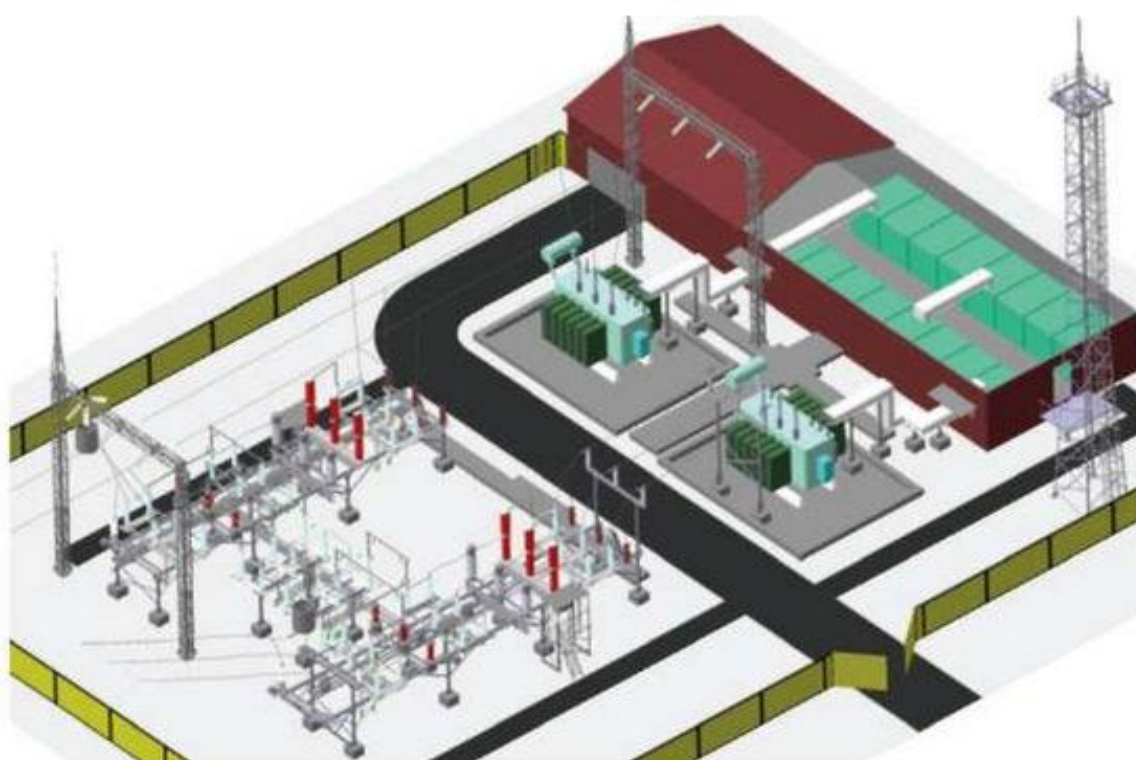


# ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИЙ

## 110/6 КВ



2014

## **Содержание:**

Введение.

1. Выбор структурной схемы подстанции
2. Выбор мощности силовых трансформаторов
3. Определение числа линий
4. Выбор схем распределительных устройств (РУ)
5. Технико-экономический расчет
6. Выбор схемы электрического снабжения собственных нужд и трансформаторов собственных нужд
7. Расчет токов короткого замыкания
8. Выбор электрических аппаратов
9. Выбор токоведущих частей
10. Выбор измерительных трансформаторов тока
11. Выбор измерительных трансформаторов напряжения
12. Выбор конструкции распределительных устройств

Список использованных источников

## Введение

В данном проекте рассматривается сеть 110 кВ и подстанцию 110/6 кВ.

Электрическими сетями называется совокупность воздушных и кабельных линий электропередачи и подстанции, работающих на определенной территории. Электрическая сеть служит для передачи электроэнергии от места ее производства к местам потребления и распределения ее между потребителями.

Электроэнергетика является основой развития производственных сил в любом государстве. Энергетика обеспечивает бесперебойную работу промышленности, сельского хозяйства, транспорта, коммунальных хозяйств. Стабильное развитие любой отрасли промышленности невозможно без постоянно развивающейся энергетики.

Подстанция – электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электрической энергии.

## 1. Выбор структурной схемы подстанции

Для питания заданной нагрузки с шин низкого напряжения (РУ НН) 10кВ и среднего напряжения (РУ СН) 35кВ, согласно ПУЭ, устанавливают обычно два двухобмоточных трансформатора. Эти трансформаторы должны иметь РПН. Мощность трансформатора выбирается максимальной (max), чтобы при отключении одного трансформатора, второй обеспечивал питание нагрузки и был бы перегружен не более допустимых пределов [Неклипаев. с87], то есть должно выполняться условие:

$$S_{расч} \geq 0,7 * S_{max}, (1)$$

где,  $S_{max}$  - максимальная расчетная мощность, МВА.

$S_{расч}$  - номинальная мощность трансформатора, МВА

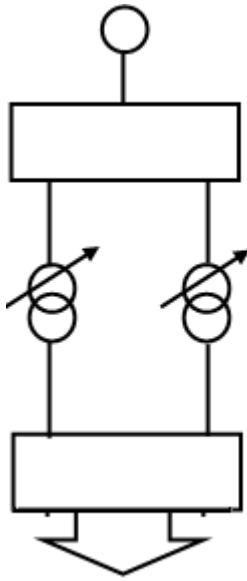


Рис.1. Вариант структурной схемы подстанции  
РУ ВН 110 кВ  
РУ НН 6 кВ

## 2. Выбор мощности силовых трансформаторов

$$U_{н.вн} \geq U_{уст}, (2)$$

$$U_{н.вн} \geq U_{уст}, (3)$$

$$S_{н.т} \geq S_{расч}, (4)$$

где,  $U_{н.вн}$  - номинальное напряжение высокой стороны трансформатора, кВ;

$U_{н.вн}$  - номинальное напряжение низкой стороны трансформатора, кВ;

$S_{н.т}$  - номинальная мощность трансформатора, МВА;

$U_{уст}$  - напряжение на шинах распределительного устройства, кВ;

$S_{расч}$  - расчетная мощность передаваемая через трансформатор, МВА.

Расчетная мощность  $S_{расч}$ , МВА, определяется по формуле:

$$S_{расч} \geq 0,7 * S_{max}, (1)$$

где,  $S_{max}$  - максимальная мощность передаваемая через трансформатор, МВА.

Максимальная мощность на соответствующем напряжении определяется по формуле:

$$S_{maxнн} = \frac{P_{maxнн}}{\cos \varphi}, (5)$$

Где,  $P_{maxнн}$  - активная мощность на низком напряжении, МВт;

$\cos \varphi$  - коэффициент мощности.

Проверка выбранного трансформатора по перегрузке производится по формуле:

$$\frac{S_{max}}{S_{н.т}} \leq 1,4 \quad (6)$$

## 2.1 Расчет варианта

Максимальная мощность на низком напряжении определяется по формуле (5):

$$S_{maxнн} = \frac{28}{0,88} = 31,8 \text{ МВА,}$$

По условию

$$S_{расч} = 0,7 * S_{max} = 0,7 * 31,8 = 27,2 \text{ МВА.}$$

Выбирается по Б.Н.Неклепаеву (стр.210) трансформатор типа ТРДН-25000/110

Проверка выбранного трансформатора выполняется по условию (2)-(4).

$$115 \text{ кВ} > 110 \text{ кВ,}$$

$$11 \text{ кВ} > 6 \text{ кВ,}$$

$$25 \text{ МВА} > 27,2 \text{ МВА.}$$

Проверка выбранного трансформатора по перегрузке производится по формуле (6):

$$\frac{31,8}{25} = 1,272,$$

$$1,272 < 1,4.$$

Таблица 1

Технические данные трансформатора

Тип трансформатора	$S_{н.т}$ , МВА	$U_n$ , кВ			Потери, кВ		$U_k$ , %		
		ВН	СН	НН	$\Delta P_{xx}$	$\Delta P_{кз}$	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТРДН	25	115	-	6,3	27	120	-	10,5	-

### 3. Определение числа линий

#### 3.1 Определение числа линий на воздушных линиях высокого напряжения 110 кВ

Данная подстанция связана с системой по двум воздушным линиям.

### 3.2 Определение числа линий на кабельных линиях 6 кВ

Расчет числа линий на НН производится по экономической плотности тока;

Максимальный расчетный ток продолжительного режима  $I_{\max}$ , А, определяется по формуле:

$$I_{\max} = \frac{S_{\max 6}}{\sqrt{3} * U} \quad (7)$$

Суммарное экономическое сечение провода  $F_{\Sigma}$ , мм<sup>2</sup>, определяется по формуле:

$$F_{\Sigma} = \frac{I_{\max}}{\partial_{\Sigma}}, \quad (8)$$

где,  $\partial_{\Sigma}$  - экономическая плотность тока выбирается по Л.Д.Рожковой (стр.233), А/мм<sup>2</sup>

Число линий  $n$  определяется по формуле:

$$n = \frac{F_{\Sigma}}{F_{\Sigma 1.л}} \quad (9)$$

Где,  $F_{\Sigma 1.л}$  - экономическое сечение одной линии, выбирается по ПУЭ (стр.33), мм<sup>2</sup>.

Максимальный продолжительный ток одной линии  $I_{\max 1.л}$ , А, определяется по формуле:

$$I_{\max 1.л} = \frac{I_{\max}}{n}, \quad (10)$$

Выбранный кабель проверяется по длительно допустимому току, по условию

$$I_{\text{д.доп.}} > I_{\text{макс1л.}} \quad (11)$$

Где,  $I_{\text{д.д.}}$  - длительно допустимый ток берется по ПУЭ (стр.33), А.

### 3.2.1 Расчет числа линий на НН

Расчет числа линий на НН производится по экономической плотности тока;

Максимальный расчетный ток продолжительного режима определяется по формуле (7):

$$I_{\text{max}} = \frac{31,8}{\sqrt{3} * 6,3} = 2900 \text{ А}$$

Суммарное экономическое сечение провода определяется по формуле (8):

$$F_{\Sigma} = \frac{2900}{1,2} = 2416,6 \text{ мм}^2$$

Питание потребителей на низком напряжении осуществляется по кабелям с алюминиевыми жилами, с бумажной пропитанной, маслоканифольной и нестекающими массами изоляций свинцовой оболочки, с сечением токопроводящих жил  $150 \text{ мм}^2$ .

Число линий  $n$  определяется по формуле (9):



$$n = \frac{2416,6}{150} = 16 \text{ л}$$

Принимаем число линий равное десять.

Максимальный продолжительный ток одной линии определяется по формуле (10):

$$I_{\max L} = \frac{2900}{15} = 192 \text{ А.}$$

Выбранный кабель проверяется по длительно допустимому току, по условию (11):

$$210 \text{ А} > 192 \text{ А}$$

Для уменьшения токов короткого замыкания с низкой стороны устанавливаем сдвоенные реакторы.

$$I_{\max 6} = 2900 \text{ А}$$

Выбираю сдвоенный реактор типа РБСГ-106-2\*1000\*0,28

## **4. Выбор схем распределительных устройств (РУ)**

### **4.1 Выбор на стороне ВН 110 кВ**

Эта подстанция является узловой, она имеет 4 присоединений, две воздушных линий и два трансформатора

Исходя из этих условий выбираю следующую схему:

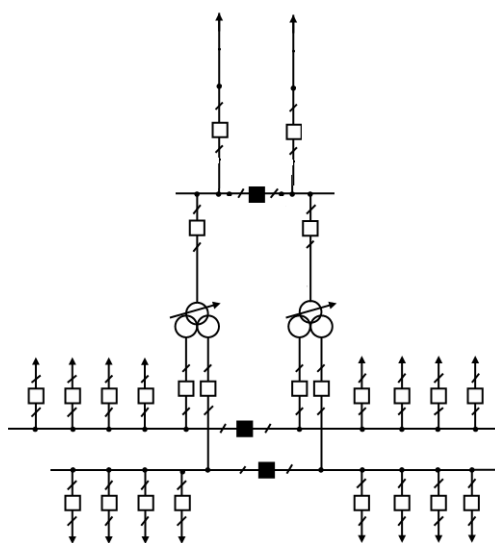
“Одна рабочая, секционированная выключателем система шин ”.

## 4.2 Выбор на стороне НН 6 кВ

Эта подстанция является узловой, она имеет 12 присоединений, десять кабельных линий и два трансформатора

Исходя из этих условий выбираю следующую схему:

“Две одиночные секционированная выключателем система шин”



## 5. Техничко-экономический расчет

Техничко-экономический расчет производится по методу приведенных затрат.

Затраты, тыс.руб., которые определяется по формуле:

$$З = K P_n + C; \quad (12)$$

где, К- капитальные затраты на приобретенный монтаж и наладку оборудования берутся по Б.Н. Неклепаеву ( стр.191 ), тыс.руб;

$P_n$  - нормативный коэффициент эффективности который зависит от срока окупаемости и для энергетики равен 0,12;

C- эксплуатационные расходы, тыс.руб.

Эксплуатационные расходы C, тыс.руб., определяется по формуле:

$$C = C_1 + C_2; (13)$$

где,  $C_1$  - стоимость потерь на электрическую энергию, тыс.руб.;

$C_2$  - амортизационные отчисления на ремонт и обслуживание оборудования, стоимость расходов на заработную плату.

Стоимость потерь на электрическую энергию  $C_1$ , тыс.руб., определяется по формуле:

$$C_1 = \beta * \Delta W; (14)$$

где,  $\beta$  - стоимость 1 кВт/ч потерянной энергии определяется по М.Н. Околовичу (стр. 79), коп/ $kWt$ ;

$\Delta W$  - потери электрической энергии в трансформаторах, кВт/ч.

Потери электрической энергии в трехобмоточном трансформаторе определяется по формуле:

$$\Delta W = \Delta P_{xx} T + 0,5 \Delta P_{\kappa z} \left( \frac{S_{\max \text{вн}}^2 + S_{\max \text{сн}}^2 + S_{\max \text{нн}}^2}{S_{\text{н.т}}^2} \right) \tau (15)$$

Где,  $S_{\max \text{вн}}$  - максимальная мощность передаваемая по обмотке ВН;

$S_{\max \text{сн}}$  - максимальная мощность передаваемая по обмотке СН;

$S_{\max \text{нн}}$  - максимальная мощность передаваемая по обмотке НН.

Стоимость  $C_2$ , тыс.руб., определяется по формуле:

$$C_2 = 0,09 K (16)$$

При расчете капитальных затрат K, тыс.руб., учитывается только разница в оборудовании, рассматриваемых вариантов.

## 5.1 Расчет

Капитальные затраты определяются по стоимости отдельных элементов схемы подстанций. Расчет стоимости трансформаторов из Л.Д. Рожковой (стр.336-338), стоимости ячеек РУ разного напряжения из Л.Д. Рожковой (стр.333-334)

Данные расчетов капитальных затрат сведены в таблицу.

Таблица 2

### Капитальные затраты

Оборудование	Стоимость ед. тыс. руб.	Количество	Суммарная стоимость
ТРДН-25000/110	84*30	2	5040
Ячейка ОРУ 110 кВ	36*30	2	2160
Ячейка ОРУ 6 кВ	3,9*30	24	2808
<b>ИТОГО</b>			<b>10008</b>

Потери электрической энергии в трехобмоточном трансформаторе определяется по формуле (15):

$$\Delta W = 27 * 6000 + 720 \left( \frac{15,9^2}{25^2} \right) * 8000 = 738000 \text{ кВт/ч}$$

Стоимость потерь на электрическую энергию, тыс.руб., определяется по формуле (14):

$$C_1 = 2 * 80 * 738000 * 0,00001 = 1180,8 \text{ т. руб.}$$

Стоимость  $C_2$ , тыс. руб., определяется по формуле (16):

$$C_2 = 0,9 \cdot 10008 = 9007,2 \text{ т. руб.}$$

Эксплуатационные расходы, определяются по формуле (13):

$$C = 1180,8 + 9007,2 = 10188 \text{ т. руб.}$$

Затраты, тыс. руб., которые определяется по формуле (12):

$$З = 0,12 \cdot 10008 + 10188 = 11388,96 \text{ т.руб.}$$

## **6. Выбор схемы электрического снабжения собственных нужд и трансформаторов собственных нужд**

На подстанциях устанавливается два трансформатора собственных нужд. На подстанциях с оперативным током устанавливаются трансформаторы собственных нужд, присоединенные через выключатели к шинам РУ 6 кВ. Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициента загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летние и зимние нагрузки, а так же нагрузка в период ремонтных работ на подстанциях.

Мощность трансформаторов собственных нужд  $S_{н.т.}$ , кВА, выбирается по условию:

$$S_{н.т.} \geq \frac{S_{расч}}{K_n} \quad (17)$$

Расчетная мощность  $S_{расч}$ , кВА, определяется по формуле:

$$S_{расч} = K_c \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (18)$$

где,  $K_c$  - коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки, берется по Л.Д. Рожковой ( стр.475)

$P$ ,  $Q$  - расчетные нагрузки собственных нужд с учетом летних и зимних нагрузок, кВт и кВАР.

## 6.1 Выбор

Таблица 3

Нагрузка собственных нужд подстанций

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Нагрузка	
	Единиц кВт*количество	ВсегокВт			$P_{\text{учт}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{учт}}, \text{кВАР}$
Охлаждение ТДТН 25000/110	2*2,5	5	0,9	0,48	5	1,3
Подогрев приводов выключателей:110кВ	1,8*2	3,6	1	0	3,6	0
Подогрев приводов разъединителей:110кВ	0,6*6	3,6	1	0	3,6	0
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ совмещенная с ОПУ	100	100	1	0	100	-
Здание разъездного персонала	-	5,5	0,85	0,62	4,5	2,8
ОсвещениеОРУ 110 кВ	2	2	1	0	2	-
Масло хозяйство	-	100	0,85	0,62	85	52,7
Подзарядный агрегат	2*23	46	1	0	46	-
Аварийные ремонтные нагрузки	-	26	0,85	0,62	22,1	13,7
Итого					271,8	70,5

$$S_{\text{расч}} = 0,8\sqrt{264,56^2 + 76,9^2} = 220,4 \text{ кВА.}$$

Выбирается 2 трансформатора по Б.Н. Неклепаеву типа ТСЗ-240/10, они будут подключены к шинам НН.

Проверка выбранного трансформатора производится по условиям (2)-(4).

$$10\text{кВ}=6\text{кВ},$$

$$0,4\text{кВ}=0,4\text{кВ},$$

$$400\text{кВА}>280,8\text{кВА}.$$

Проверка выбранного трансформатора перегрузке производится по формуле (6):

$$\frac{220,4}{160} = 1,37$$

$$1,17 < 1,4$$

## **7. Расчет токов короткого замыкания**

Расчет токов короткого замыкания в данном проекте необходим для выбора и проверки выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов, токоведущих частей, расчета релейной защиты и заземляющего устройства. Он сводится к определению начального значения периодической составляющей тока КЗ, величины ударного тока и значений периодической и апериодической составляющих тока КЗ в момент отключения (момент времени  $\tau$ ).

Для упрощения расчетов не учитывают:

- активное сопротивление цепи, считая его чисто индуктивным;
- насыщение магнитных систем;
- намагничивающие токи силовых трансформаторов;
- Не идеальность системы.

### **7.1 Расчетная схема подстанции**

Под расчетной схемой подстанции понимают упрощенную однолинейную схему станции с указанием всех элементов и их параметров,

которые влияют на ток КЗ и поэтому должны быть учтены при выполнении расчетов.

## 7.2 Схема замещения подстанции

Схемой замещения называется электрическая схема, соответствующая по исходным данным расчетной схеме, но в которой все магнитные (трансформаторные), связи заменены электрическими.

## 7.3 Расчет сопротивлений

Расчет сопротивлений производится в именованных единицах. Все сопротивления приводятся к базовому напряжению  $U_6 = 115$  кВ

Сопротивление энергосистемы  $X_c$  определяется по формуле:

$$X_c = X_{*ном.с} * \frac{U_6^2}{S_{н.с.}} \quad (19),$$

где,  $U_6$  – базовое напряжение, МВА.

$$X_1 = 1,5 * \frac{115^2}{3000} = 6,6, \text{ Ом}$$

Сопротивление линии электрических передач определяется по формуле:

$$X_l = X_{yd} * l * \frac{U_6^2}{U_{cp}^2} \quad (20)$$



где,  $X_{y\partial}$  - среднее удельное индуктивное сопротивление воздушной линии, берется по Л.Д. Рожковой (стр.130), Ом/км,

$l$  - длина линии, км,

$U_{cp}$  - среднее напряжение в месте установки данного элемента, кВ.

$$X_{\text{л}} = 0,4 * 20 * \frac{115^2}{115^2} = 8 \text{ ,Ом;}$$

$$X_{\text{л}} = X_2 = X_3 = 8 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора  $X_m$  определяется по формуле:

$$X_m = \frac{U_k}{100} * \frac{U_{\phi}^2}{S_{н.т.}} \quad (21)$$

$$U_{\text{кв}} = 0,5(U_{\text{квн}} + U_{\text{квс}} + U_{\text{кcn}}) = 0,5(17 + 10,5 - 6,5) = 10,5\% ,$$

$$U_{\text{кс}} = 0,5(U_{\text{ксв}} + U_{\text{ксн}} + U_{\text{квн}}) = 0,5(10,5 + 6,5 - 17) = 0 ,$$

$$U_{\text{кн}} = 0,5(U_{\text{квн}} + U_{\text{ксн}} + U_{\text{квс}}) = 0,5(17 + 6,5 - 10,5) = 6,5\% ,$$

$$X_4 = X_5 = \frac{10,5 * 0,125}{100} * \frac{13225}{25} = 6,7 \text{ Ом;}$$

$$X_6 = X_7 = X_8 = X_9 = \frac{1,75 * 10,5}{100} * \frac{13225}{25} = 97,3 \text{ Ом;}$$

#### 7.4 Расчет токов короткого замыкания в точке К1.(Шины 110 кВ)

$$X_{10} = \frac{X_{23}}{2} = \frac{8}{2} = 4 \text{ Ом;}$$

$$X_{11} = X_7 + X_4 = 6,6 + 4 = 10,6 \text{ Ом;}$$

Таким образом, начальное значение периодической составляющей токов короткого замыкания,  $I_{н.о.}$ , кА, определяется по формуле:

$$I_{н.о.} = \frac{E_*^{//} \cdot I_{\delta}}{X_{рез}} \quad (22)$$

где,  $E_*^{//}$  - относительное ЭДС источника, берется по Л.Д. Рожковой,

$X_{рез}$  - результирующее сопротивление ветви схемы;

$I$  - базовый ток, кА.

Базовый ток определяется по формуле:

$$I_{\delta} = \frac{U_{\delta}^2}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.к.з.}} \quad (23)$$

где,  $U_{ср.к.з.}$  - среднее напряжение в точке короткого замыкания., кВ.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания  $i_{a\tau}$ , кА, определяется по формуле:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о.} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (24)$$

где,  $e^{-\frac{\tau}{T_a}}$  - определяется по кривым затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания по Л.Д. Рожковой (стр.151).

Расчетное время для которого требуется определение токов короткого замыкания  $\tau$ , с, определяется по формуле:

$$\tau = t_{с.в.} + 0,01 \quad (25)$$

где,  $t_{с.в.}$  - собственное время выключателя, с.

Для современного выключателя собственное время выключения равно:

$$t_{c.в.}=0,01 \div 0,05$$

Ударный ток короткого замыкания  $i_y$ , кА, определяется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{н.о.} \cdot K_y \quad (26)$$

где,  $K_y$  - ударный коэффициент, выбирается по Л.Д. Рожковой (стр.150).

Периодическая составляющая тока короткого замыкания  $I_{н.т.}$ , для источника бесконечной мощности определяется по формуле:

$$I_{н.т.} = I_{н.о.} \quad (27)$$

$$I_{\sigma} = \frac{13225}{\sqrt{3} \cdot 115} = 66,5 \text{ кА}$$

$$I_{н.о.} = \frac{1 \cdot 66,5}{10,6} = 6,3 \text{ кА}$$

$$I_{a\tau} = 1,41 \cdot 6,3 \cdot 0,1 = 0,89 \text{ кА}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 6,3 \cdot 1,61 = 14,3 \text{ кА}$$

Все оставшиеся точки короткого замыкания рассчитываются аналогично первой точке. Все результаты расчетов занесены в таблицу.

Таблица 4

#### Результаты расчетов тока

Точка короткого замыкания		$I_{н.о.}$ , кА	$i_{a\tau}$ , кА	$i_{y\sigma}$ , кА	$I_{н.т.}$ , кА
К1. Шины 110 Кв		6,3	0,89	14,3	6,3
К2. Шины 6 кВ	Выключатель отключен	24,2	6,2	64,9	24,2
	Выключатель включен	37,5	7,9	100	37,5

## 8. Выбор электрических аппаратов

В пределах одного РУ Электрические аппараты выбирают по самому мощному присоединению.

### 8.1 Выбор выключателей

Выключатели выбирают по следующим условиям:

$$U_{н.в.} \geq U_{уст} \quad (28)$$

$$I_{н.в.} \geq I_{ном.ц.} \quad (29)$$

$$I_{н.в.} \geq I_{мах.ц.} \quad (30)$$

$$I_{н.откл} \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{н.о.} \quad (31)$$

Выбранные выключатели проверяется по условиям:

- На симметричный ток отключения.

$$I_{н.откл} \geq I_{п.т.} \quad (32)$$

- На возможные отключения апериодической составляющей тока к.з.

$$i_{а,ном} \geq i_{а,т} \quad (33)$$

$$i_{а,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{н.откл}}{100} \quad (34)$$

где,  $\beta_n$  - нормированное значение апериодической составляющей в отключающем токе, выбирается по каталогам выключателей, %.

- На электродинамическую стойкость:

$$i_{дин} \geq i_y \quad (35)$$

- На термическую стойкость

$$B_{к.доп.} \geq B_{к.расч.} \quad (36)$$

$$B_{к.доп.} = I_m^2 \cdot t_m \quad (37)$$

$$B_{к.расч.} = I_{н.о.}^2 (\tau + T_a) \quad (38)$$

где,  $I_m$  - среднеквадратичное значение тока, за время его протекания (ток термической стойкости) выбирают по каталогам выключателей, кА;

$t_m$  - длительное протекание тока термической стойкости, выбирается по каталогам выключателей, с.

Если условие 37 выполняется, а условие 38 не соблюдается, то  $i_{a,\tau}$  допускается проверка по отключающей способности, производимая по полному току короткого замыкания:

$$\sqrt{2} \cdot I_{н.откл} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) \geq (\sqrt{2} \cdot I_{н.о.} + i_{a,\tau}) \quad (39)$$

## 8.2 Выбор разъединителей

Разъединители выбираются по следующим условиям:

$$U_{н.р.} \geq U_{уст} \quad (40)$$

$$I_{н.р.} \geq I_{ном.р.} \quad (41)$$

$$I_{н.р.} \geq I_{мах.ц.} \quad (42)$$

Выбранные разъединители проверяются по следующим условиям:

- На электродинамическую стойкость:

$$i_{дин} \geq i_y \quad (43)$$

- На термическую стойкость

$$B_{к.доп.} \geq B_{к.расч.} \quad (44).$$

### 8.3 Выбор электрических аппаратов на напряжение 110 кВ

Рассчитывается максимальный ток на стороне 110 кВ.

$$I_{ном.у} = \frac{56,1 * 1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294,5 \text{ А}$$

$$I_{маху} = 2 \cdot I_{ном.у} \quad (9.18)$$

$$I_{маху} = 2 * 294,5 = 589 \text{ А}$$

Выбирается выключатель типа ВГБУ-110 , и разъединитель типа РГД-110/1000

Таблица 9.1

#### Выбор электрических аппаратов на напряжение 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГБУ-110	Разъединитель РГД-110/1000
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{н.в.} = 126 \text{ кВ}$	$U_{н.р.} = 26 \text{ кВ}$
$I_{мах} = 589 \text{ А}$	$I_{н.в.} = 2000 \text{ А}$	$I_{н.р.} = 1000 \text{ А}$
$I_{н.о.} = 6,3 \text{ кА}$	$I_{н.откл} = 40 \text{ кА}$	31,5 кА
$i_y = 14,3 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_{к} = 1,42 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{к.доп.} = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{к.доп.р.} = 2976,8 \text{ кА}^2 \text{ с}$
$i_{a,\tau} = 0,89 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 25,4 \text{ кА}$	-

$$B_{\kappa.доп.} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

$$B_{\kappa.доп.р.} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

$$B_{\kappa} = 4,5^2 (0,03 + 0,04) = 1,42 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 45 \cdot 40}{100} = 25,4 \text{ кА}.$$

#### 8.4 Выбор электрических аппаратов на напряжение 6 кВ

Рассчитывается максимальный ток на стороне 6 кВ

$$I_{ном.у} = \frac{24,39 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1408 \text{ , А}$$

$$I_{maxу} = 2 \cdot I_{ном.у}$$

$$I_{max} = 2 \cdot 1408 = 2816$$

Выбирается выключатель типа ВВУ СЭЩ П 10-80/3150.

Таблица 9.3

#### Выбор электрических аппаратов на напряжение 6 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВВУ СЭЩ П 10-80/3150	Разъединитель
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{н.в.} = 10 \text{ кВ}$	
$I_{max} = 2816 \text{ А}$	$I_{н.в.} = 3150 \text{ А}$	
$I_{н.о.} = 37,5 \text{ кА}$	$I_{н.откл} = 80 \text{ кА}$	
$i_y = 100 \text{ кА}$	$i_{дин} = 104 \text{ кА}$	
$B_{\kappa} = 98,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa.доп.} = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	
$i_{a,\tau} = 7,39 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 33,84 \text{ кА}$	

Разъединители в данном случае не выбираются так как они входят в

комплект КРУ.

Условие 38 не соблюдается, поэтому выполняется проверка по полному току короткого замыкания по условию:

$$\sqrt{2} \cdot I_{н.откл} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) \geq (\sqrt{2} \cdot I_{н.о.} + i_{a,\tau})$$

$$\sqrt{2} \cdot 40 \left(1 + \frac{60}{100}\right) \geq (\sqrt{2} \cdot 37,5 + 35,9)$$

$$90,24 > 88,775$$

## 9. Выбор токоведущих частей

### 9.1 Выбор токоведущих частей РУ-110 кВ

Токоведущие части РУ выполняется проводами АС.

Сечение гибких шин выбирается по допустимому току, по условию:

$$I_{доп} \geq I_{\max} \quad (45)$$

Выбираем провод по Б.Н. Неклепаеву (стр.428) марки АС 240/32 d=21,6 мм.

Проверка провода по условию 50

$$605 \text{ А} > 589 \text{ А}$$

Проверка шин на схлестывание не производится, так как  $I_{н.о.} < 20 \text{ кА}$ .

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполняются голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка провода на коронирование производится по условию:

$$1,07E \leq 0,9 E_0 \quad (46)$$



где,  $E$ -напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода, кВ;

$E_0$  - начальное критическое напряжение электрического поля, кВ/см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода, кВ/см, определяется по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (47)$$

где,  $U$  - линейное напряжение, кВ;

$r_0$  - радиус провода, см;

$D_{cp}$  - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз среднее расстояние  $D_{cp}$ , см, определяется по формуле:

$$D_{cp} = 1,26D$$

где,  $D$ - расстояния между соседними фазами

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 2,5 = 3,15 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,84 \cdot \lg \frac{3,15}{0,84}} = 18,03 \text{ кВ/см}$$

Максимальное значение начальной критической напряженности, электрического поля  $E_0$ , кВ/см, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (48)$$

где, m- коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода, берется по Л.Д. Рожковой (стр.237)

$$m=0,82$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,570,84}}\right) = 33,66 \text{ кВ/см}$$

$$1,07 \cdot 18,03 \text{ кВ/см} \leq 0,9 \cdot 33,66 \text{ кВ/см}$$

$$19,3 \text{ кВ/см} < 30,3 \text{ кВ/см}$$

## 9.2 Выбор токоведущих частей для РУ-6 кВ

Определяем расчетные токи продолжительных режимов  $I_{ном.т}$ , А, по формуле:

$$I_{ном.т} = \frac{S_{ном.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (49)$$

$$I_{ном.т} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 6069,4 \text{ А};$$

$$I_{ном.т} = 1,35 \cdot 6069,4 = 8193,7 \text{ А};$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, принимаются шины коробчатого сечения  $2 \times (175 \times 80 \times 80) \text{ мм}^2$ .

Проверяем шины на термическую стойкость:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (50)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{98,5 \cdot 10^6}}{91} = 109,1 \text{ мм}^2$$

$$2 \times 2440 \text{ мм}^2 > 109,1 \text{ мм}^2$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости меньше выбранного сечения следовательно шины термически стойки

Проверка сборных шин на механическую прочность производится по формул:

$$\sigma_{p.max.} = 2,2 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W_y} \cdot 10^{-8} \quad (51)$$

$$\sigma_{p.max.} = 2,2 \cdot \frac{100000^2 \cdot 2^2}{250} \cdot 10^{-8} = 3,52, \text{ МПа};$$

$$\sigma_{p.max.} = 3,52 \text{ МПа} < \sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$$

Шины механически прочны.

## 10. Выбор измерительных трансформаторов

### 11.1 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

$$U_{Н.ТА} \geq U_{уст} \quad (52)$$

$$I_{Н.ТА} \geq I_{ном.ц.} \quad (53)$$

$$I_{Н.ТА} \geq I_{мах.ц.} \quad (54)$$

- по конструкции и классу точности

Трансформаторы тока проверяются:

- по электродинамической стойкости

$$i_{дин} \geq i_y \quad (55)$$

- по термической стойкости

$$B_{к.доп.} \geq B_{к.расч.} \quad (56)$$

- по вторичной нагрузке

$$Z_{2н} \geq Z_2 \quad (57)$$

где,  $Z_{2н}$  - номинальная допустимая нагрузка ТА в выбранном классе точности, Ом.

$Z_2$  - вторичная нагрузка ТА, Ом.

Вторичная нагрузка ТА определяется по формуле:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_{к} \quad (58)$$

$$r_2 = \frac{S_{ТА}}{I_2^2} \quad (59)$$

где,  $S_{ТА}$  - номинальная вторичная нагрузка ТА, Ом;

$I_2$  - вторичный ток ТА, А.

Сопротивление приборов  $r_{приб}$ , Ом, определяется по формуле:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2} \quad (60)$$

Где,  $S_{приб}$  - мощность потребления приборами, ВА.

Сопротивление соединительных проводов  $r_{пр}$ , Ом, определяется из формулы:

$$r_{пр} = r_2 - r_{приб} + r_{к} \quad (61)$$

Где,  $r_k$  - сопротивление контактов выбирается по Л.Д. Рожковой (стр.374), Ом.

Сечение соединительных проводов  $S$ ,  $\text{мм}^2$ , определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} \quad (62)$$

Где,  $\rho$  - удельное сопротивление материала провода,  $\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ .

$l_{\text{расч}}$  - расчетная длина проводов, берется по Л.Д. Рожковой (стр.375), м.

### 10.1.1 Выбор трансформаторов тока для РУ-110 кВ

Трансформаторы тока не выбираются, так как они встроены в вводы выключателя.

Трансформатор тока устанавливается с первичным током 600 А.

ТВ-110-600/5

$Z_2 = 25 \text{ ВА};$

$I_1 = 600 \text{ А}.$

Таблица 11.1

Вторичная нагрузка ТА

Наименование прибора	Тип	Нагрузка, ВА
Амперметр	Н-394	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик активный и реактивный	СЭТ-4ТМ.02	0,3
Итого		1,8

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,8}{5^2} = 0,072 \text{ Ом};$$

$$r_2 = \frac{25}{5^2} = 1 \text{ Ом};$$

$$r_{np} = 1 - 0,072 - 0,1 = 0,828 \text{ Ом};$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 100}{0,828} = 2,1 \text{ мм}^2;$$

Принимаем сечение КВВГ-2,5

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом};$$

$$Z_2 \approx r_2 = 0,072 + 0,7 + 0,1 = 0,872 \text{ Ом};$$

$$1 \text{ Ом} > 0,872 \text{ Ом}.$$

### 10.1.2 Выбор трансформаторов тока для РУ-6 кВ.

Выбирается трансформатор тока ТШЛ 10-3000.

$$Z_2 = 20 \text{ ВА};$$

$$I_1 = 3000 \text{ А}.$$

Таблица 11.2

#### Вторичная нагрузка ТА

Наименование прибора	Тип	Нагрузка, ВА
Амперметр	Н-394	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик активный и реактивный	СЭТ-4ТМ.02	0,3
Итого		1,8

$$r_{приб} = \frac{1,8}{5^2} = 0,072 \text{ Ом};$$

$$r_2 = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом};$$

$$r_{np} = 0,8 - 0,072 - 0,1 = 0,628 \text{ Ом};$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 4}{0,628} = 0,11 \text{ мм}^2$$

Принимаем сечение КВВГ-2,5

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 4}{2,5} = 0,028 \text{ Ом};$$

$$Z_2 \approx r_2 = 0,072 + 0,028 + 0,1 = 0,174 \text{ Ом};$$

$$0,8 \text{ Ом} > 0,174 \text{ Ом}.$$

#### 10.1.4 Выбор ТА на отходящих линиях

Выбираем ТА типа ТОЛ-200/5.

$$Z_2 = 10 \text{ ВА};$$

$$I_1 = 200 \text{ А}.$$

Таблица 11.3

Вторичная нагрузка ТА

Наименование прибора	Тип	Нагрузка, ВА
Амперметр	Н-394	0,5
Счетчик активный и реактивный	СЭТ-4ТМ.02	0,3
Итого		0,8

$$r_{приб} = \frac{0,8}{5^2} = 0,032 \text{ Ом};$$

$$r_2 = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом};$$

$$r_{np} = 0,4 - 0,032 - 0,05 = 0,318 \text{ Ом};$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 4}{0,318} = 0,22 \text{ мм}^2$$

Принимаем сечение КВВГ-2,5

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 4}{2,5} = 0,0,02 \text{ Ом};$$

$$Z_2 \approx r_2 = 0,032 + 0,02 + 0,05 = 0,102 \text{ Ом};$$

$$0,4 \text{ Ом} > 0,102 \text{ Ом}.$$

## 11. Выбор TV (трансформаторов напряжения)

TV выбирается по следующим условиям:

- по напряжению установки

$$U_{н. TV} \geq U_{уст} \quad (63)$$

- конструкции и схеме соединения обмоток;
- классу точности;
- вторичной нагрузки:

$$S_{2н} \geq S_2 \quad (64)$$

Где,  $S_{2н}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности, ВА,  
 $S_2$  - нагрузка всех измерительных приборов, присоединенных к TV.

### 12.2.1 Выбор TV для РУ 110 кВ.

Выбирается трансформатор напряжения типа НКФ-110.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приводится в таблице

## 13.1



Таблица 12.1

## Вторичная нагрузка TV

Приборы и наименования цели.	Тип прибора.	Потребительская мощность, В.А.	Количество приборов	$S_{расч}$ , ВА
Сборные шины:				
Регистрирующий вольтметр				
Вольтметр с переключением	Н – 394	10	1	10
Частотомер	Э – 335	2	1	2
	Э-362	1	1	1
Линии 110 кВ:				
Ваттметр	Д – 335	1,5	2	3
Варметр	Д – 304	2	2	4
Счетчик	СЭТ – 4 ТМ 02.2	1,5	2	3
ФИП	ФИП	3	2	6
Трансформатор	-	-	-	-
Обходной выключатель:				
Ваттметр	Д – 335	1,5	1	1,5
Варметр	Д – 304	2	1	2
Счетчики	СЭТ – 4 ТМ 02.2	1,5	1	1,5
ФИП	ФИП	3	1	3
Итого:		29		38

$400 \text{ ВА} > 38 \text{ ВА}.$

## 12.2.2 Выбор трансформатора для РУ 6 кВ.

Выбирается TV типа ЗНОЛ-6 кВ

Вторичная нагрузка TV приводится в таблице 13.2.

Таблица 12.2

## Вторичная нагрузка TV

Приборы и наименования цели.	Тип прибора.	Потребительская мощность, В.А.	Количество приборов	$S_{расч}$ , ВА
Сборные шины:				
Регистрирующий вольтметр				
Вольтметр с	Н – 394	16	1	16

переключением	Э – 335	2	1	2
Линии 10 кВ:				
Счетчик	СЭТ – 4 ТМ 02.2	1,5	10	15
Трансформатор:				
Ваттметр	Д – 335	1,5	1	1,5
Варметр	Д – 304	2	1	2
Счетчики	СЭТ – 4 ТМ 02.2	1,5	1	1,5
Итого		21,5		38

$300 \text{ ВА} > 38 \text{ ВА}$ .

## 12. Выбор конструкции распределительных устройств

Распределительное устройство расположенное на открытом воздухе называется открытыми распределительными устройствами (ОРУ). Как правило РУ 35 кВ и выше сооружаются открытыми. ОРУ должно обеспечивать надежность работы, безопасность и удобство обслуживания при минимальных затратах на сооружение, возможность расширения, максимальное применение крупно блочных узлов заводского приготовления. Все аппараты ОРУ обычно располагаются на невысоких основаниях (металлических или железобетонных). По территории ОРУ предусматриваются проезды для возможности механизации , монтажа и ремонта оборудования

В данном курсовом проекте РУ–110кВ выполнено открытым; РУ–6кВ выполнено закрытым.

### 12.1 Требования к конструкциям ОРУ

Открытые РУ должны обеспечить надёжность работы, безопасность и удобство обслуживания при минимальных затратах на сооружение, возможность расширения. Максимальное применение крупноблочных узлов заводского изготовления.

Все аппараты ОРУ обычно располагаются на невысоких основаниях. По территории ОРУ предусматриваются проезды для возможности механизации монтажа и ремонта оборудования. Гибкие шины крепятся с помощью подвесных изоляторов на порталах.

Под силовыми трансформаторами и баковыми выключателями 110кВ укладывается слой гравия толщиной не менее 25 см и предусматривается сток масла в аварийных случаях в систему отвода ливневых вод. Кабели оперативных цепей, цепей управления, релейной защиты, автоматики и воздухопроводы прокладываются в лотках из железобетонных конструкций без заглубления их в почву или в металлических лотках, подвешенных к конструкциям ОРУ.

Открытое РУ должно быть ограждено.

#### **12.1.1 Конструкция РУ–110кВ**

ОРУ – 110кВ с одной секционированной и одной обходной системами шин выполнено с использованием железобетонных конструкций. Две секции рабочей шины примыкают друг к другу, а обходная система шин отнесена за линейные порталы. Выводы к трансформаторам пересекают обе секции рабочей системы шин. Выключатели устанавливаются в один ряд. Перед выключателями имеется автодорога для проезда ремонтных механизмов, провоза оборудования. Соединение между выключателями трансформаторами тока над проездом выполнено жёсткой ошиновкой. Во всех цепях установлены однополюсные двухколонковые разъединители. Под внутренней секцией рабочей системы шин асимметричное (килевое) расположение разъединителей.

#### **12.2 Требования к конструкциям ЗРУ**

Закрытое РУ должно обеспечивать надёжность работы электроустановки. Обслуживание ЗРУ должно быть удобным и безопасным.

Размещение оборудования в РУ должно обеспечивать хорошую обзореваемость, удобство ремонтных работ, полную безопасность при ремонтах и осмотрах. Для безопасности соблюдаются минимальные расстояния от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ. Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним должны быть помещены в камеры или ограждены. Из помещений ЗРУ предусматриваются выходы наружу или в помещения с несгораемыми стенами и перекрытиями. ЗРУ должно обеспечивать пожарную безопасность. РУ должно быть экономичным.

### **12.2.1 Конструкция РУ – 6кВ**

Здание ЗРУ–6кВ сооружается на стандартных железобетонных конструкциях, несущие колонны расположены в два ряда через каждые 6 м. На колонны опираются балки перекрытия пролётом 15м. Высота здания до балок 9,6м. Стены из железобетонных плит не имеют оконных проёмов. Здание, подготовленное для электромонтажных работ, представляет собой коробку без междуэтажного перекрытия, что позволяет выбирать любую длину ячейки независимо от шага колонн.

Основой ячеек является стальной каркас, на который опираются плиты междуэтажного перекрытия на высоте 4,8 м. Всё оборудование расположено в два ряда. Рабочая система шин размещается в центральном отсеке, резервная – в боковых отсеках, по длине здание разделено поперечными стенами, отделяющими одну секцию от другой. Перегородки ячеек первого этажа выполнены из железобетонных плит, а второго этажа – из асбоцементных плит, укреплённых на металлическом каркасе. Блоки сборных шин и шинных разъединителей опираются на металлический каркас ячеек первого этажа, где расположены ячейки КРУ. Фундаментом для ячеек служит железобетонные конструкции туннелей для силовых и контрольных кабелей. Подвод охлаждающего воздуха для сборных шин осуществляется из центрального коридора первого этажа. Нагретый воздух сбрасывается через

проёмы жалюзи на втором этаже. Шкаф КРУ состоит из жёсткого металлического корпуса, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания и локализации аварий корпус разделён на отсеки металлическими перегородками и автоматически закрывающимися металлическими шторками. Выключатель с приводом установлен на выкатной тележке. В верхней и нижней частях тележки расположены подвижные разъединяющие контакты, которые при вкатывании тележки в шкаф замыкаются с шинными и линейными неподвижными контактами. При выкатывании тележки с предварительно отключённым выключателем разъёмные контакты отключаются, и выключатель при этом будет отсоединён от сборных шин и кабельных вводов. На выкатной тележке монтируются также трансформаторы напряжения и разрядники, силовые предохранители, разъединители.

Отсек сборных шин устанавливается на корпусе шкафа. Верх отсека имеет поворотную крышку для монтажа сборных шин сверху. Сборные шины связаны с разъединяющим контактом шинами через проходные изоляторы.

Приборный шкаф КРУ представляет собой металлическую конструкцию, на фасадной дверце которой размещаются приборы измерения, счётчики, ключи управления и аппаратура сигнализации. На задней стенке установлен короб для шинок вторичных соединений. Блок для релейной аппаратуры поворотного типа установлен внутри шкафа. Цепи вторичных соединений тележки и релейного шкафа соединяются гибким шлангом с многоконтактным штепсельным разъёмом.

Шкафы устанавливаются в помещении и обслуживаются с одной стороны.

## **Список использованных источников**

1. Правила устройство электроустановок (ПУЭ).
2. Нормы технологического проектирования (НТП)
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – Москва: Энергия, 1980.
4. Электрооборудование станций и подстанций (справочные материалы) / Под ред. Б.Н. Неклепаева. – Москва: Энергия, 1978.
5. Двоскин “Схемы и конструкции распределительных устройств (РУ)”
6. Рокотян и Шоперро “Справочник по проектированию энергетических систем”
7. Ершев “Справочник по проектированию энергетических систем”
8. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций. – Москва: Энергия, 1976.
9. Руководящие указания по расчёту токов коротких замыканий, выбору и проверке аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания, 1-я редакция, Главтехуправление Минэнерго СССР – МЭИ, 1975