Б)	3,2	40; 63	102; 162	40; 63	0,04	0,10	3,0	210 (285)	1,7
ВВБК-150Б	3,2; 4,0	50; 63	125; 162	50; 63	0,04	0,10	2,5	290	1,5
ВВБ-150Б	2,0; 3,2	31,5	90	31,5	0,07	0,20	3,2	408	1,5
ВВБ-220 (А)-12	2,0; 3,2	31,5	80	31,5	0,08	0,20	5,2	575	3,0

Выключатели вакуумные напряжением 35 кВ

Вакуумный выключатель ВВС-35-II-20/630.



Вакуумный выключатель ВВС-35-II-20/630 предназначен для коммутации электрических цепей в нормальных и аварийных режимах работы в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 (60) Гц для открытых и закрытых распределительных устройств. Выключатель комплектуется встроенными трансформаторами тока ТВ-35, вводы могут быть как фарфоровыми так и полимерными. По желанию заказчика вакуумная дугогасительная камера устанавливается отечественного или импортного

производства

Номинальное напряжение, кВ:	35
Номинальный ток, А:	630
Номинальный ток отключения, кА:	20
Циклов ВО, при номинальном токе:	25000
Циклов ВО, при токе КЗ:	200
Электродинамическая стойкость (кА):	52
Ток термической стойкости, кА (с):	20
Собственное время отключения, мс:	40
Полное время отключения, мс:	80
Собственное время включения, мс:	150
Масса, кг:	750
Габариты выключателя:	1910 x 1200 x 1950 мм.

Вакуумный выключатель ВВС-35-II-20/1600.

Вакуумный выключатель ВВС-35-II-20/1600 предназначен для коммутации электрических цепей в нормальных и аварийных режимах работы в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 (60) Гц для открытых и закрытых распределительных устройств. Выключатель ВВС-35-II-20/1600 комплектуется встроенными трансформаторами тока ТВ-35, вводы могут быть как фарфоровыми так и полимерными. По желанию заказчика вакуумная дугогасительная камера устанавливается отечественного или импортного производства.

Номинальное напряжение, кВ:	35
Номинальный ток, А:	1600
Номинальный ток отключения, кА:	20
Циклов ВО, при номинальном токе:	25000
Циклов ВО, при токе КЗ:	200
Электродинамическая стойкость (кА):	52

Ток термической стойкости, кА (с):	20
Собственное время отключения, мс:	40
Полное время отключения, мс:	80
Собственное время включения, мс:	150
Масса, кг:	830
Габариты выключателя:	1910 x 1200 x 1950 мм.
Продолжение таблицы Л2	

*Выключатель вакуумный ВБС-35Ш-25/630-1600 УХЛ1
ВБС-35111-31,5/630 2000УХЛ1*

Выключатели вакуумные с электромагнитным и пружинным приводами с усиленной изоляцией, наружной установки предназначены для работы в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с напряжением 35 кВ на открытых частях станций, подстанций, на тяговых подстанциях электрифицированных железных дорог, в распределительных устройствах.

Основные технические данные

Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток, А	630; 1250; 1600 (630;1250; 1600; 2000)
Номинальный ток отключения, кА	25 (31,5)
Сквозной ток короткого замыкания:	
ток электродинамической стойкости, кА	64; (80,3)
ток термической стойкости, кА	25; (31,5)
время протекания тока термической стойкости, с	3
Собственное время включения выключателей не более, с	0,13
Собственное время отключения выключателей не более, с	0,04
Полное время отключение не более, с	0,06
Трансформатор тока, ТОЛ-35-Ш-П-1 УХЛ1: номинальный первичный/вторичный ток, А	1500*/5
Номинальный класс точности: вторичной обмотки для измерений (обмотки для защиты)	0,5**(10P/10P) Пружинный
привод:	
Номинальное напряжение цепей питания привода, В	
постоянного тока;	110;220
переменного тока	220
Электромагнитный привод:	
Номинальное напряжение цепей питания привода постоянного тока, В	110;220
Ток потребления электромагнита	

при напряжении 110;220 В, А	
при включении выключателя;	74; 37
при отключении выключателя	5,1; 2,6
Ток потребления электромагнита	
при напряжении 110;220/220 В, А	
включения;	3;1,5/1,5
отключения;	3; 1,5/1,5
завода пружины включения	9; 4,5/4,5
Ток потребления расцепителя от независимого	
источника при напряжении 220В	
постоянного тока, А, не более	0,45
Ток срабатывания расцепителя максимального	
тока, предназначенного для работы в схеме с	
дешунтированием, А	3 или 5
Масса, кг, не более:	
с электромагнитным приводом	550
с пружинным приводом	600
* - по требованию заказчика 15, 20, 30, 40, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1000, 1500, 2000.	
** - по требованию заказчика 0,5S или 0,2S.	

Вакуумные выключатели нанапряжением 10кВ

Выключатель вакуумный ВВР-10-20/630...1250 У2

Вакуумный выключатель с отдельным приводом и высоковольтной частью, внутренней установки с номинальным напряжением 10 кВ, частотой 50 Гц с нормальной изоляцией, предназначен для коммутационных операций в ячейках КСО и КРН, устанавливаемых в сетях трехфазного тока с изолированной или компенсированной нейтралью, а также в шкафах управления приемников электрической энергии промышленных предприятий.

Основные технические данные

Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	630...1250
Номинальный ток отключения, кА	20
<i>Сквозной ток короткого замыкания:</i>	
- ток электродинамической стойкости, кА	51
- ток термической стойкости, кА	20
- время протекания тока термической стойкости, с	3
Собственное время включения, пруж. (электромагн.) с, не более	0,06 (0,07)
Собственное время отключения, с, не более	0,04

<i>Расцепитель минимального напряжения:</i> - номинальное напряжение переменного тока, В; - диапазон напряжения срабатывания, В; - напряжение возврата, В; не более - выдержка времени срабатывания при полном снятии напряжения (в зависимости от величины подключенной емкостной батареи, входящей в состав выключателя), с; - отклонение времени срабатывания относительно среднего значения при полном снятии напряжения, с, не более - мощность потребления при подтянутом якоре и при номинальном напряжении, ВА, не более	100 35...50 85 0,8 или 1,6 или 2,4 или 3,2 или 4 ± 0,3 30
<i>Расцепитель с питанием от независимого источника:</i> - номинальное напряжение питания, В пост./перем. - ток потребления при отключении, А, не более пост./перем,	220 0,45/2,0
<i>Расцепитель максимального тока:</i> - ток срабатывания, А - потребление мощности при неподтянутом якоре, ВА, не более	3 или 5 30
Номинальное напряжение цепей питания привода и управления, В, не более пост./перем.	110;220/220
<i>Пружинный привод:</i>	
Ток потребления электромагнита при напряжении 110;220/220 В, А - включения; - отключения; - завода пружины включения - время заводки включающей пружины, с, не более	3; 1,5/1,5 3; 1,5/1,5 12; 6,0 /6,0 20
<i>Электромагнитный привод</i>	
Ток потребления электромагнита при напряжении 110;220/220 В, А - при включении выключателя; - при отключении выключателя	85; 42 /42 3; 1,5/1,5
Масса блока высоковольтного (БВ), не более, кг Масса блока привода (БП), не более, кг	42 37

Выключатель вакуумный ВБЭМ-10-20(12,5)/1000(800) УХЛ2

Выключатели предназначены для частых коммутационных операций в ячейках КРУ, устанавливаемых в энергосистемах трехфазного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 10 (6) кВ, с изолированной или компенсированной нейтралью, а также в шкафах управления приемниками электрической энергии промышленных предприятий.

Допускается применение выключателей для пуска и отключения асинхронных двигателей с короткозамкнутым или фазным ротором, а также торможения указанных двигателей противотоком и отключения медленно вращающихся электродвигателей. В случае необходимости эксплуатации выключателей в условиях непредусмотренных в ТУ, завод имеет возможность модернизации выключателя по заявке заказчика.

Выключатели поставляются на все КРУ – строительные предприятия России, Белоруссии, Польши, а также широко используются для замены масляных и маломасляных выключателей, отработавших свой ресурс, по программе Ретрофит во всех КРУ и КСО прежних лет выпуска.

Основные технические данные

Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	1000(800)
Номинальный ток отключения, кА	20(12,5)
Сквозной ток короткого замыкания:	
ток электродинамической стойкости, кА	51
ток термической стойкости, кА	20
время протекания тока термической стойкости, с	3
Полное время включения, с, не более	0,1
Собственное время отключения, с, не более	0,04
Электромагнитный привод:	
Номинальное напряжение цепей питания привода, В, не более	
постоянного тока;	110;220
переменного тока.	220
Токи потребления электромагнита включения:	
при номинальном напряжении -220 В, А, не более	40
при номинальном напряжении -110 В, А, не более	80
при номинальном напряжении ~220 В, А, не более	40
Токи потребления электромагнита отключения:	
при номинальном напряжении -220 В, А, не более	1.5
при номинальном напряжении -110 В, А, не более	3.0
при номинальном напряжении ~220 В, А, не более	2,0
Электрическое сопротивление постоянному току главной цепи полюса, мкОм, не более	100
Ход подвижного контакта полюса, мм	6 ⁺²
Масса выключателей, кг, не более	60

Таблица Л2 – Параметры разъединителей напряжением 10-110 кВ

Тип	Амплитуда сквозного тока, кА	Ток термической стойкости, кА	Масса, кг	Тип привода	$i_{ут}$, см
РЛНДА-10/220	20	8	48	ПРН-10М	22,5
РЛНДА-1-10/220	20	8	55	ПРНЗ-10	22,5
РЛНДА-10/400	25	10	48	ПРН-10М	22,5
РЛНДА-1-10/400	25	10	55	ПРНЗ-10	22,5
РЛНД-10/400	25	10	50	ПРН-10М	20
РЛНД-1-10/400	25	10	58,3	ПРНЗ-10	20
РЛНДА-10/630	35,5	12,5	48	ПРН-10	22,5
РЛНДА-1-10/630	35,5	12,5	55	ПРНЗ-10	22,5
РЛНД-10/630	35,5	12,5	50	ПРН-10	20
РЛНД-1-10/630	35,5	12,5	58,3	ПРНЗ-10	20
РОН-10К/4000	250	90	105	ПЧН	20
РОН-10К/5000	180	71	105	ПЧН	20
ЗРН-20/200	23	5	141	ПРНУ	40
ЗРН-20/200	23	5	141	ПРНУ	40
РНД(3)-35/1000	64	25	85	ПР-90	75
РНД(3)-35Б/1000	64	25	88	ПВН-20 (ПРН-110В)	70
РНД(3)-35/2000	84	31,5	211	ПР-У1	90
РНД(3)-35Б/2000	84	31,5	218	ПВН-20 (ПРН-110В)	90
РНД(3)-35/3200	128	50	262	ПР-90	90
РНД(3)-35У/1000	64	25	164	ПР-90	110
РНД(3)-35У/2000	80	31,5	209	ПР-90	105
РНД(3)-110/1000	80	31,5	225	ПР-90 (ПДН-1)	190
РНД(3)-110Б/1000	80	31,5	231	ПРН-110В, ПВН-20	190
РНД(3)-110У/1000	80	31,5	501	ПР-90, ПДН-1	280
РНД(3)-110/2000	100	40	374	ПР-90, ПДН-1	223
РНД(3)-110У/2000	100	40	530	ПР-90, ПДН-1	313
РНД(3)-110/3200	128	50	460	ПР-180, ПДН-1	223
РНД(3)-150/1000	100	40	510	ПР-180, ПДН-1	285
РНД(3)-150/2000	100	40	525	ПР-180, ПДН-1	285
РНД(3)-150/3200	115	45	505	ПР-180, ПДН-1	285
РНД(3)-220/1000	100	40	700	ПР-180, ПДН-1	413
РНД(3)-220IV/2000	100	40	1148	ПР-180, ПДН-1	446
РНД(3)-220/2000	100	40	744	ПР-180, ПДН-1	418
РНД(3)-220У/2000	100	40	1550	ПДН-1	641
РНД(3)-220/3200	128	50	900	ПР-180, ПДН-1	395
РНД(3)-330/3200	160	63	3340	ПДН-1 (ПРН-1)	618
РНД(3)-330У/3200	160	63	4048	ПДН-1 (ПРН-1)	808
РНВ(3)-500Т/2000	45	16	5030	ПДН-220	1115
РНД(3)-500/3200	160	63	4160	ПДН-1 (ПРН-1)	808
РПН(3)-500/3200	160	63	2000	ПД-2 (ПРН-1)	808
РНВ(3)-750П/4000	160	63	8800	ПДН-1 (ПРН-1)	1338
РТЗ-1150/4000	100	40	13370	ПДН-1	1800

Примечание:

1. Обозначения типа разъединителя – буквенная часть:

- Р – разъединитель.
В – внутренней установки или вертикальный (типа РНВ).
Н – наружной установки.
Л – линейный.
О – однополюсный.
Д – двухколонковый.
З – с заземляющим ножом (в скобках – возможность варианта без заземляющего ножа).
К – коробчатого профиля.
Ф – фигурное исполнение.
М – модернизированный.
П – наличие рычажной передачи для уменьшения момента на валу привода или подвесное исполнение.
Л – алюминиевый нож.
У – усиленный вариант исполнения изоляции по ГОСТ 0920-76.
Б – исполнение с увеличенным расстоянием между полюсами.
Т – тропическое исполнение.
IV – работоспособность в условиях IV климатического района по гололеду.
- цифровая часть: $U_{ном}$, кВ и после косой черты $I_{ном}$, А.
- Количество заземляющих ножей обозначается цифрами 1 и 2 (в таблице опущено, кроме разъединителей РЛНД-1-10).
2. В скобках приведены данные (тип провода, стойкость), относящиеся к заземляющим ножам.
 3. Данные о массе соответствуют варианту исполнения с двумя заземляющими ножами (если они имеются) и без привода: для однополюсного разъединителя указана масса полюса, для трех полюсного – всего комплекта.
 4. Параметры стойкости заземляющих иглавных ножей численно равны (исключение – разъединитель РВПЗ-20/12500): длительность придельного тока термической стойкости составляет 4, 3 и 2 с соответственно для разъединителей до 35 включительно 110...220 и 330...750 кВ и 1 с для заземляющих ножей и для разъединителя РНВ-500Т/2000 (по требованию заказчика для заземляющих ножей до 35 кВ можно принимать 2 с).
 5. В установках 6кВ используются разъединители 10 кВ.

Таблица ЛЗ – Параметры трансформаторов тока на напряжение 10...110 кВ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток, А		Варианты исполнения вторичных обмоток	Класс точности или обозначение вторичной обмотки	Номинальная нагрузка, Ом, в классе точности			Электродинамическая стойкость		Термическая стойкость		
			первичный	вторичный			0,5	1	3	кратность	$i_{дин}$, кА	Кратность/допустимое время, огн. ед./с	Допустимый ток/допустимое время, кА/с	
ТКЛН-10	10	-	10...200	5	0,5/P; P/P	0,5 P	0,4 -	-	-	0,6	100	-	50/1	-
ТФНД-33Т	33; 35	-	100...400	5	P/P/0,5	0,5 P	1,2	2,4	-	100	-	40/4	-	
	33; 35		600; 1200	5			1,2	2,4		100		40/4		
ТФН-35М	35	-	15...800	5	0,5/P	0,5 P	2	4	-	150	-	65/1	-	
	35		1000	5			0,8	4		100		65/1		
ТФНД-35М	35	-	15...600	5	0,5/P/P	0,5 P	1,2	2,4	-	150	-	45/4		
	35		800; 1000	5			1,2	2,4		100		32,5/4		
	35		1000; 2000	5			1,2	2,4		50		32,5/4		
ТФНР-35	35	-	500; 1000	5	0,5/P/P	0,5 P	1,2	-	-	-	125 145 125 145	-	49/4	
	35		2000; 3200	5			2						57/4	
	35		1000	1	0,5/P/P	0,5	30						49/4	
	35		2000; 3200	1	P	50	57/4							
ТФН-66СТ	66	72,5	200...400	5	P/P/0,5	0,5 P	1,2 1,2	-	-	120	-	50/3	-	
ТФНД-110М	110	-	50...600	5	0,5/P/P	0,5 P	1,2	-	-	150	-	43,3/3	-	
	110		400...800	5			1,2			110		34,6/3		
ТФНД-110М-ХЛ	110	-	50...600	5	0,5/P/P	0,5 P	1,2	-	-	150	-	43,3/3	-	
	110		400...800	5			1,2			110		34,6/3		
ТФНД-110М-11	110	-	750...1500	5	0,5/P/P	0,5 P	0,8	-	-	75	-	60/1	-	
	110		1000...2000	5			0,8			75		60/1		
	110		750...1500	1			0,5			75		60/1		
	110		1000...2000	1			P			20		60/1		

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток, А		Варианты исполнения вторичных обмоток	Класс точности или обозначение вторичной обмотки	Номинальная нагрузка, Ом, в классе точности			Электродинамическая стойкость		Термическая стойкость	
			первичный	вторичный			0,5	1	3	кратность	$i_{дин}$, кА	Кратность/допустимое время, отн. ед./с	Допустимый ток/допустимое время, кА/с
ТФНД-110М-11-ХЛ	110	-	750...1500	5	0,5/P/P	0,5	0,8			75	-	34,6/3	-
	110		1000...2000	5		P	0,8			75		34,6/3	
	110		750...1500	1		0,5	20			75		34,6/3	
	110		1000...2000	1		P	20			75		34,6/3	
ТПЛ-10	10	12	5...200	5	P; 0,5/P; P/P	0,5	0,4	1,0	1,2	250	-	45/4	-
	10	12	300	5		P	0,6	1,0	1,2	175		45/4	
	10	12	400	5						165		35/4	
ТПЛУ-10	10	12	10...100	5	P; 0,5/P; P/P	0,5 P	0,4 0,6	1,0 1,0	1,2 1,2	250	-	60/4	-
ТПЛ-10ТЗ	10	12	50...200	5	P; 0,5/P; P/P	0,5	0,4	1,0	1,2	250	-	45/4	-
	10	12	300	5		P	0,6	1,0	1,2	175		45/4	
	10	12	400	5						165		35/4	
ТПЛУ-10ТЗ	10	12	50...100	5	P; 0,5/P; P/P	0,5 P	0,4 0,6	1,0 1,0	1,2 1,2	250	-	60/4	-
ТПЛ-10К	10	11,5	10; 15; 30; 60	5	0,5/P; P/P	0,5 P	0,4 0,6	-	-	-	175 74,5 74,5 74,5	-	45/4
	10		100...400	5									14,5/4
	10		600; 800	5									19/4
	10		1000; 1500	5									27/4
ТПЛ-10КТ	11	12	10; 15; 30; 60	5	0,5/P; P/P	0,5 P	0,4 0,6	-	-	-	175 74,5 74,5 74,5	-	45/4
	11		100...400	5									14,5/4
	11		600; 800	5									19/4
	11		1000; 1500	5									27/4
ТПЛМ-10	10	-	5	5	P; 0,5/P; P/P	0,5	0,4	-	-	-	1,8	-	0,17/4

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток, А		Варианты исполнения вторичных обмоток	Класс точности или обозначение вторичной обмотки	Номинальная нагрузка, Ом, в классе точности			Электродинамическая стойкость		Термическая стойкость	
			первичный	вторичный			0,5	1	3	кратность	$i_{дин}, кА$	Кратность/допустимое время, отн. ед./с	Допустимый ток/допустимое время, кА/с
			10 15 20 30 40 50 75 100 150 200 300; 400			P	0,6				3,5 5,3 7,0 10,6 14,0 17,6 26,4 35,2 52,0 70,0 70,0		0,32/4 0,52/4 0,66/4 1,05/4 1,33/4 2,45/4 3,45/4 4,85/4 6,25/4 8,75/4 12,5/4
ТПЛМУ-10	10	-	10 15 20 30 40 50 75 100 150 200 300	5	P; 0,5/P; P/P	0,5 P	0,4 0,6	-	-	-	3,5 5,3 7,0 10,6 14,0 17,6 26,4 35,2 52,0 70,0 70,0		0,52/4 0,66/4 1,05/4 1,33/4 1,8/4 3,45/4 4,85/4 6,25/4 8,75/4 12,5/4 17,5/4

Таблица Л4 – Трансформаторы тока

Тип	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Вторичная нагрузка при $\cos\varphi=0,8$ в классе точности				Ток термической стойкости, кА	Номинальная предельная кратность
		первичный	вторичный	0,5	1	3	10		
ТВ35-ІУ2	300/5	100	5	-	-	-	20	10	-
		150		-	-	20	-		5
		200		-	-	20	-		9
		300		-	10	-	-		25
	600/5	200	5	-	-	20	-	10	9
		300		-	10	-	-		25
		400		-	20	-	-		16
		600		10	-	-	-		16*
	1500/5	600	5	10	-	-	-	10	16
		750		30	-	-	-		13
		1000		30	-	-	-		10
		1500		30	-	-	-		6,5
	150/5	50	5	-	-	-	10	10	-
		75		-	-	-	20		-
		100		-	-	-	20		-
		150		-	-	-	30		2
ТВ35-ІІУ2; ХЛ2	300/5	100	5	-	-	-	20	10	-
		150		-	-	-	30		2
		200		-	-	-	40		-
		300		-	-	30	-		7
	600/5	200	5	-	-	-	40	10	2
		300		-	-	30	-		7
		400		-	-	40	-		3
		600		-	30	-	-		14
ТВ35-ІІІУ2; ХЛ2	200/5	75	5	-	-	-	20	25	-
		100		-	-	-	20		-
		150		-	-	20	-		5
		200		-	-	-	-		9
	300/5	100	5	-	-	-	20	25	-

Тип	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Вторичная нагрузка при $\cos\varphi=0,8$ в классе точности				Ток термической стойкости, кА	Номинальная предельная кратность	
		первичный	вторичный	0,5	1	3	10			
		150		-	-	20	-		5	
		200		-	-	20	-		9	
		300		-	10	-	-		16	
	600/5	200	5	-	-	20	-	25	9	
		300		-	10	-	-		16	
		400		-	20	-	-		12	
		600		10	-	-	-		30	
	1500/5	600	5	10	-	-	-	25	30	
		750		30	-	-	-		20	
		1000		30	-	-	-		22	
		1500		30	-	-	-		16*	
	ТВ110-ИУ2; ХЛ2	200/5	75	5	-	-	-	10	20	-
100			-		-	-	20	-		
150			-		-	-	20	22		
300/5		200	5	-	-	10	30	20	-	
		100		-	-	-	20		-	
		150		-	-	-	20		-	
		200		-	-	10	30		22	
		300		-	-	15	40		20	
600/5		200	5	-	-	10	30	20	22	
		300		-	-	15	40		20	
		400		-	-	30	-		15	
		600		10	20	50	-		25	
1000/5		400	5	-	10	30	-	20	15	
		600		10	20	50	-		25	
		750		20	25	75	-		15	
		1000		30	50	-	-		20*	
ТВ110-ИУ2; ХЛ2		200/5	75	5	-	-	-	15	50	-
			100		-	-	-	20		5

Тип	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Вторичная нагрузка при $\cos\varphi=0,8$ в классе точности				Ток термической стойкости, кА	Номинальная предельная кратность
		первичный	вторичный	0,5	1	3	10		
		250		-	-	-	20		
		200		-	10	20	-	20	
300/5		100	5	-	-	-	20	50	5
		150		-	-	-	20		10
		200		-	10	20	-		20
		300		-	15	30	-		20
600/5		200	5	-	-	15	-	50	34
		300		-	15	-	-		50
		400		-	25	-	-		40
		600		25	-	-	-		60
1000/5		500	5	10	15	-	-	50	80
		600		25	-	-	-		60
		850		50	-	-	-		37
		1000		50	-	-	-		50*
2000\5		1000	5	50	-	-	-	50	50*
		1200		50	-	-	-		42
		1500		50	-	-	-		33*
		2000		50	-	-	-		25*
1000/1		500	1	25	60	-	-	50	50
		600		30	60	-	-		50
		750		50	60	-	-		37
ТВ10-ИУ2	6000/5	6000	5	20	-	-	-	85,5	3
		75		-	-	-	20		-
	200/5	100		-	-	-	20	10	-
		150		-	-	20	-		5
		200		-	-	20	-		9

Таблица Л5 – Параметры трансформаторов напряжения на 10-110 кВ

Тип	$U_{\text{ном}}$ обмоток			$S_{\text{ном}}$, В·А			S_{max} , В·А	Размеры, мм			Масса, кг	
	ВН, кВ	НН, В		Класс точности				l	b	H	полная	масла
		осн	доп	0,5	1	3						
НОСЛ-10	10	100	-	75	150	300	640	335	208	313	33	-
НОМ-6	6; 6,3	100	-	50	75	200	400	267	242	350	22	6
НОМ-10	10; 10,5	100	-	75	150	300	640	308	282	472	35	7
НОМ-15	13,8; 15,75	100	-	75	150	300	640	590	220	620	81	23
НОМ-35-66	35	100	-	150	250	600	1200	620	472	850	86	10
ЗНОСЛТ-3	3: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100:3	30	50	150	240	275	170	277	25	-
ЗНОСЛТ-6	6: $\sqrt{3}$; 6,3: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100:3	50	75	200	400	296	178	295	30	-
ЗНОСЛТ-10	10: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100:3	75	150	300	640	319	185	317	40	-
ЗНОСЛТ-35	35: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100:3	150	250	600	1200	400	300	343	80	-
ЗНОСЛ. 06-6	3: $\sqrt{3}$; 6: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100:3	30 50	50 75	240 200	240 400	335	190	296	28	-
ЗНОСЛ. 06-10	10: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100:3	75	150	300	640	335	190	309	30	-
ЗНОСЛ. 06-15	13,8: $\sqrt{3}$; 15,75: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100:3	75	150	300	640	335	195	319	36	-
ЗНОСЛ. 06-20	18: $\sqrt{3}$; 20: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100:3	75	150	300	640	335	205	345	39	-
ЗНОСЛ. 06-24	24: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100:3	75	150	300	640	345	240	353	47	-
ЗНОСЛ. 07-6	6: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100:3	50	75	200	400	295	176	285	29	-
ЗНОСЛ. 07-10	10: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100:3	75	150	300	640	295	176	285	33	-
ЗНОСЛ. 09-6	3: $\sqrt{3}$; 3,3: $\sqrt{3}$; 6: $\sqrt{3}$; 6,3: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100:3	30	50	150	240	335	190	308	30	-
				50	75	200	400	335	190	308	30	-
ЗНОСЛ. 09-10	10: $\sqrt{3}$ 11: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100:3	75	150	300	640	335	190	308	33	-

Тип	$U_{\text{НОМ}}$ обмоток			$S_{\text{НОМ}}, \text{В} \cdot \text{А}$			$S_{\text{max}}, \text{В} \cdot \text{А}$	Размеры, мм			Масса, кг	
	ВН, кВ	НН, В		Класс точности				l	b	H	полная	масла
		осн	доп	0,5	1	3						
ЗНОМ-15-63	13,8: $\sqrt{3}$; 15,75: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100:3	75	150	300	640	Ø600		620	63	14
ЗНОМ-20-63	18: $\sqrt{3}$ 20: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100:3	75	150	300	640	Ø600		890	77	18
ЗНОМ-24-69	24: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100:3	150	250	600	980	Ø705		905	108	18
НТС-0,5	0,38	100	-	50	75	200	400	294	111	234	8,5	-
НТМК-6	3	100	-	50	75	200	400	324	305	640	47	15
НТМК-6	6	100	-	75	150	300	640	324	305	640	47	15
НТМК-10	10	100	-	120	200	500	960	Ø380		858	92	27
НТМИ-6-66	3	100	100:3	50	75	200	400	453	445	387	60	12
НТМИ-10-66	6	100	100:3	75	150	300	640	453	445	387	60	12
НТМИ-18	10	100	100:3	120	200	500	960	453	445	507	80	19
НКФ-110-57	13,8; 15,75	100	100:3	120	200	500	960	1044	480	730	290	94
НКФ-110-58	110: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100	400	600	1200	2000	Ø710		1630	620	155
НКФ-220-58	110: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100:3	400	600	1200	2000	Ø710		1630	620	155
НКФ-330	220: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100	400	600	1200	2000	1044	1044	3360	1390	320
НКФ-500	330: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100	-	500	1000	2000	1200	1200	5300	2210	480
НДЕ-500	500: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100	-	500	1000	2000	1850	1850	6950	4850	1160
НДЕ-750	750: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100	300	500	1000	1200	750	750	5035	3262*	-
НДЕ-1150	1150: $\sqrt{3}$	100: $\sqrt{3}$	100	300	500	1000	1200	750	750	6410	3600*	-
Электромагнитное устройство к НДЕ	11,44-12,7	100: $\sqrt{3}$	100	-	300	600	1200	750	750	10510	6650*	-

*Масса и размеры даны для колонны конденсаторов.

Примечания: 1. Значение букв и цифр в условных обозначениях типов трансформаторов: Н – напряжения; вид трансформатора: О – однофазный, Т – трехфазный, З – заземляемый (заземляется конец обмотки ВН), ДЕ – емкостной, К – каскадный, И – трехобмоточный (с обмоткой для контроля изоляции сети);

вид охлаждения: С – естественное воздушное при открытом исполнении, сухой, СЛ – естественное воздушное при исполнении с литой изоляцией, СК – естественное воздушное при залитом битумной массой или компаундом

исполнении, М – естественная циркуляция воздуха и масла; первое число за знаком тире – класс напряжения, второе – год разработки;

в трансформаторах напряжения с литой изоляцией число, стоящее после буквенной части, означает серию разработки: 0,6 – с разрезным магнитопроводом; 08,09 – серия для применения в условиях выпадения росы.

2. В комплект трансформаторов напряжения типа НДЕ входят конденсаторы: для 500кВ – СМРИ-166/ $\sqrt{3}$ -0,014 – 3 шт., для 750 кВ – СМРИ-188/ $\sqrt{3}$ -0,012 – 4 шт., для 1150 кВ – СМРИ-166/ $\sqrt{3}$ -0,014 -7 шт. и по одному конденсатору отбора мощности ОМРИ-15-0,107. Колонна конденсаторов устанавливается на изолирующую подставку из фарфора типа ПИ-3 высотой 455 мм.

3. Трансформаторы напряжения типа НКФ состоят из блоков: 110 кВ – 1 блок, 220 кВ – 2 блока, 330 кВ – 3 блока, 400 и 500 кВ – 4 блока.

4. Трехфазные двухобмоточные и трехобмоточные трансформаторы имеют схему соединения У/У_{Н-0}, однофазные соединяются в трехфазную группу по схеме У_Н/У_{Н-0}, дополнительные вторичные обмотки соединяются в открытый треугольник.

5. По согласованию с предприятием-изготовителем масляные трансформаторы должны изготавливаться с вводами или фарфоровыми крышками усиленного исполнения по ГОСТ 9920-75.

6. Фактическая длина пути утечки внешней изоляции, см: НДЕ-750 – 1120, НДЕ-500 – 810, НКФ-500 – 898, НКФ-330 – 594, НКФ-220 – 396, НКФ-110 – 198, ЗНОМ-35 – 79, НОМ-35 – 63.

7. Расчетные значения u_K по данным московского ПО «Электрозавод»: НОМ-10 – 0,586, НОМ-15 – 0,554, НОМ-35 – 0,482, ЗНОМ-20 – 0,586, ЗНОМ-24 – 0,675, ЗНОМ-35 – 0,706, НКФ-110 – 0,8, НКФ-220 – 0,81, НКФ-330 – 0,86, НКФ-500 – 1,06.

Таблица Л6- Параметры ограничителей перенапряжений нелинейные

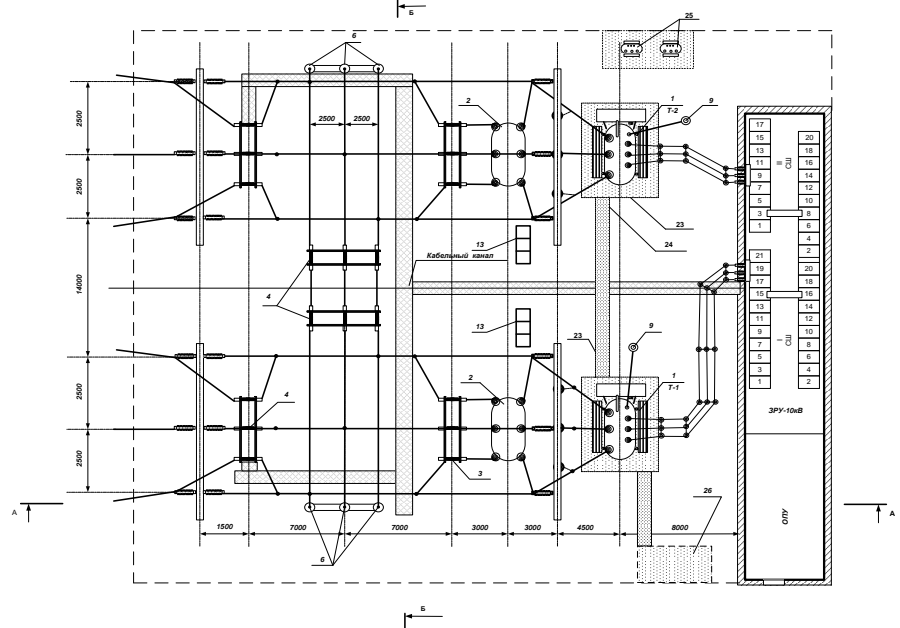
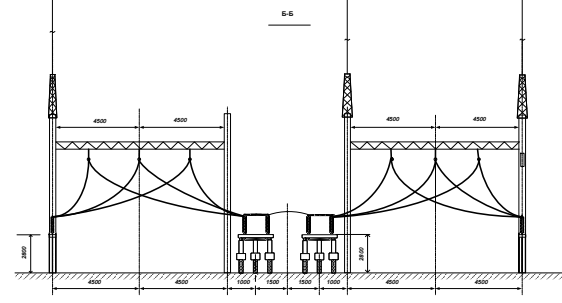
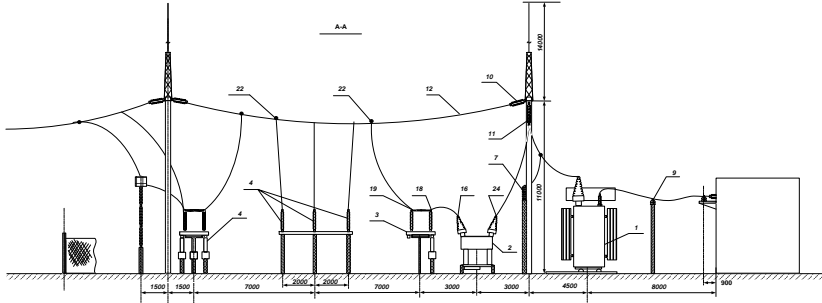
Типы ОПН	Класс напряжения, кВ	Наибольшее длительно-допустимое рабочее напряжение, кВ	Масса не более, кг	Внешний диаметр	Высота, м	Остающееся напряжение при импульсе тока 30/60 мкс, кА		Остающееся напряжение при импульсе тока 8-10 мкс, кА				
						250 А	500А	500 А	1000 А	5000 А	10000 А	20000 А
ОПН для защиты кабельных и промышленных электрических сетей напряжением 3-10 кВ												
ОПН-КР/TEL УХЛ 2	6	6,0	0,7	65	95	-	15	-	15,6	17,7	19	21,2
		6,9	0,7	65	95	-	17	-	17,6	20,0	21,5	24,0
	10	10,5	0,9	65	125	-	26,1	-	27,0	30,7	33,0	36,7
		12,0	0,9	65	125	-	31,3	-	32,4	36,9	39,6	44,1
ОПН-РТ/TEL УХЛ 2	3	3,0	1,1	75	95	7,0	7,2	-	-	8,5	9,3	10,4
		4,0	1,1	75	95	9,4	9,6	-	-	11,5	12,5	14,0
	6	6,0	1,1	75	100	14,0	14,4	-	-	17,2	18,7	21,0
		6,9	1,1	75	100	16,1	16,6	-	-	19,7	21,5	24,1
	10	10,5	1,5	75	135	24,5	25,2	-	-	30,0	32,7	36,6
		11,5	1,5	75	135	26,9	27,6	-	-	32,8	35,8	40,1
ОПН для защиты воздушных электрических сетей напряжением 6-10 кВ												
ОПН-РС УХЛ 1	6	7,6	1,8	100	130	18,9	-	19,0	-	23,9	25,7	-
	10	12,7	2,5	100	190	31,5	-	31,7	-	40,0	42,8	-
ОПН-Т УХЛ 1	6	6,0	2,3	115	130	14,0	14,6	14,7	-	17,2	18,5	-
		6,9	2,3	115	130	16,2	16,9	17,0	-	19,9	21,5	-
		7,6	2,3	115	130	17,7	18,5	18,6	-	21,8	23,6	-
	10	10,5	3,0	115	185	24,9	26,0	26,2	-	30,6	33,0	-
		11,5	3,0	115	185	27,1	28,2	28,4	-	33,2	35,8	-
		12,7	3,0	115	185	30,0	31,2	31,4	-	36,8	39,6	-
ОПН для защиты воздушных электрических сетей высокого напряжения 27-220 кВ												
ОПН-У УХЛ 1	27	30	18	225	580	72	75	76	-	90	97	105
		33	18	225	580	80	83	84	-	99	107	117
	35	38,5	20	225	735	91,5	95	96	-	113	122	132
		40,5	20	225	735	96	100	101	-	119	128	138

Типы ОПН	Класс напряжения, кВ	Наибольшее длительно-допустимое рабочее напряжение, кВ	Масса не более, кг	Внешний диаметр	Высота, м	Остающееся напряжение при импульсе тока 30/60 мкс, кА		Остающееся напряжение при импульсе тока 8-10 мкс, кА					
						250 А	500А	500 А	1000 А	5000 А	10000 А	20000 А	
	110	42	20	225	735	100	104	105	-	123	133	144	
		73	30	225	1200	178	183	185	-	218	233	251	
		77	30	225	1200	186	193	195	-	230	246	264	
		84	30	225	1200	203	211	213	-	251	269	289	
	220	146	70	225	2500	356	366	370	-	436	466	502	
		154	70	225	2500	372	386	390	-	460	492	528	
		168	70	225	2500	406	422	426	-	502	538	580	
	ОПН для защиты изоляции нейтрали трансформаторов напряжением 110-220 кВ												
	ОПН-У УХЛ 1	110	56	30	225	1200	136	141	142	-	168	179	192
220		120	70	225	2500	293	301	304	-	358	383	413	

Таблица Л7- Параметры электроизмерительных приборов

Наименование прибора	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность		Размеры, мм
			тока	напряжения	
Приборы стрелочные, показывающие					
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-	120×120×85
	Э-350	1,5	0,5	-	96×96×63
	Э-365	1,5	0,5	-	120×120×85
	Э379	1,5	0,5	-	120×120×55
Вольтметр	Э-335	1,0	-	2	120×120×85
	Э-350	1,5	-	2	96×96×63
	Э-365	1,5	-	2	120×120×68
	Э379	1,5	-	2	120×120×55
Ваттметр для трехфазных трехпроводных цепей	Д-335	1,5	0,5	1,5	120×120×96
	Д-304	1,5	0,5	2	120×120×80
	Д-345	1,5	0,5	2	120×120×78
	Д-350	1,5	0,5	2	96×96×90
Варметр для трехфазных трехпроводных цепей	Д-304	1,5	0,5	2	120×120×80
	Д-335	1,5	0,5	1,5	120×120×96
	Д-345	1,5	0,5	2	120×120×78
	Д-345	1,5	0,5	2	96×96×90
Частотомер	Э-362	2,5	-	1	120×120
	Э-352	2,5	-	1	96×96×80
	Э353	2,5	-	1	144×144×89
	Э-373	2,5	-	1	120×120×97
Синхроноскоп	Э-327	±3°	-	10	120×120×121
Приборы регистрирующие					
Амперметр	Н-394	2,5	10	-	160×160×270
	Н-393	1,5	10	-	160×172×260
Вольтметр	Н-394	2,5	-	10	160×160×270
	Н-393	1,5	-	10	160×172×260
Ваттметр, варметр	Н-395	1,5	10	10	160×160×360
Частотомер	Н-397	0,5	-	7	160×160×370
Фиксатор импульсного действия	ФИП		-	3	-
Приборы интегрирующие					
Счетчик ватт-часов трехфазный для трехпроводных цепей	СА3-И670	2,0	2,5	1,5 Вт	282×165×128
	СА3-И674	1,0	2,5	3,0 Вт	340×183×126
	СА3-И681	1,0	2,5	2,0 Вт	282×173×127
То же для четырехпроводных цепей	СА3-И675	1,0	2,5	3,0 Вт	340×188×128
Счетчик вольт-ампер-часов реактивный	СР4-И676	1,5	2,5	3,0 Вт	340×183×126
	СР4-И689	1,5	2,5	3,0 Вт	282×165×121

Приложение Н. Пример выполнения плана-разреза подстанции



Спецификация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Количество	Масса ед. ка	Примечание
1	2	3	2	5	б
1		Трансформатор силовой ТДН-16000/110-У1, Ун Д-11	2		
2		Банковый элегазовый выключатель 110кВ, 1250А, ЗАР-1 ДТ-123	2		
3		Разъединитель поворотного типа 110кВ, 1000А, с одним заземляющим ножом	2		
		SSBII-AM-123			
4		Разъединитель поворотного типа 110кВ, 1000А, с двумя заземляющими ножами	4		
		SSBII-ZAM-123			
5		Однополюсные заземлители нейтрали 110кВ силовых трансформаторов	2		
6		Однофазные трансформаторы напряжения 110кВ ЗАР-1 ДДВ-123	6		
7		Однополюсные ограничители перенапряжений 110кВ ЗЕРП-096 - 2РД31 - 10Е1	6		
8		Однополюсные ограничители перенапряжений 110кВ ЗЕРП-096 - 2РД31 - 10Е1 для	2		
		нейтралей силовых трансформаторов			
9		Однополюсные ограничители перенапряжений 10кВ	6		
10		Гирлянды изоляторов натяжная 10кВ ГС 70Е	12		
11		Гирлянды изоляторов подвешивающая 10кВ ГС 70Е	6		
12		Провод сталеалюминиевый ГОСТ 839-80, АС-120, и	610		
		Шкаф щелей обрешетка банок элегазового выключателя ШОВ-2	2	0,589	
13		Шкаф зажимов ШЗВ-120	4		
14		Зажим аппаратный пресуемый АО-150-1	6		
15		к выключателю прямой	6		
16		к выключателю улевой	6		
17		к разъединителю прямой	18		
18		к разъединителю улевой	30		
19		к ограничителю перенапряжений прямой	4		
20		к трансформатору напряжения улевой	6		
21		Зажим сталеалюминиевый пресуемый АО-150-1	48		
22		Ограждение из бетона для аварийного сброса масла			
24		Асбест-цементная труба диаметром 300мм для отвода масла			
25		Трансформатор силовой ТМ-100/10-УХЛ1, УУн-0	2		
26		Ванночка для масла			

Имя	Фамилия	Инициалы	Место	Подпись	Дата	Лист	Масса	Масштаб
Проект								
Руковод						Лист		Листов
Зам.нар.								
Исполн.								

Проект ПС 110/10кВ «Южная»
План-разрез ПС
План ОРУ-110кВ и ЗРУ-10 кВ

Оглавление

Введение	4
1 ЗАДАНИЕ НА РАЗРАБОТКУ ПРОЕКТА	6
2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К ПРОЕКТУ.....	7
3 ПРИНЯТЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	9
4 ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ПОДСТАНЦИИ.....	11
4.1 Суточные графики нагрузок потребителей	11
4.2 Суммарный (совмещенный) график нагрузок потребителей	12
4.3 Годовой график по продолжительности нагрузок.....	13
4.4 Техничко-экономические показатели, определяемые из графиков нагрузки.....	13
4.5 График полной мощности подстанции	14
5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РАСЧЕТ НА ПЕРЕГРУЗОЧНУЮ СПОСОБНОСТЬ.....	16
5.1 Построение эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки подстанции	17
5.2 Выбор трансформатора собственных нужд.....	18
6 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ	20
7 Выбор марки и сечения проводов линий высокого и низкого напряжения.	21
7.1 Проверка сечения проводника по условию короны	21
8 Расчет токов аварийных режимов	23
8.1 Расчет сопротивлений схем замещения системы, линии высокого напряжения, трансформаторов	23
8.2 Расчет токов трехфазного короткого замыкания.....	26
8.3 Расчет ударного тока трехфазного короткого замыкания	26
9 Выбор токоведущих частей и электрического оборудования подстанции..	27
9.1 Выбор и проверка ошиновки распределительного устройства высокого напряжения.....	27
9.2 Выбор и проверка ошиновки распределительного устройства низкого напряжения.....	29
9.3 Выбор и проверка электрических аппаратов.....	29
9.3.1 Выбор разъединителей	30
9.3.2 Выбор выключателей.....	31
9.3.3 Выбор ограничителей перенапряжения	31
9.4 Контрольно-измерительная аппаратура.....	31

9.4.1 Выбор трансформаторов тока	32
9.4.2 Выбор трансформаторов напряжения	33
Список использованных источников	35
Приложение А. Типовые графики нагрузок объектов	36
Приложение Б Таблицы расчета сезонных графиков нагрузки предприятий	39
Приложение В. Таблицы расчета суммарного (совмещенного) графика нагрузки подстанции	40
Приложение Г. Трансформаторы класса напряжения 35-110 кв	38
Приложение Д. Графики перегрузочной способности трансформатора.....	39
Приложение Е. Параметры сталеалюминиевых проводов	39
Приложение И. Расчет температуры нагрева проводника.....	39
Приложение К. Механические характеристики шин	40
Приложение Л. Параметры электрооборудования подстанции	39
Приложение М. Пример выполнения схемы электрических соединений подстанции	59
Приложение Н. Пример выполнения плана-разреза подстанции	60