ВВЕДЕНИЕ

Главная задача, которую решает инженер при разработке проекта электроснабжения промышленных предприятий это обеспечение равновесия между надежностью, возможностью перспективного развития и экономичностью функционирования промышленного объекта.

Основной сложностью при проектировании объекта в современных условиях является обычно отсутствие достаточно полных сведений о характере нагрузки на объекте. Это связано с тем, что оборудование могут заменить или пересмотреть технологическую схему функционирования объекта, а электрическая система промышленного объекта должна по-прежнему исправно функционировать и при необходимости расширяться без излишних затрат.

Проектирование электроснабжения промышленных предприятий преследует следующие цели:

- организация беспрерывной подачи электроэнергии, энергоснабжение в соответствии с определенными режимами, предусмотренными графиком работы предприятия;
- выполнение мероприятий по обеспечению безопасности персонала;
- обеспечение экономного и рационального использования энергоресурсов.

Проект электроснабжения промышленных предприятий должен содержать решения, способствующие уменьшению потерь в линиях и трансформаторах, снижению генерации реактивной электроэнергии и т.п.

Целью выполнения курсового проекта является практическое применение теоретических знаний, формирование навыков проектирования электрических устройств и решения конкретных инженерных задач. Проектирование новых и реконструируемых подстанций выполняется на базе рекомендаций, содержащих основные технические решения, экономическую оценку эффективности инвестиций. Применяемые в электроустановках электрооборудование, электротехнические изделия и материалы должны соответствовать требованиям государственных стандартов или технических условий, утвержденных в установленном порядке.

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране окружающей природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости.

В ходе выполнения курсового проекта предстоит разработать проект понизительной подстанции общего электроснабжения 110/38,5/10,5 кВ. Проект предусматривает разработку схемы главных электрических соединений, расчет токов трехфазного короткого замыкания для всех РУ, и ток однофазного замыкания для РУ питающего напряжения. Далее производится выбор электрических аппаратов и токоведущих частей, расчет заземляющего устройства, защищаемых зон и определение напряжения прикосновения. В заключении определяем стоимость проектируемой подстанции.

1. Разработка схемы главных электрических соединений подстанции

Начинаем разработку проекта с составления однолинейной схемы главных электрических соединений подстанции.

С целью индустриализации строительно-монтажных работ и унификации элементов и узлов подстанции проектными институтами разрабатываются типовые проекты объектов электрификации, которыми и следует руководствоваться при проектировании.

При разработке проекта используем типовые схемы принципиальных электрических распределительных устройств [1]. Структурная схема понизительной подстанции приведена на рис. 1.1. Схема предусматривает возможность подключения понизительной подстанции к питающей ЛЭП 110, 220 кВ с питанием потребителя на напряжениях 35, 10 кВ.

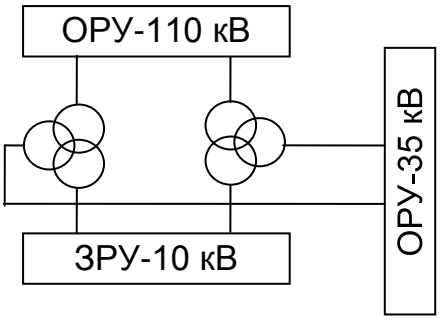

Рис. 1.1. Структурная схема понизительной подстанции переменного тока 110/35/10.

В соответствии с решением № 14198 ТМ Т1 (1993 г.) МИНЭНЕРГО, схемы РУ высокого напряжения должны удовлетворять следующим требованиям:

1. Число одновременно срабатывающих выключателей в пределах одного РУ до 500 кВ должно быть не больше двух.
2. Число силовых трансформаторов (автотрансформаторов) одного напряжения – не более двух. Уточнение числа трансформаторов более двух требуется обосновать.
3. Схемы с отделителем применять при напряжении 110 кВ и мощности трансформаторов менее 25 МВА.
4. Схемы со сборными шинами и одним выключателем на присоединении применяют для опорной подстанций.

1.1. Выбор ОРУ-110 кВ

Для данного вида подстанции наиболее распространенный вид ОРУ является схема 5Н – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии [1].

От каждого ввода 110 кВ через выключатели питаются силовые трехобмоточных трансформаторы. Для защиты трансформаторов от перенапряжения установлены ограничители перенапряжения типа ОПН-110.

Наличие двух разъединителей обеспечивает возможность безопасного осмотра и ремонта. Для подключения цепей защиты установлены

трансформаторы тока. Трансформаторы напряжения устанавливаются для подключения релейной защиты, органов учета энергии и контроля уровня напряжения. Вводы ЛЭП присоединяются разъединителями с моторным приводом, таким образом, отключение от поврежденного участка происходит по телеуправлению.

1.2. Выбор ОРУ-35 кВ

Применяется для питания потребителей промышленной и жилой зоны. Питает потребителей второй категории. РУ 35 кВ выполняют с одинойчной, секционированной выключателем системой шин, при этом возможно присоединение линейных регулировочных фтрансформаторов в цепях ввода в РУ 35 кВ [1].

Схема распределительного устройства может нормально эксплуатироваться как при разомкнутом, так и при замкнутом секционном выключателе. Для подключения защит и электроизмерительных приборов применяют трансформаторы тока. Секция шин имеет трансформатор напряжения, вторичное напряжение которого подается на вольтметры контроля напряжения на шинах секций, приборы учета энергии на вводах и отходящих линиях, устройства релейной защиты.

1.3. Выбор ЗРУ-10 кВ

Для питания всех потребителей используется схема с одной рабочей секционированной выключателем системой сборных шин. В практике проектирования использование такой системы для РУ-10 кВ допускается при числе присоединений не более 20. При сооружении РУ-10 кВ используются стандартные камеры КРУ, поэтому конкретная схема РУ определяется также типом использованных камер, схемами их главных электрических соединений.

Для РУ 10 кВ предполагается использовать КРУ «классика D-12P» производства Таврида Электрик и выбираются следующие шкафы: Шкаф с силовым выключателем и измерительным трансформатором с выводом кабелем сбоку – 2 шт., шкаф секционного разъединителя с выводом шинами вбок – 1 шт., шкаф с силовым выключателем с выводом шинами сбоку – 1 шт., шкаф с силовым выключателем выводом кабелем снизу – 8 шт.

Схема главных электрических соединений составляется на основании указанных в задании исходных данных и типовых решений приведенных в учебной и справочной литературе, с соблюдением требуемых ГОСТ условных обозначений и приводится на чертеже формата А1 (приложение 1 КП).

2. Расчет токов короткого замыкания

2.1 Составление схемы замещения системы внешнего электроснабжения и понизительной подстанции. Расчетные схемы. Определение сопротивления линии.

При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость расчетным видом КЗ в общем случае является трехфазное КЗ.
При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность расчетным видом КЗ может быть трехфазное или однофазное КЗ в зависимости от того, при каком виде КЗ ток КЗ имеет наибольшее значение. Если для выключателей задается разная коммутационная способность при трехфазных и однофазных КЗ, то проверку следует производить отдельно по каждому виду КЗ. [3]

Для расчетов токов КЗ на основании схемы внешнего электроснабжения (рис.1.1), исходных данных и принятой схемы главных электрических соединений подстанции составляется расчетная схема подстанции (рис. 2.1), схема замещения электроснабжения (рис. 2.2) и далее расчетные схемы замещения проектируемой подстанции.
Расчетной является подстанция №5. Так как источники питания одного напряжения на схеме замещения они могут быть объединены в один источник ИП.

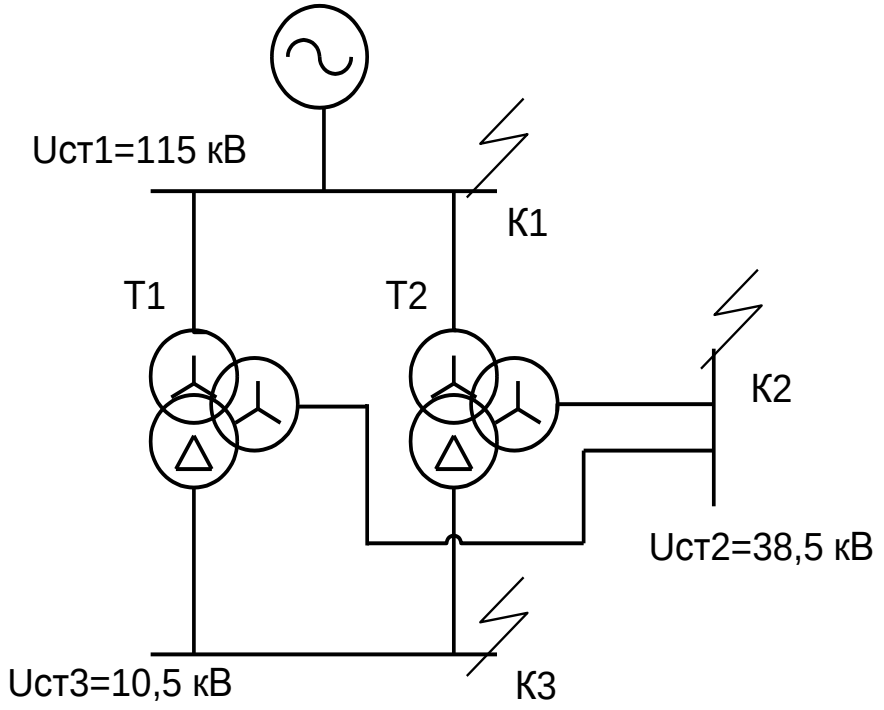

Рис. 2.1. Расчетная схема подстанции

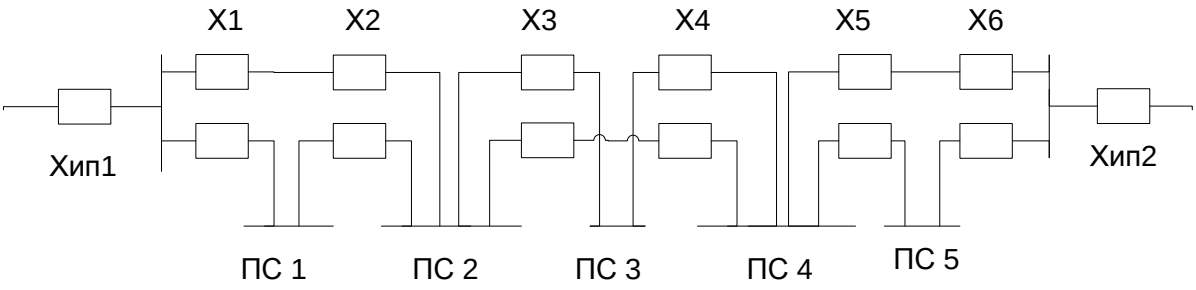

Рис. 2.2. Схема замещения подстанции

Расчет сопротивлений до точки короткого замыкания производим в именованных единицах по методике, изложенной в [4].

Сопротивления источников питания находим по формуле:

$$X_{Ии} = \frac{U_{СТ}^2}{S''_{КЗ}}$$

$$X_{И1} = \frac{115^2}{2300} = 5{,}75 \text{ Ом},$$

$$X_{И2} = \frac{115^2}{1500} = 5{,}29 \text{ Ом}.$$

Сопротивления линий находим по формуле:

$$X_i = Xo \cdot L_i \ ,$$

где L_i – длина i-го участка ЛЭП, км;
Хо – погонное сопротивление ЛЭП равное 0,4, Ом·км.[4]

Тогда сопротивления линий:

$X_1 = 0{,}4 * 60 = 24$, Ом

$X_2 = 0{,}4 * 30 = 12$, Ом

$X_3 = 0{,}4 * 28 = 11{,}2$, Ом

$X_4 = 0{,}4 * 74 = 29{,}6$, Ом

$X_5 = 0{,}4 * 18 = 7{,}2$, Ом

$X_6 = 0{,}4 * 38 = 15{,}2$, Ом

Первое преобразование схемы замещения (рис.2.3): $X_7 = X_8$, $X_9 = X_{10}$

$X_7 = X_1 + X_2 = 24 + 12 = 36$, Ом

$X_9 = X_3 + X_4 = 11{,}2 + 29{,}6 = 40{,}8$, Ом

$X_{11} = X_5 + X_6 = 7{,}2 + 15{,}2 = 22{,}4$, Ом

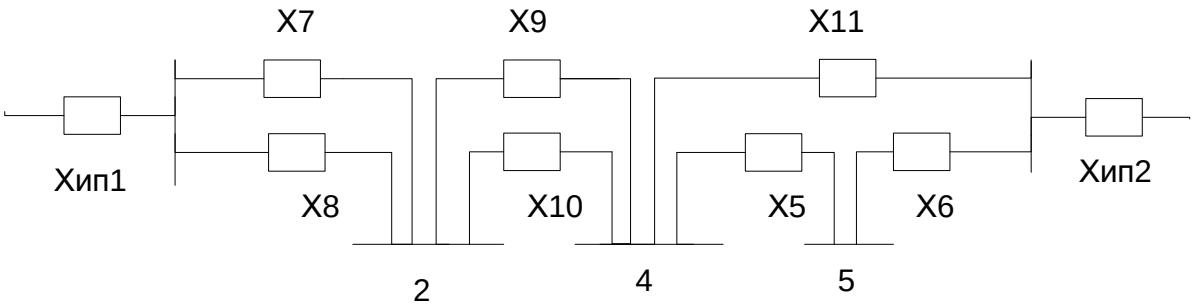

Рис. 2,3 Первое преобразование

Второе преобразование (рис.2.4):

$$X_{12} = \frac{X_7 * X_8}{X_7 + X_8} = \frac{X_7^{\ 2}}{2 * X_7} = \frac{X_7}{2} = \frac{36}{2} = 18 \text{, Ом}$$

$$X_{13} = \frac{X_9}{2} = \frac{40{,}8}{2} = 20{,}4 \text{, Ом}$$

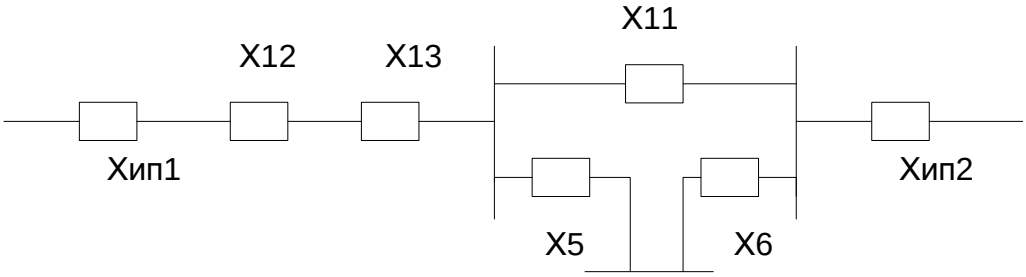

Рис. 2.4 Второе преобразование

Третье преобразование (рис.2.5):

$$X_{14} = X_{И1} + X_{12} + X_{13} = 5{,}75 + 18 + 20{,}4 = 44{,}15 \text{, Ом}$$

$$X_{15} = \frac{X_{11} * X_5}{X_{11} + X_5 + X_6} = \frac{22{,}4 * 7{,}2}{22{,}4 + 7{,}2 + 15{,}2} = 3{,}6 \text{, Ом}$$

$$X_{16} = \frac{X_{11} * X_6}{X_{11} + X_5 + X_6} = \frac{22{,}4 * 15{,}2}{22{,}4 + 7{,}2 + 15{,}2} = 7{,}6 \text{, Ом}$$

$$X_{17} = \frac{X_5 * X_6}{X_{11} + X_5 + X_6} = \frac{7{,}2 * 15{,}2}{22{,}4 + 7{,}2 + 15{,}2} = 2{,}443 \text{, Ом}$$

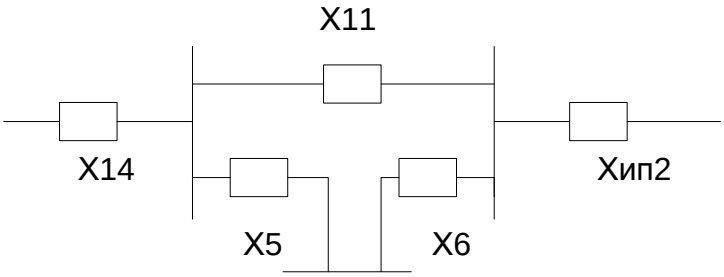

Рис. 2.5 Третье преобразование

Четвертое преобразование (рис.2.6):

$X_{18} = X_{14} + X_{15} = 44{,}15 + 3{,}6 = 47{,}75$, Ом

$X_{19} = X_{16} + X_{И2} = 7{,}6 + 5{,}29 = 13{,}35$, Ом

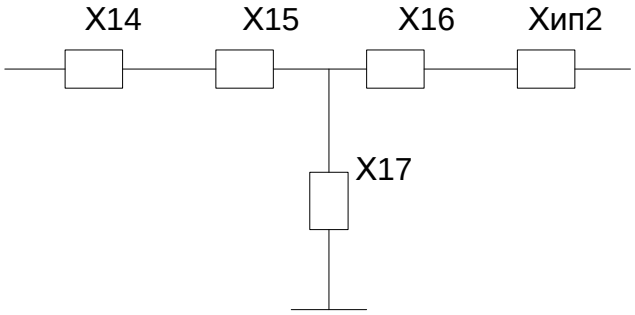

Рис. 2.6 Четвертое преобразование

Пятое и шестое преобразования (рис.2.7 и 2.8):

$$X_{20} = \frac{X_{18} * X_{19}}{X_{18} + X_{19}} = \frac{47{,}75 * 13{,}35}{47{,}75 + 13{,}35} = 10{,}433, \text{ Ом}$$

$$X_{21} = X_{17} + X_{20} = 2{,}433 + 10{,}433 = 12{,}876 = X_C, \text{ Ом}$$

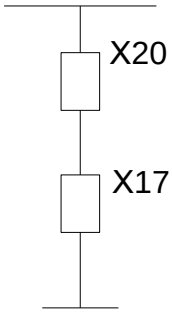

Рис. 2.7 Пятое преобразование

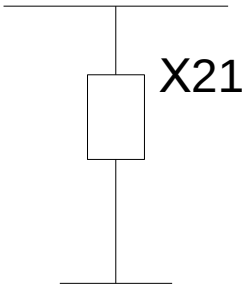

Рис. 2.8 Шестое преобразование

В соответствии с исходными данными выбираем из [5] трансформатор ТДТН – 16000/110: $U_{кВС}$ = 10,5 %, $U_{кВН}$ = 17 %, $U_{кСН}$ = 6%.

Найдём сопротивление обмоток трансформатора по формулам в именованных единицах:

$$\left.\begin{aligned}
X_{ВН} &= 0{,}5 \cdot \left(U_{ВС}\% + U_{ВН}\% - U_{СН}\%\right) * \frac{U_{СТ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \\
X_{СН} &= 0{,}5 \cdot \left(U_{ВС}\% + U_{СН}\% - U_{ВН}\%\right) * \frac{U_{СТ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \\
X_{НН} &= 0{,}5 \cdot \left(U_{ВН}\% + U_{СН}\% - U_{ВС}\%\right) * \frac{U_{СТ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}
\end{aligned}\right\}$$

где Sном – номинальная мощность трансформатора.

$$X_{ВН} = \frac{0,5 \cdot (2,5 + 22 - 9,5) \cdot 230^2}{100 \cdot 40} = \frac{0,52}{2} = 0,26$$

$$X_{СН} = \frac{0,5 \cdot (2,5 + 22 - 9,5) \cdot 38,5^2}{100 \cdot 40} = \frac{-0,02}{2} = -0,01$$

$$X_{НН} = \frac{0,5 \cdot (2 + 9,5 - 12,5) \cdot 6,6^2}{100 \cdot 40} = \frac{0,28}{2} = 0,14$$

Найдем результирующие сопротивления до точек короткого замыкания, используя преобразованную схему замещения электроснабжения (рис.2.9):

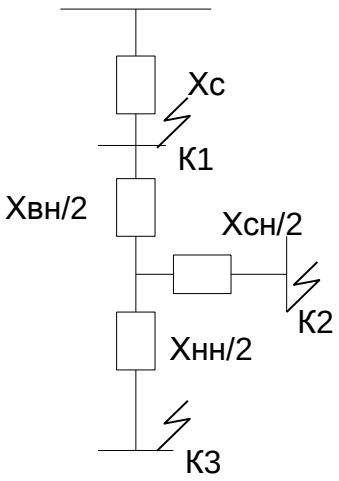

Рис. 2.9 Преобразованная схема замещения электроснабжения

До точки К1: $X_{рез1} = X_C = 12,876$, Ом

До точки К2:

$$X_{рез2} = X_C * \left(\frac{U_{ст2}}{U_{ст1}}\right)^2 + \frac{1}{n} * \left(X_{ВН} * \left(\frac{U_{ст2}}{U_{ст1}}\right)^2 + X_{СН}\right) =$$

$$= 12.876 * \left(\frac{38.5}{115}\right)^2 + \frac{1}{2} * \left(88.856 * \left(\frac{38.5}{115}\right)^2 + (-0.232)\right) = 6,302$$

, Ом

До точки К3:

$$X_{рез3} = X_C * \left(\frac{U_{ст3}}{U_{ст1}}\right)^2 + \frac{1}{n} * \left(X_{ВН} * \left(\frac{U_{ст3}}{U_{ст1}}\right)^2 + X_{НН}\right) =$$

$$= 12.876 * \left(\frac{10.5}{115}\right)^2 + \frac{1}{2} * \left(88.856 * \left(\frac{10.5}{115}\right)^2 + 0,431\right) = 0,674$$

, Ом

2.2 Расчет токов КЗ до точки К1

Расчет токов короткого замыкания производим по методике, изложенной в [4]:

Ток трехфазного КЗ: $I_{K1}^{(3)} = \dfrac{U_{CT1}}{\sqrt{3} \cdot X_{рез1}} = \dfrac{115}{\sqrt{3} \cdot 12{,}876} = 5{,}157$ кА

Ток двухфазного КЗ: $I_{K1}^{(2)} = \dfrac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1}^{(3)} = \dfrac{\sqrt{3}}{2} * 5{,}157 = 4{,}466$ кА

Ток однофазного КЗ: $I_{K1}^{(1)} = 0{,}55 \cdot I_{K1}^{(3)} = 0{,}55 * 5{,}157 = 2{,}836$ кА

(7)

Ударный ток: $i_{уд} = \sqrt{2} * I_{K1}^{(3)} * K_{уд} = \sqrt{2} * 5{,}157 * 1{,}8 = 13{,}128$ кА

где $К_у$ – ударный коэффициент, принимаем $К_у$ = 1,8.

Токи КЗ для К2 и К3 рассчитываем аналогично, результаты сводим в таблицу:

Таблица 2.1

Результаты расчета токов короткого замыкания

	$U_{ст}$,кВ	$X_{рез}$, Ом	$I_к^{(3)}$, кА	$I_к^{(2)}$, кА	$I_к^{(1)}$, кА	$i_у$, кА
К1	115	12,876	5,157	4,466	2,836	13,128
К2	38,5	6,302	3,527	3,055	1,94	8,978
К3	10,5	0,674	8,994	7,789	--	22,895

Согласно [6], трехобмоточные трансформаторы имеют обмотки высшего и среднего напряжения, ВН и СН, соединенные в звезду. Обмотка низшего напряжения НН соединена в треугольник. Поэтому ток однофазного короткого замыкания для точки К3 не рассчитываем.

3. Выбор основного оборудования и токоведущих элементов подстанций

3.1. Расчет максимальных рабочих токов основных присоединений подстанции

Расчет максимальных рабочих токов основных присоединений подстанции производится на основании номинальных параметров оборудования. Расчет производится согласно методике изложенной в [7].
Электрические аппараты выбираются по условиям длительного режима работы сравнением рабочего напряжения и наибольшего длительного рабочего тока присоединения, с его номинальным напряжением и током.

Расчет производится по следующим формулам:

Максимальный рабочий ток для питающих вводов подстанции, А:

$$I_{p\max} = \frac{к_{тр} \cdot n \cdot S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}},$$

где n – количество понижающих трансформаторов на тяговой подстанции;

$S_{нт}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$U_{н}$ – номинальное напряжение ступени, кВ;

$к_{тр} = 1{,}5 \div 2$ – коэффициент, учитывающий транзит энергии через шины подстанции, [5].

Максимально рабочий ток для вводов силовых трансформаторов, А:

$$I_{p\max} = \frac{к_{пер} \cdot S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}},$$

где $к_{пер} = 1{,}4 \div 1{,}5$ - коэффициент перегрузки трансформатора, [7];

Максимально рабочий ток для сборных шин переменного тока, А:

$$I_{p\max} = \frac{\kappa_{пер} \cdot \kappa_{рн} \cdot S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}},$$

где $\kappa_{рн} = 0{,}5 \div 0{,}7$ - коэффициент распределения нагрузки по сборным шинам, [7];

Максимально рабочий ток для фидеров районной нагрузки, А:

$$I_{p\max} = \frac{\kappa_{пер} \cdot S_{нф} \cdot 0{,}67}{\sqrt{3} \cdot U_{н}},$$

где $S_{нф}$ - номинальная мощность фидера, [7];

Принимается наибольший рабочий ток присоединения с учетом допустимой нагрузки длительностью не менее 30 минут. При расчете максимальных рабочих токов присоединений учитывается возможность 1,5-кратной нагрузки трансформаторов в наиболее благоприятном режиме, увеличение токов параллельно включенных трансформаторов и линий в случае отключения одного из трансформаторов или линий. Для выбора линий нетяговых потребителей предусматривается запас на перспективу, который принимают равным 30% существующей мощности потребителей.
Результаты расчетов максимальных рабочих токов для всех потребителей и расчетные выражения представлены в таблице 3.1.

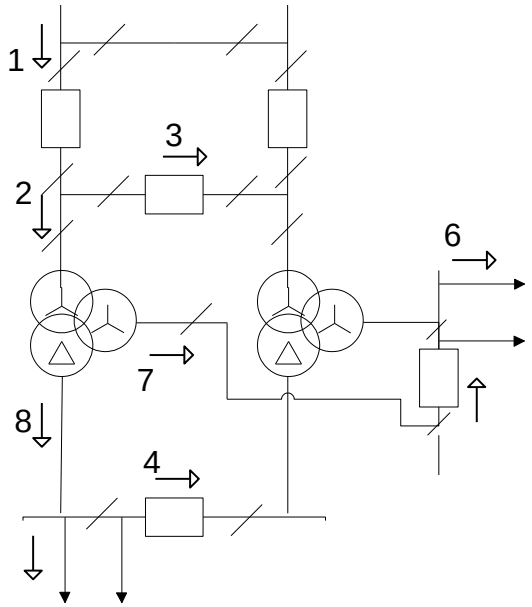

Рис. 3.1. Схема для определения рабочих токов основных присоединений

Цифрами обозначены:
1 – Ток питающего ввода 110 кВ;
2 – Ток ввода трансформатора 110 кВ;
3 – Ток транзитной (рабочей) перемычки 110 кВ;
4 – Ток СВ 10 кВ;
5 – Ток фидеров районной нагрузки 10 кВ;
6 – Ток фидеров районной нагрузки 35 кВ;
7 – Ток ввода РУ 35 кВ;
8 – Ток ввода РУ 10 кВ;
9 – Ток СВ 35 кВ.

Таблица 3.1.

Максимальные рабочие токи основных присоединений подстанций

Наименование потребителя	Расчетная формула	Максимальный рабочий ток, А
1. Питающие вводы 110 кВ	$I_{p\max 1} = 1.7 * \frac{16000}{115 * \sqrt{3}} * 2$	273,112
2. Ввод трансформатора 110 кВ	$I_{p\max 2} = 1.4 * \frac{16000}{115 * \sqrt{3}}$	112,458
3. Транзитная перемычка 110 кВ	$I_{p\max 3} = I_{p\max 1} - I_{p\max 2} = 273.112 - 112.458$	160,654
4. Ввод РУ 35 кВ	$I_{p\max 7} = 1.4 * \frac{16000}{38.5 * \sqrt{3}}$	335,913
5. СВ 35 кВ	$I_{p\max 9} = 1.4 * \frac{16000}{38.5 * \sqrt{3}} * 0.6$	201,548
6. Фидеры районной нагрузки 35 кВ	$I_{p\max 6} = 1.4 * \frac{1200}{38.5 * \sqrt{3}}$	25,194

7. Ввод РУ 10 кВ	$I_{p\max 8} = 1.4 * \frac{16000}{10.5 * \sqrt{3}}$	1231,681
8. СВ 10 кВ	$I_{p\max 9} = 1.4 * \frac{16000}{10.5 * \sqrt{3}} * 0.6$	739,008
9. Фидеры районной нагрузки 10 кВ	$I_{p\max 8} = 1.4 * \frac{800}{10.5 * \sqrt{3}}$	61,584

3.2. Определение величин теплового импульса

Для проверки электрических аппаратов и токоведущих элементов по термической устойчи-вости в режиме короткого замыкания определим величину теплового импульса для всех РУ [7]:

$$B_k = (I'')^2 \cdot (B_0 \cdot t_k + T_a)$$

где I’’ – периодическая составляющая сверхпереходного тока; B_0 - относительное значение теплового импульса, для источников питания неограниченной мощности B_0=1; T_a=0,05 с – постоянная времени цепи короткого замыкания; $t_к$= $t_з$+ $t_в$ – время протекания тока короткого замыкания; $t_з$ – время срабатывания защиты (принимаем по заданию); $t_в$=0,1÷0,15 с – полное время отключения выключателя (принимаем $t_в$=0,1 [7]).

Пример расчета для ОРУ-110 кВ:

$t_к = 2{,}5 + 0{,}1 = 2{,}6$, с

$B_k = (5{,}157)^2 * (* 2{,}6 + 0{,}05) = 70{,}476$, кА^2*с

Результаты расчета сводим в таблицу 3.2.

Таблица 3.2.

Расчет теплового импульса

Наименование РУ	I'', кА	$t_з$, с	$t_к$, с	B_0	$B_к \cdot 10^6$, А^2·с
РУ-110 кВ	5,157	2,5	2,6	1	70,476
РУ-35 кВ	3,527	2,0	2,1	1	26,745
РУ-10 кВ	8,994	1,5	1,6	1	133,472

3.3. Выбор сборных шин и токоведущих элементов

Для РУ напряжением выше 20 кВ применяют гибкие шины из провода АС. Сборная шина РУ-10 кВ выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

Выбор сборных шин производится по условиям длительного (номинального) режима работы и устойчивости в режиме короткого замыкания, методика изложена в [7].

Шины проверяются по длительному допускаемому току $I_{доп}$, А по формуле:

$$I_{доп} \geq I_{p\max}$$

где $I_{р\ мах}$ – максимальный рабочий ток сборных шин, А;

$I_{доп}$ – длительно допускаемый ток для выбранного сечения, А.

Проверку по термической стойкости производят по формуле:

$$q_н \geq q_{\min}$$

где q_{min} – минимальное допустимое сечение токоведущей части по условию ее термической стойкости, мм^2; $q_н$ – выбранное сечение мм^2.

Минимальное сечение по условию допустимой температуры нагрева:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \text{ мм}^2$$

где $B_к$ – тепловой импульс короткого замыкания для соответствующей характерной точки подстанции, А^2·с;

С – коэффициент, который при наибольших допустимых температурах равен $88\frac{A*c^{1/2}}{мм^2}$ для алюминиевых шин.

Гибкие шины и кабели по условию электродинамической устойчивости не проверяются. Сборные шины по экономической плотности тока не проверяются.

Пример расчета для питающих вводов 110 кВ: $I_{1р.мак}$=112,458 А, поэтому выбираем провод АС-95/16 ($I_{доп}$=330 А) [5], условие выполнено: $330 \geq 112{,}458$ А.

$q_{\min} = \frac{\sqrt{70.476*10^6}}{88} = 94.398$ мм^2, условие выполнено: $95 \geq 94{,}398$ мм^2.

Проверку на отсутствие коронирования шин при их сечении q$\geq$95 мм^2 для $U_н$=110 кВ можно не проводить [8].

Аналогично выбираем остальные шины, и результаты выбора сводим в таблицу 3.3.

Таблица 3.3.

Выбор сечения сборных шин и проводников

Наименование РУ	Тип токоведущих элементов	Длительный режим		Проверка по режиму к.з.
		$I_{доп} \geq I_{р\ max}$, А	принятое сечение q, мм	$q_н \geq q_{мин}$, мм^2
РУ–110 кВ	АС – 95/16	330>112,458	95	95>94,398
РУ–35 кВ	АС-120/27	375>335,913	120	120>59,068

Необходимости выбирать сборные шины для РУ 10 кВ нет, так как к установке в ЗРУ принимаются комплектные распределительные устройства «Классика» (КРУ) серии D-12P. Сборные шины данного КРУ рассчитаны на номинальный ток 1 кА, ток термической стойкости 20 кА в течение 3 секунд и ток электродинамической стойкости до 128 кА.

3.4 Выбор выключателей

При выборе выключателей его паспортные параметры сравниваются с расчетными условиями работы. Выбору подлежат выключатели для всех распределительных устройств и присоединений с учетом наиболее тяжелого режима их работы. Алгоритм выбора и паспортные характеристики выключателей приведены в [8]. Выключатели выбирают по следующим условиям.

Таблица 3.4.1

Условия выбора выключателя

Характеристика условий выбора выключателей	Формула
По номинальному напряжению	$U_н \geq U_{раб}$;
По номинальному длительному току	$I_н \geq I_{рмах}$;
По отключающей способности: по номинальному периодическому току отключения	$I_{нотк} \geq I''$;
По полному току отключения	$\sqrt{2}I_{нотк}(1+\beta_н) \geq (\sqrt{2}I'' + i_{at})$
По электродинамической стойкости: по предельному периодическому току к.з.	$I_{прс} \geq I''$
По ударному току	$i_{прс} \geq i_у$
По термической стойкости	$I^2{}_т \cdot t_т \geq B_к$

$U_н$ - номинальное напряжение; $U_{раб}$ - Рабочее напряжение РУ, кВ;

$I_н$ - номинальный ток выключателя, А; $I_{рмах}$ - максимальный рабочий ток присоединения, где устанавливают выключатель, А; $I_{нотк}$ - номинальный ток отключения, А; I'' - максимальный ток короткого замыкания, который предстоит отключать выключателю по расчету, кА; $\beta_н$ - номинальное значение относительно содержания апериодической составляющей в отключающем токе, Определяется согласно [11]; $I_{прс}$ - эффективное значение периодической составляющей предельного сквозного тока к.з. по каталогу, кА; $i_у$ - ударный ток к.з. по расчету, кА; $I_т$ - предельный ток термической стойкости по каталогу, кА; $t_т$ - время прохождения тока термической стойкости по каталогу, с; $B_к$ - тепловой импульс тока к.з. по расчету, кА^2*с.

Результаты выбора выключателей представлены в таблице 3.4.2.

Выключатели выбраны из каталогов заводов-изготовителей «Уралэлектротяжмащ-Уралгидромаш» и «Элвест».

В настоящее время ведущие электротехнические фирмы производят, в основном, только два типа высоковольтных выключателей: вакуумные и элегазовые. Причем, если в классах напряжений 110 кВ и выше элегазовые выключатели лидируют, то в классах средних напряжений 6...35 кВ доминируют вакуумные выключатели. Накопленная статистика по эксплуатации демонстрирует бесспорные преимущества вакуумных выключателей: высокие технические и коммутационные характеристики, надежность, простота, экономичность.

В качестве дугогасительной теплоотводящей и изолирующей среды в элегазовых выключателях применяется элегаз (электротехнический газ). Выбор элегаза (шестифтористая сера SF6) не случаен. Чистый газообразный элегаз химически не активен, безвреден, не горит и не поддерживает горения, обладает повышенной теплопроводящей способностью, удачно сочетает в себе изоляционные и дугогасящие свойства, легкодоступен и сравнительно недорог. Электрическая прочность элегаза в 2,5 раза превышает прочность воздуха. Его электрические характеристики обладают высокой стабильностью. При нормальной эксплуатации элегаз не действует на материалы, применяемые в аппаратостроении; он не "стареет" и не требует ухода, как, например, масло. Учитывая перечисленные свойства элегаза, в выключателях применяют простые конструкции дугогасительных устройств при небольшом числе разрывов и малой длительности горения дуги. Электрическая дуга частично разлагает элегаз. Основная масса продуктов разложения рекомбинирует (восстанавливается), оставшаяся часть поглощается фильтрами-поглотителями, встроенными в резервуары выключателей. Продукты разложения, не поглощенные фильтрами, взаимодействуют с влагой, кислородом и парами металла и в небольших

количествах выпадают в выключателях в виде тонкого слоя порошка. Сухой порошок - хороший диэлектрик.

Главной частью вакуумного выключателя является вакуумная дугогасительная камера (ВДК). Из камер откачан воздух до глубокого вакуума, который сохраняется в течение всего срока их службы. Таким образом, гашение электрической дуги в вакуумном выключателе происходит в условиях, где практически отсутствует среда, проводящая электрический ток, поэтому изоляция межэлектродного промежутка восстанавливается быстро и дуга гаснет при первом прохождении тока через нулевое значение. Эрозия контактов под действием дуги при этом незначительна. Инструкциями допускается износ контактов 4 мм.

Вакуумный выключатель является одним из важнейших инструментов в работе электростанций, питающих крупные объекты. Он выполняет функции коммутации (включения-отключения) электрического тока. Элегазовые выключатели используются для переключения цепей трехфазного переменного тока. Вакуумные силовые выключатели отличаются компактностью, инновационной конструкцией и простым монтажом. Таким образом, возможна быстрая и экономичная интеграция в любое КРУ от 7,2 до 24 кВ. Высокий коммутационный ресурс и низкие затраты на техобслуживание являются весомыми аргументами в течение всего срока службы.

3.5 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится аналогично выбору выключателей, только без проверки по отключающей способности. Необходимо провести проверку по электродинамической стойкости:

$i_{мах} \geq i_{уд}$,

где $i_{мах}$ - амплитуда предельного сквозного тока короткого замыкания, кА;

$i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания по расчету.

Результаты выбора сведены в таблицу 3.5.

Разъединители выбраны из каталога Уральского завода трансформаторных технологий и Завода Электротехнического оборудования (г. Великие Луки), данных фирмы «Грантэк XXI».

Таблица 3.4.2

Выбор выключателей

Наименование РУ или присоед.	Тип выключателя	Тип привода	Условие проверки				
			$U_н \geq U_{раб,}$кВ	$I_н \geq I_{раб\ max,}$ А	$I_{отк} \geq I''$ кА	$i_{прс} \geq i_у$, кА	$I^2 \cdot t \geq B_к$
Питающий ввод 110 кВ	ВГТ-110II-40/2500 У1	ППрК (10 А)	110≥110	2500>273,112	40>5,157	40>13,128	4800>70,476
Транзитная перемычка 110 кВ	ВГТ-110II-40/2500 У1	ППрК (10 А)	110≥110	2500>160,654	40>5,157	40>13,128	4800>70,476
Ввод РУ 35 кВ	ВГБЭ-35-12,5/630	ПЭМ-1 (1 А)	35≥35	630>335,913	12,5>3,527	31,75>8,978	469>26,745
СВ 35 кВ	ВГБЭ-35-12,5/630	ПЭМ-1 (1 А)	35≥35	630>201,548	12,5>3,527	31,75>8,978	469>26,745
Фидеры районной нагрузки 35 кВ	ВГБЭ-35-12,5/630	ПЭМ-1 (1 А)	35≥35	630>25,194	12,5>3,527	31,75>8,978	469>26,745

Таблица 3.5

Выбор разъединителей

Наименование РУ или присоед.	Тип выключателя	Тип привода	Условие проверки			
			$U_н \geq U_{раб}$	$I_н \geq I_{раб\ max}$	$i_{max} \geq i_{уд}$, кА	$I^2 \cdot t \geq B_к$
Питающий ввод 110 кВ	РНДЗ.2-110/630 Т1	ПДН – 220 Т	110=110	630>273,112	80>13,128	3969>70,476
Транзитная перемычка 110 кВ	РНДЗ.2-110/630 Т1	ПДН – 220 Т	110=110	630>160,654	80>13,128	3969>70,476
Ввод трансформатора 110 кВ	РНДЗ.1-110/630 Т1	ПДН – 220 Т	110=110	630>112,458	80>13,128	3969>70,476
Ввод РУ 35 кВ	РДЗ-35/1000 НУХЛ-1	ПДН-110 У1	35=35	1000>335,913	63>8,978	768>26,745
СВ 35 кВ	РДЗ-35/1000 НУХЛ-1	ПДН-110 У1	35=35	1000>201,548	63>8,978	768>26,745
Фидеры районной нагрузки 35 кВ	РДЗ-35/1000 НУХЛ-1	ПДН-110 У1	35=35	1000>25,194	63>8,978	768>26,745

3.6. Выбор измерительных трансформаторов тока

Контрольно-измерительные приборы устанавливаются для контроля за электрическими параметрами в схеме подстанции и расчетов электроэнергии, потребляемой и отпускаемой подстанцией. Измерение тока выполняется на вводах силовых трансформаторов со стороны всех ступеней напряжения: на всех питающих и отходящих линиях, фидерах нагрузки, ТСН (низкая сторона).

При выборе трансформаторов тока паспортные характеристики ТТ сопоставляют с расчетными условиями его работы в электроустановке.

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

- по напряжению;
- по току нагрузки;
- по номинальному вторичному току, который в транспортных электроустановках принимается равным 5 А;
- по классу точности; класс точности для обмоток, питающих цепи счетчиков электроэнергии, должен быть 2, а для обмоток, питающих электроизмерительные приборы, — не ниже 3.

Паспортные параметры и методика выбора трансформаторов тока (ТТ) принимаем по [5,8]. Встроенные ТТ на электродинамическую и термическую устойчивость не проверяются, так как они согласовываются заводом с соответствующими параметрами ранее выбранных выключателей.

Класс точности ТТ должен соответствовать его назначению: при питании приборов расчетного учета энергии класс точности ТТ не должен быть ниже 0,5.

Выбор конкретного ТТ производят по каталогам, где приведены наибольшие допустимые нагрузки и максимальная кратность нагрузок при 10%-ной погрешности трансформатора. Результаты выбора представлены в таблице 4.6.

Результаты выбора ТТ для всех РУ подстанции представлены в таблице.

Трансформаторы тока выбраны из каталога завода-изготовителя ОАО «Трансформатор».

Таблица 3.6

Выбор измерительных трансформаторов тока

Наименование РУ или присоединения	Тип ТТ	Класс точности	Допустимое сопротивление нагрузки, ом	Номинальный режим		Режим КЗ	
				$U_н \geq U_{раб}$	$I_н \geq I_{раб.max}$	$i_{max} \geq i_у$	$I^2_t \cdot t \geq B_k$
Питающий ввод 110 кВ	ТФЗМ-110Б-I-300/5	0,5S	1,2	110=110	300>273,112	60>13,128	432>70,476
Транзитная перемычка 110 кВ	ТФЗМ-110Б-I-300/5	0,5S	1,2	110≥110	300≥160,654	60>13,128	432>70,476
Ввод РУ 35 кВ	ТФЗМ-35-Б-I/0,5-1000/5-У1	0,5S	1,2	35≥35	1000≥335,913	134≥8,978	4107≥26,745
СВ 35 кВ	ТФЗМ-35-Б-I/0,5-1000/5-У1	0,5S	1,2	35≥35	1000≥201,548	134≥8,978	4107≥26,745
Фидеры районной нагрузки 35 кВ	ТФЗМ-35-Б-I/0,5-50/5-У1	0,5S	1,2	35≥35	75≥25,194	134≥8,978	4107≥26,745

3.7. Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Конструкция и схемы соединения обмоток трансформатора напряжения должны соответствовать назначению присоединяемых измерительных цепей. Основные параметры и методика выбора принимаются по [7].

Измерительные трансформаторы напряжения выбирают в зависимости от места установки по величине рабочего напряжения, чтобы выполнялось условие:

$$U_н \geq U_{раб},$$

где $U_н$ - номинальное напряжение ТН по [7], кВ;

$U_{раб}$- рабочее напряжение на шинах электроустановки, к которым подключают ТН, кВ.

Выбранный ТН проверяется на соответствие классу точности:

$$S_{2ном} \geq S_{2расч},$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность вторичной обмотки ТН в соответствующем классе точности, ВА;

$S_{2расч}$- мощность, потребляемая измерительными приборами и реле, подключенными к вторичной обмотке, ВА.

$$S_{2расч} = \sqrt{\left(\sum P_{приб}\right)^2 + \left(\sum Q_{приб}\right)^2},$$

где $\sum P_{приб}$ - сумма активных мощностей приборов и реле, подключенных к наиболее загруженной фазе ТН, Вт;

$\sum Q_{приб}$ - сумма реактивных мощностей приборов и реле.

$$P_{приб} = S_{приб} \cdot \cos\varphi_{приб},\ Q_{приб} = S_{приб} \cdot \sin\varphi_{приб},$$

где $S_{приб}$ - мощность, потребляемая обмоткой напряжения одного прибора, ВА;

$\cos\varphi_{приб} = 0{,}38$- для счетчиков, для остальных приборов $\cos\varphi_{приб} = 1$.

Для определения величины S_2 составляется таблица нагрузок, подключенных к ТН измерительных приборов.

Перечень и количество приборов, а так же потребляемую ими мощность, принимается по справочным данным. Далее по суммарной мощности приборов, подключенных к ТН, определяется его мощность.

В случае если расчетная мощность приборов превышает данную мощность, трансформаторы должны быть заменены на более мощные.

Таблица 3.7.1

Характеристика нагрузок подключенных к ТН измерительных приборов ЗНОМ -35

Прибор	Тип	Число катушек напряжения	Мощность одной катушки	$\cos\varphi$	Число приборов	P, ВА	Q, ВАР
Вольтметр	Э378	1	2	1	1	4	4
Счетчик	Альфа	--	3,6	--	7	--	32,4
Реле напряжения	РН-34	1	1	1	3	3	-

где $S_2 = \sqrt{7^2 + 36{,}4^2} = 37{,}067$ ВА.

Таблица 3.7.2

Выбор трансформаторов напряжения

Наименование РУ	Тип ТН	$U_н \geq U_{раб}$ кВ	Класс точности	$S_{2н} \geq S_2$ ВА
ОРУ 110 кВ	НАМИ-110 УХЛ1	110=110	0,5	—
ОРУ 35 кВ	ЗНОМ-35	35=35	0,5	300≥37,067

Трансформаторы напряжения выбраны из каталога завода-изготовителя ОАО «Трансформатор».

3.8. Выбор изоляторов

Гибкие шины открытых РУ подстанции крепят на гирляндах подвесных изоляторов. Количество подвесных изоляторов в гирлянде зависит от их типов, длины пути утечки и напряжения установки. Жесткие шины распределительных устройств, крепят на опорных изоляторах. Паспортные характеристики и методику выбора изоляторов принимается по [10].

Гибкие шины РУ–110 (кВ) подвешиваются на гирляндах из 8-ми подвесных изоляторов ПС–70. Гибкие шины РУ–30 (кВ) на 3-х изоляторах ПС–70. Таблица 4.9.

Таблица 3.8

Выбор изоляторов

Наименование РУ	Тип изолятора	Количество изоляторов
РУ-110 кВ	ПС-70-Е-212W	8
РУ-27,5 кВ	ПС-70-Е-212W	3

Для КРУН 10 кВ выбираем проходные изоляторы типа ИП-10/630-7,5 УХЛ1. Все данные выбираются из каталога Арматурно-изоляторного завода (Лыткарино).

3.9. Выбор ограничителей перенапряжения

Здание и РУ подстанции защищаются от прямых ударов молнии и от волн перенапряжения, набегающих с линии, а так же от коммутационных перенапряжений.

Защита от волн перенапряжения, набегающих по воздушным линиям, может выполняться тросовыми молниеотводами, кабельными вставками и разрядниками.

Для защиты оборудования от набегающих перенапряжений со стороны ВЛ и коммутационных перенапряжений необходимо выбрать для каждого РУ тип ОПН и место их подключения.

Таблица 3.9

Выбор ограничителей перенапряжения

Наименование РУ	Тип ОПН	Условие выбора $U_{ру} \geq U_{опн}$
РУ - 110 кВ	ОПН-110 УХЛ1	110=110
РУ - 35 кВ	ОПН-35 УХЛ1	35=35
РУ – 10 кВ	ОПН-10 УХЛ1	10=10

Данные выключатели выбраны из каталогов фирмы «СевЗапПром» (для ОРУ 110 и 10 кВ) и «Таврида Электрик» (для ОРУ 35 кВ). Так же ОПН такого типа производит Южно-Уральская изоляторная кампания.

3.10. Выбор комплектного распределительного устройства на 10 кВ

Ячейки КРУ выбираем по номинальному напряжению ступени и максимальному рабочему току распределительного.

Комплектные распределительные устройства «Классика» (далее КРУ) серии D-12P предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц напряжением 10 кВ в сетях с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор или резистор нейтралью.

КРУ серии D-12P предназначены для работы внутри помещений при следующих условиях:

- высота над уровнем моря до 1000 м,
- верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха не выше +40°С.
- нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха не ниже -25°С;
- относительная влажность воздуха 98% при температуре плюс 25°С.
- тип атмосферы II по ГОСТ 15150-69.
- окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных паров и газов, разрушающих изоляцию и металл.

КРУ могут устанавливаться в контейнерах, оборудованных системой обогрева и вентиляции.

КРУ серии D-12P соответствуют требованиям ГОСТ 14693-90, ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.4-75, МЭК 298 и 694.

Таблица 3.10.1

Основные параметры и характеристики КРУ

Наименование параметра, характеристики	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10,0
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12,0
Номинальный ток сборных шин, А	630
Номинальный ток главных цепей, А	630
Номинальный ток отключения выключателей, встроенных в КРУ, кА	12,5
Ток электродинамической стойкости (амплитуда), кА	до 128
Ток термической стойкости, кА	25
Время протекания тока термической стойкости, с	1
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В	до 220
Габаритные размеры шкафов, мм: ширина глубина высота	 750 1300 2150 - 2470
Масса, кг	не более 980

Таблица 3.10.2.

Типы оборудования, применяемого в КРУ серии D-12P

Наименование оборудования	Тип, марка	Предприятие изготовитель
Силовые выключатели	ВВ/TEL	Таврида Электрик
Контакторы	V-7, V-12	ABB
Заземлители	UWEa, UMR	ELEKTROBUDOWA
Трансформаторы напряжения	Различные	СЗТТ, ABB, КВК
Трансформаторы тока	Различные	СЗТТ, ABB, КВК
Ограничители перенапряжений	ОПН/TEL	Таврида Электрик
Микропроцессорные устройства защиты и автоматики	Различные	Различные
Системы дуговой защиты	Различные	Различные

Принципиальные схемы соединений главных цепей шкафов КРУ серии D-12P приведены на рис. 3.2. Схемы отражают типовую комплектацию шкафов, которая при заказе уточняется в опросном листе. По согласованию с заводом изготовителем могут быть изготовлены шкафы со схемами главных цепей, представленными заказчиком.

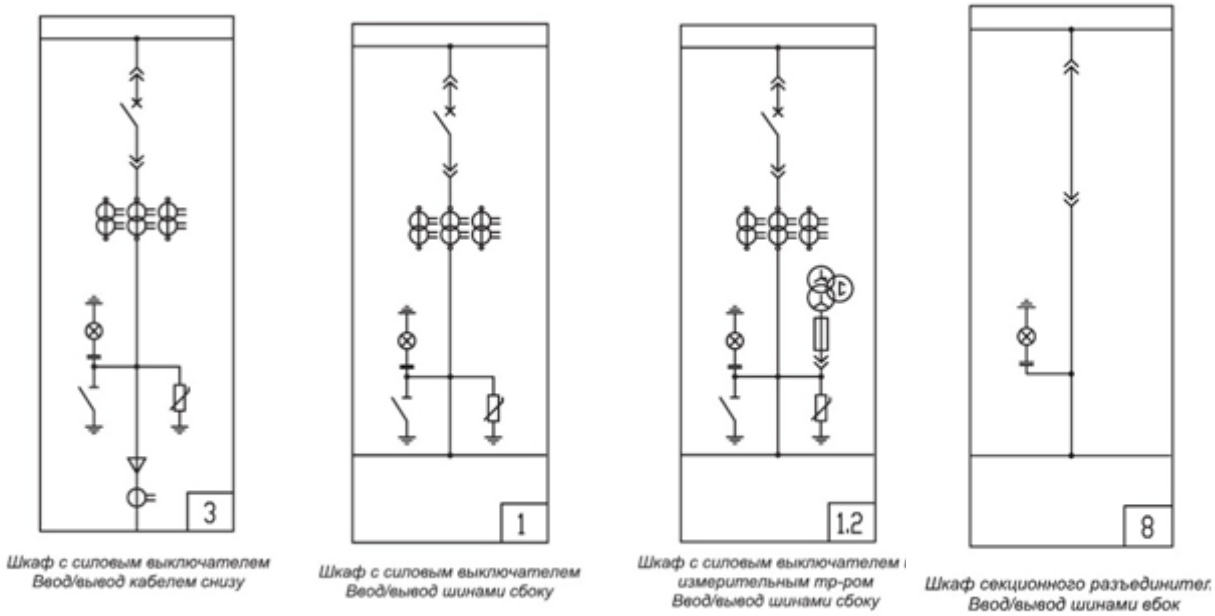

Рис. 3.2. Схемы главных цепей шкафов КРУ серии D-12P

Таблица 3.10.3

Выбранные шкафы

Обозначение	Название	Количество, шт
D-12P-1.2-10-25/1250УЗ	Шкаф с силовым выключателем и измерительным трансформатором с вводом шинами снизу	2
D-12P-8-10/1250УЗ	Шкаф секционного разъединителя с выводом шинами вбок	1
D-12P-1-10-25/1250УЗ	Шкаф с силовым выключателем вводом шинами сбоку	1
D-12P-3-10-12,5/1000УЗ	Шкаф с силовым выключателем выводом кабелем снизу	8
D-12P-13-10-12,5/1000УЗ	Шкаф с трансформатором собственных нужд с подключением на сборные шины	2

Ячейки укомплектованы выключателями типа BB/TEL-10-20/1000-У2 фирмы «Таврида Электрик», ТТ типа ТФЗМ-35А-У1 и ТН типа НГМИ-10-6643 завода-изготовителя ОАО «Трансформатор».

4. Выбор аккумуляторной батареи и трансформатора собственных нужд

4.1. Выбор аккумуляторной батареи

Для питания оперативных цепей на понизительных подстанциях, как правило, применяются свинцово-кислотные аккумуляторные стационарные батареи кратковременного разряда типа СК. В качестве рабочего напряжения оперативных цепей следует принять напряжение $U_н$ = 220 В.

Батарея включается по упрощенной схеме без элементарного коммутатора и работает в режиме постоянного подзаряда. У батарей делают отпайки на напряжение 230 В (130 В) и 258 В (148 В), которые подключаются к шинам, питающим цепи управления, защиты и сигнализации (230 В) и к шинам цепей включения выключателей (258 В).

Выбор АБ и ЗПУ произведём по методике приведенной в [11].

Ток аварийного освещения: $I_{АО} = \frac{P_{АО}}{U_{АБ}}$, А;

где $P_{АО}$ =2500 Вт - мощность аварийного освещения; $U_{АБ}$ = 220 В - напряжение аккумуляторной батареи.

$$I_{АО} = \frac{2500}{220} = 11.364 \text{, А}$$

Ток цепи управления и защиты определим: $I_{ЦУ} = \frac{P_{ЦУ}}{U_{АБ}}$, А;

где $P_{ЦУ}$ – мощности, потребляемое цепями управления Вт, $P_{ЦУ}$ = 2100 Вт.

$$I_{ЦУ} = \frac{2100}{220} = 9.546 \text{,А}$$

Рассчитываем длительный ток разряда:

$$I_{ДЛ.РАЗ} = I_{АО} + I_{ЦУ}, \text{ А};$$

$$I_{ДЛ.РАЗ} = 11{,}364+9{,}546=20{,}91 \text{ А}$$

Найдём ток кратковременного разряда в аварийном режиме:

$$I_{КР.РАЗ} = I_{ДЛ.РАЗ} + I_{ПРИВ};$$

где $I_{ПРИВ}$ – наибольший ток включения привода выключателей, согласно данных по приводам выключателей принимаем ток равным $I_{ПРИВ} = 10A$.

$$I_{КР.РАЗ} = 20{,}91+10=30{,}91 \text{ А}.$$

Определим расчётную мощность батареи:

$$Q_{РАСЧ} = I_{ДЛ.РАЗ} \cdot t_{АВ};$$

где $t_{АВ}$ – длительность разряда при аварийном режиме, $t_{АВ}$ = 3 час.

$$Q_{РАСЧ} = 20{,}91 * 3 = 62{,}73 \text{ А·ч}.$$

По $Q_{РАСЧ}$ выбираем аккумуляторную батарею с ближайшей емкостью.

По новым данным принимаем тип батареи 12HI105 (производитель «OLDHAM») с техническими характеристиками, приведенными в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Технические характеристики аккумуляторной батареи

Тип	Ном. напря-жение, В	Ном. емкость при 20°С C^{10} 1,80 В/эл, А·ч	Емкость при 20°С для конечного напряжения 1,80 В/эл, А·ч			Габариты, мм			Вес, кг
			12 ч	8 ч	3 ч	Длина	Ширина	Высота с борнами	
12HI105	12	105	108	102	87	559	126	229	44,5

Проверим по току кратковременного 10-минутного разряда:

$$I_{кр.разр.} \le I_{10м.разр.},$$

где $I_{t=10}$ – разрядный ток аккумуляторной батареи за 10 с, $I_{t=10}$= 150 А.

$$30{,}91 \le 150$$

Полное число элементов батареи: $n_{ШВ} = \dfrac{U_{ШВ}}{U_{ПОЗД}}$, шт;

где $U_{ШВ}$ – напряжение на шинах включения, принимаемое 258 В при первичном напряжении подстанции 110-220 кВ; $U_{ПЗ}$ – напряжение аккумуляторного элемента при подзаряде, равное 2,15 В.

$$n_{ШВ} = \frac{258}{2{,}15} = 120 \text{ шт.}$$

Число аккумуляторных элементов, питающих шины управления и защиты:

$$n_{ШВ} = \frac{U_{ШУ}}{U_{ПОДЗ}} = \frac{230}{2.15} = 106{,}977 \approx 107 \text{ шт.}$$

Напряжение шин управления допускается поддерживать на 5% больше номинального напряжения электропривода, 230 В.

4.2 Выбор подзарядного и зарядного устройства аккумуляторной батареи

Выбор зарядно-подзарядного устройства (ЗПУ) выполняется по необходимым значениям напряжения, тока и мощности ЗПУ, которые определяются исходя из первого заряда батареи. ЗПУ должно обеспечивать стабилизацию напряжения на шинах батареи в пределах $\pm 2\%$ [2].

Напряжение заряда зарядно-подзарядного устройства (ЗПУ):

$$U_{ЗАР} = 258 + (2 \div 3) = 260 \text{ В};$$

Зарядный ток батареи:

$$I_{ЗАР} = (0{,}05 \div 0{,}2) * Q,$$

$$I_{ЗАР} = 0{,}05 * 79{,}2 = 3{,}96 \text{ А}.$$

Расчётная мощность ЗПУ:

$$P_{РАСЧ} = U_{ЗАР} \cdot (I_{ЗАР} + I_{ЦУ}),$$

$$P_{РАСЧ} = 260 * (3{,}96 + 9{,}546) = 3511{,}56 \text{ Вт}$$

По полученным данным выбираем зарядно-подзарядное устройство: HP(T) 18.220 (производитель «OLDHAM»).

Таблица 4.2.

Технические характеристики ЗПУ

Тип	Максим. выходной ток, А	Ном. выходное напряжение, В	Высота, мм	Ширина, мм	Глубина, мм
HP(T) 18.220	18	220	750	680	460

4.3. Выбор трансформатора собственных нужд

Для определения расчетной мощности собственных нужд (СН) определим мощность каждого потребителя, получающего питание от шин СН. Обобщенную установленную мощность основных потребителей принимаем по заданному варианту. Дополнительно будем учитывать мощность зарядного устройства.

Таблица 4.3

Определение мощности собственных нужд

Потребитель	и	м	P, кВт	$P_{расч}$, кВт	$Q_{расч}$, кВар
Рабочее освещение	,7	,0	25	17,5	0
Моторные нагрузки	,6	,8	20	12	9
Печи отопления и колорифер	,7	,0	100	70	0
Цепи управления и сигнализации			2,1	2,1	0
Подогрев выключателей	,0		40	40	0
Зарядное устройство			3,511	3,511	0
Всего				145,111	9

Расчётная мощность собственных нужд определяется по формуле:

$$(S_{сн})_{расч} = \sqrt{(\sum P_{рас})^2 + (\sum Q_{рас})^2},$$

$$(S_{сн})_{расч} = \sqrt{154{,}111^2 + 9^2} = 145{,}39 кВА$$

Расчётная мощность трансформатора собственных нужд определяется по формуле:

$$(S_{тсн})_{расч}=(0,8\div 0,9)\cdot(S_{сн})_{расч}$$

$$(S_{тсн})_{расч} = 0,9*145,39=130,851 \text{ кВА}$$

Ближайший по мощности трансформатор типа:
ТМ–160/10 с параметрами $S_{ном}$=160 кВА; $U_К$=4,5%; $\Delta P_К$=2,65 кВт, соединение обмоток У/Ун-0.

Для проходной подстанции требуется два трансформатора собственных нужд: один – рабочий, второй – резервный.

4.3.1. Выбор кабеля

Согласно ПУЭ проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева. Сечение кабелей выбирается по значению длительно рабочего тока электроустановок.

Определим максимальный рабочий ток ТСН на низкой стороне, по которому будем выбирать кабель:

$$I_{р\,max} = \frac{S_{н.ТСН}\cdot K_{П}}{\sqrt{3}U_{нн}} \text{ А},$$

$$Ipmax = \frac{160*1,4}{0.4} = 560 \text{, А}$$

Выбираем $3^{х}$ жильный кабель с медными жилами (с бумажной, пропитанной маслоканифольной и нестекающей массами изоляцией, в свинцовой оболочке; прокладывается в земле) сечением 240 мм^2 в количестве двух штук. Длительно допустимый ток такого кабеля $I_{доп}$ = 570 А.

Для выбранного кабеля выполняется условие:

$$I_{раб_{тсн}} < I_{доп},$$

$$560<570$$

Свинцовые оболочки в виде сплошной трубы изготовляют из свинца С-3 (содержание чистого свинца не менее 99,95%, вредных примесей: магния, мышьяка и железа — не более 0,01%). Широкое применение свинца в качестве оболочки кабелей объясняется технологичностью наложения оболочки, влагостойкостью, пластичностью, гибкостью и устойчивостью против действия различных агрессивных сред.

При монтаже кабеля необходимо провести заземление муфты отдельным проводом сечением не менее 25 мм^2 (для провода сечением 240мм^2) и присоединить его к шине выравнивателя потенциалов. В кабельных линиях к частям, подлежащим заземлению, относятся металлические оболочки и броня силовых и контрольных кабелей, металлические кабельные соединительные и концевые муфты, металлические кабельные конструкции, лотки, короба, тросы, на которых укреплены кабели, стальные трубы, в которых проложены кабели.

Заземление металлических оболочек и брони кабеля, металлических корпусов муфт и конструкций, на которых расположены кабели и муфты, производится для безопасности обслуживающего персонала, а также для предохранения свинцовой или алюминиевой оболочки от выплавления в ряде точек при пробое изоляции кабеля на землю.

Броня и металлические оболочки кабелей должны иметь надежные соединения по всей длине кабельной линии между собой и с металлическими корпусами соединительных и концевых муфт. Соединение выполняется с помощью гибких многопроволочных медных проводников. На концах кабельных линий медные проводники присоединяются к магистрали заземления.

4.3.2. Выбор оборудования для ТСН

ТСН присоединяется к шинам через выключатели. Учет энергии, расходуемой на собственные нужды подстанции, ведется со стороны вторичного напряжения ТСН. Выбор выключателей и трансформаторов тока для ТСН осуществляем аналогично п.3.4, 3.6. Выбор разъединителей не требуется, так как выключатели установлены на выкатных тележках.

Таблица 4.3.2.1

Выбор выключателя для ТСН

Тип аппарата	Тип привода	$U_н \geq U_{раб}$ кВ	$I_н \geq I_{р.max}$ А	Условие проверки			
				$I_{отк} \geq I''$ кА	$I_{пр.с} \geq I''$ кА	$i_{пр.с} \geq i_у$ кА	$I_t^2 \cdot t \geq B_к$ $(кА)^2 \cdot с$
ВВТЭ-10-10/630У2	ЭМ	10=10	630≥350	10≥8,994	60≥8,994	60≥22,895	1200≥133,472

Таблица 4.3.2.2

Выбор трансформаторов тока для ТСН

Тип ТТ	Класс точности	Коэф. трансформ.	Номинальный режим		Режим КЗ	
			$I_{1н} \geq I_{р.max}$ А	$U_н \geq U_{раб}$ кВ	$\sqrt{2} I_{1н} K_д \geq i_у$ кА	$I_t^2 \cdot t \geq B_к$ $(кА)^2 \cdot с$
ТПЛ-10	0,5	80	400≥350	10=10	80≥22,895	510≥133,472

5. Расчет заземляющего устройства и определение напряжения прикосновения

5.1 Расчет заземляющего устройства

Целью расчета защитного заземляющего контура является определение таких оптимальных параметров, при которых сопротивление растекания контура $R_з$ и напряжение прикосновения $U_{ПР}$ не превышают допустимых значений.

Заземляющее устройство для установок 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей, соединительных полос, полос, проложенных вдоль рядов оборудования, и выравнивающих полос, проложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом. Расстояние между полосами должно быть не более *30 м*.

При расчете вводятся следующие допущения:

- реальный грунт с изменяющимся по глубине удельным сопротивлением ρ_h заменяется эквивалентной двухслойной структурой с сопротивлением верхнего слоя ρ_1, толщиной h и сопротивлением нижнего слоя ρ_2(Рис.5.1 а, б).
- реальный заземляющий контур, состоящий из системы вертикальных электродов, объединенных уравнительной сеткой, заменяется эквивалентной расчетной моделью с одинаковыми ячейками, однослойной структурой земли, при сохранении их площади S, общей длины вертикальных l_B и горизонтальных электродов, глубины их заложения $h_Г$, сопротивления растекания $R_З$ и напряжения прикосновения $U_{ПР}$ (Рис. 5.1 в).

Рис.5.1

Поясняющие схемы к расчёту сопротивлений заземляющего контура

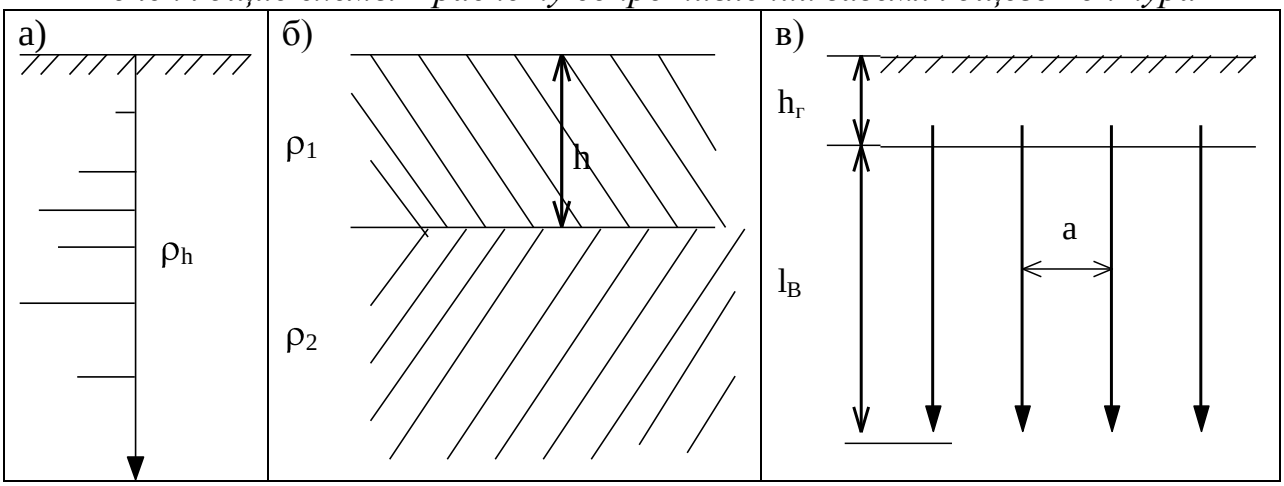

Таблица 5.1.1

Данные для расчета заземляющих устройств

Расчетный параметр	Значение
Сопротивление верхнего слоя земли ρ_1, Ом·м	300
Сопротивление нижнего слоя земли ρ_2, Ом·м	80
Толщина верхнего слоя h, м	1,8
Время протекания $I_k^{(1)}$, с	0,4

Расчет производим по методике, приведенной в [7], [10], в следующем порядке:

Общая длина горизонтальных заземлителей:

$l_Г = 23 \cdot \sqrt{S}$, м

где S – площадь заземляющего контура. Площадь заземляющего контура S принимается по плану открытой части подстанции, сохраняя при этом расстояние от границы контура до ограждения не менее 3 м. Тогда S = 5900 м^2 (для проходной подстанции 110 кВ)

$l_Г = 24 \cdot \sqrt{S} = 24 \cdot \sqrt{5900} = 1843{,}475$ м

Число вертикальных заземлителей:

$n_в = 0{,}4 \cdot \sqrt{S} = 0{,}4 \cdot \sqrt{5900} = 31$ шт.

Длина вертикальных заземлителей:

$l_В \geq 2 \cdot h = 2 \cdot 1{,}8 = 3{,}6$ м.

Общая длина вертикальных заземлителей:

$l_{В.ОБЩ} = l_В \cdot n_В = 3{,}6 * 31 = 111{,}6$ м.

Расстояние между соседними вертикальными электродами:

$a \geq 2 \cdot l_В = 2 * 3{,}6 = 7{,}2$ м.

Сопротивление заземляющего контура:

$$R_з = \frac{A \cdot \rho_Э}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_Э}{(l_Г + l_{В.ОБЩ})}, \text{ Ом}$$

где $\rho_Э$ - эквивалентное сопротивление грунта, $\rho_э = \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^{\alpha} * \rho_2$

$$A = 0{,}444 - \frac{0{,}84(l_В + h_г)}{\sqrt{S}}, \quad \text{при} \quad 0 \leq \frac{l_В + h_г}{\sqrt{S}} \leq 0{,}1 \qquad (5.1)$$

$$A = 0{,}355 - \frac{0{,}25(l_В + h_г)}{\sqrt{S}}, \quad \text{при} \quad 0{,}1 \leq \frac{l_В + h_г}{\sqrt{S}} \leq 0{,}5 \qquad (5.2)$$

$$\alpha = 0{,}19 \cdot \left[l + \lg\left(\frac{4{,}8 \cdot h}{l_В}\right)\right], \quad \text{при} \quad 0{,}1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \qquad (5.3)$$

$$\alpha = \frac{0{,}43 \cdot (h - h_г)}{l_в} + 0{,}27 \cdot \lg\left(\frac{a}{l_в}\right) + 0{,}04, \quad \text{при} \quad 1{,}0 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \qquad (5.4)$$

$h_Г$ - глубина заложения горизонтальных электродов $h_г = 0{,}7$ м.

Производим расчет:

$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{300}{80} = 3{,}75$, значит расчет значения α выполняем по:

$$\alpha = \frac{0{,}43*(h - h_Г)}{l_В} + 0{,}27*\lg(\frac{a}{l_В}) + 0.04 = \frac{0{,}43 \cdot (3{,}8 - 0{,}7)}{3{,}6} + 0{,}27 \cdot \lg\left(\frac{7.2}{3{,}6}\right) + 0{,}04 = 0{,}253.$$

$\frac{l_В + h_г}{\sqrt{S}} = \frac{3{,}6 + 0{,}7}{\sqrt{5900}} = 0{,}056$, следовательно, производим расчет А по формуле (5.1):

$$A = 0{,}444 - \frac{0{,}84(3{,}6 + 0{,}7)}{\sqrt{5900}} = 0{,}397$$

Найдем значение $\rho_Э$:

$$\rho_Э = \left(\frac{300}{80}\right)^{0{,}253} * 80 = 111{,}769 \text{ Ом*м.}$$

Найдем сопротивление заземляющего контура $R_З$:

$$R_з = \frac{0{,}397 * 111{,}769}{\sqrt{5900}} + \frac{111{,}769}{(843{,}475 + 111{,}6)} = 0{,}504 \approx 0{,}5 \text{ Ом.}$$

Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ сети с заземленной нейтралью выполняются с учетом сопротивления ***$R_З$*** *< 0,5 Ом*. Проверяем полученное значение $R_З$ с допустимым сопротивлением $R_{З.ДОП}$: $R_З = 0{,}5 \le R_{З.ДОП} = 0{,}5 Ом$. Полученное значение сопротивления находится в рамках допустимого значения. Результат расчета сведем в таблицу 5.1.2.

Таблица 5.1.2

Расчет заземляющего устройства

Длина горизонтальных заземлителей Lг, м	1843,475
Число вертикальных электродов $n_в$	31
Длина вертикального электрода $l_в$, м	3,6
Общая длина вертикальных электродов $L_в$, м	111,6
Расстояние между вертикальными электродами а, м	7,2
Глубина заложения горизонтальных электродов $h_г$, м	0,7
Эквивалентное сопротивление грунта $\rho_э$, Ом·м	111,769
Сопротивление заземляющего контура $R_з$, Ом	0,5

5.2. Определение напряжения прикосновения

В момент прикосновения человека к заземленному оборудованию, находящемуся под потенциалом, часть сопротивления заземлителя шунтируется сопротивлением тела человека ***$R_ч$*** и сопротивлением растеканию тока от ступеней в землю ***R_c***.

Расчетное напряжение прикосновения определяется как:

$$U_{ПР} = I_К^{(1)} \cdot R_З \cdot К_{ПР}$$

где $I^{(1)}_к$ – ток однофазного замыкания на землю в РУ питающего напряжения,

$К_{ПР}$ - коэффициент прикосновения, $К_{пр} = М \cdot \beta \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{\ell_B \cdot L_Г} \right)^{0,45}$;

β - коэффициент, характеризующий условия контакта человека с землей, $\beta = \frac{R_ч}{(R_ч + R_С)}$;

$R_ч$ - сопротивление тела человека, $R_ч = 1000 Ом$;

$R_с$ - сопротивление растекания тока со ступней человека;

М - коэффициент, значение которого определяем из [7, Таблица 8.1, стр. 21], $M = 0{,}72$.

Тогда $R_С = 1{,}5 \cdot \rho_1 = 1{,}5 * 300 = 450$ Ом

$$\beta = \frac{1000}{(1000 + 450)} = 0{,}69$$

$$K_{\text{ПР}} = 0{,}72 * 0{,}69\left(7{,}2 * \frac{\sqrt{5900}}{(3{,}6 * 1843{,}475)}\right)^{0{,}45} = 0{,}162 .$$

$U_{ПР} = 2836 * 0{,}5 * 0{,}162 = 229{,}716$ В.

Согласно ГОСТ 12.1.038-82 значение допустимого напряжения прикосновения $[U_{ПР}]$ для электроустановок напряжением 110 кВ и выше с временем воздействия тока КЗ $t = 0{,}4$ с составляет $[U_{ПР}] = 267$ В. Сравниваем полученное значение напряжения с нормируемым:
$U_{\text{ПР}} = 229{,}716 \le [U_{ПР}] = 267$. Условие выполняется.

Заземляющее устройство, выполненное по нормам напряжения прикосновения, должно обеспечить в любое время года ограничение $\boldsymbol{U_{пр}}$ до нормированного значения в пределах всей территории подстанции, а напряжение на заземляющем устройстве $\boldsymbol{U_з}$ должно быть не выше 10 кВ. Если $\boldsymbol{U_з} > 5 — 10$ *кВ*, необходимо принять меры по защите изоляции отходящих кабелей и предотвращению выноса высокого потенциала за пределы электроустановки.

6. Определение стоимости и основных технико-экономических показателей проектируемой подстанции

6.1. Определение стоимости подстанции

Определение стоимости проектируемой подстанции производится по укрупненным показателям стоимости строительства объектов электрификации и трансформаторных подстанций общепромышленного назначения (УППС) с учетом основных узлов и элементов подстанции, которые позволяют упростить составление сметно-проектной документации и снизить трудоемкость сметных расчетов.

Показатели стоимости в УПСС определены для первого территориального района (Московс-кая область), который является базисным. Показатели стоимости проходной подстанции 110/35/10 кВ переменного тока приведены в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1

Расчет стоимости ОРУ-110 кВ транзитной понизительной подстанции (на 1984 г)

Наименование работ	Единицы измерения	Кол-во единиц	Стоимость, руб.	
			единицы	общая
Стоимость ОРУ-110 кВ подстанции: строительные работы		1	149000	149000

монтажные работы оборудование		1 1	126000 337000	126000 337000
Поправка на отсутствие плавки гололеда: строительные работы монтажные работы оборудование	 устр-во устр-во устр-во	 1 1 1	 4000 13000 104300	 4000 13000 104300
Итого с учетом поправок: строительные работы 149000-4000=145000 монтажные работы 126000-13000=113000 оборудование 337000-104300=132700	 руб. руб. руб.	 — — —	 — — —	 145000 113000 232700
Стоимость строительных работ с учетом производства работ в мокрых грунтах III группы 145000 · 1,09= 1570690	руб.	—	—	158050
Поправочный территориальный коэффициент (по заданию) 1,3 Итого с учетом всех поправок: строительные работы монтажные работы оборудование	 руб. руб. руб.	 — — —	 — — —	 205465 146900 302510
Всего	руб.	—	—	654875

Таблица 6.1.2

Расчет стоимости ОРУ-35 кВ транзитной понизительной подстанции (на 1984 г)

Наименование работ	Единицы измерения	Кол-во единиц	Стоимость, руб.	
			единицы	общая
Стоимость ОРУ-35 кВ подстанции: строительные работы монтажные работы оборудование		 1 1 1	 45800 31500 95700	 45800 31500 95700
Поправка на отсутствие плавки гололеда: строительные работы монтажные работы оборудование	 устр-во устр-во устр-во	 1 1 1	 6300 4500 16900	 6300 4500 16900
Итого с учетом поправок: строительные работы				

45800-6300=39500 монтажные работы 31500-4500=27000 оборудование 95700-16900=78800	руб. руб. руб.	— — —	— — —	39500 27000 78800
Стоимость строительных работ с учетом производства работ в мокрых грунтах III группы 39500 · 1,09= 43055	руб.	—	—	43055
Поправочный территориальный коэффициент (по заданию) 1,3 Итого с учетом всех поправок: строительные работы монтажные работы оборудование	 руб. руб. руб.	 — — —	 — — —	 55971,5 35100 102440
Всего	руб.	—	—	193511,5

Таблица 6.1.3

Расчет стоимости ЗРУ-10 кВ транзитной понизительной подстанции (на 1984 г)

Наименование работ	Единицы измерения	Кол-во единиц	Стоимость, руб.	
			единицы	общая
Стоимость ЗРУ-10 кВ: строительные работы монтажные работы оборудование		 1 1 1	 9000 6000 23000	 9000 6000 23000
Стоимость строительных работ с учетом производства работ в мокрых грунтах III группы 9000 · 1,09= 98100	руб.	—	—	9810
Поправочный территориальный коэффициент (по заданию) 1,3 Итого с учетом всех поправок: строительные работы монтажные работы оборудование	 руб. руб. руб.	 — — —	 — — —	 12753 7800 29900
Всего	руб.	—	—	50453

Таблица 6.1.4

Показатели стоимости транзитной подстанции 110/35/10 кВ переменного тока

Характеристика подстанции, состав комплекса	Стоимость, руб.				
	Строительных работ	Монтажных работ	оборудования	Прочие затраты	общая
Транзитная подстанция 110/35/10 кВ в комплексе	315189,5	225120	467320	-	1008099,5
В том числе:					
здание	22200	1780	200	-	24000
благоустройство территории	2710	-	-	-	2710
ОРУ – 110 кВ	205465	146900	302510	-	654875
ОРУ – 35 кВ	55971,5	35100	102440	-	193511,5
РУ – 10 кВ	12753	7800	29900	-	50953
поперечная компенсация	3090	1470	21900	-	26460
автоблокировка подстанции	460	220	8250	-	8930
шкафы собственных нужд	170	30	1430	-	1630
прожекторное освещение территории	2800	860	-	-	3660
заземление открытой части	1210	1530	-	-	760
отдельно стоящие молниеотводы	610	-	-	-	2850
порталы шинных мостов	2850	-	-	-	2740
шинные мосты и подвеска шин от трансформаторов до ОРУ – 110 кВ	-	770	690	-	1460
резервуар для аварийного слива масла емкостью 50 м^3	2240	40	-	-	2280
колодцы	840	-	-	-	840
кабельные каналы	1520	-	-	-	1520
прокладка кабеля	300	28620	-	-	28920

Таблица 6.1.5

Индексы пересчета стоимости в цены на 2006 г

Наименование затрат	Расчет индекса на 2006 г. без НДС	Индекс на 2006 г.
Строительные работы	$J_{TC} = J_{C2000} \cdot J_{C2006}$	$J_{TC} = 20{,}1 \cdot 3{,}12 = 62{,}72$
Монтажные работы	$J_{TM} = J_{M2000} \cdot J_{M2006}$	$J_{TM} = 20{,}1 \cdot 3{,}12 = 62{,}72$
Оборудование	$J_{TO} = J_{O2000} \cdot J_{O2006}$	$J_{TO} = 71{,}3 \cdot 2{,}42 = 172{,}55$

где по [9]:

J_{TC} - индекс удорожания строительных работ;

J_{C2000} - индекс удорожания строительных работ от цен 1984 г. в цены 2000 г., $J_{C2000} = 20{,}1$;

J_{C2006} - индекс удорожания строительных работ от цен 2000 г. в цены 2006 г., $J_{C2006} = 3{,}12$;

J_{TM} - индекс удорожания монтажных работ;

J_{M2000} - индекс удорожания монтажных работ от цен 1984 г. в цены 2000 г., $J_{M2000} = 20{,}1$;

J_{M2006} - индекс удорожания монтажных работ от цен 2000 г. в цены 2006 г., $J_{M2006} = 3{,}12$;

J_{TO} - индекс удорожания оборудования;

J_{O2000} - индекс удорожания оборудования от цен 1984 г. в цены 2000 г., $J_{O2000} = 71{,}3$;

J_{O2006} - индекс удорожания оборудования от цен 2000 г. в цены 2006 г., $J_{O2006} = 2{,}42$.

Таблица 6.1.6

Расчет стоимости в ценах 2006 г.

Наименование затрат	Расчет стоимости в ценах 2006г., тыс.руб.	Стоимость, млн. руб.
Строительные работы	Стуцс=62,72*315189,5	19,769
Монтажные работы	Стуцм=62,72*225120	14,12
Оборудование	Стуцо=172,55*467320	80,636
Итого	Стуц= Стуцс+ Стуцм+ Стуцо	114,525
Средства на покрытие затрат по уплате НДС	Сндс= Стуц*0,18 (при НДС 18%)	20,615
Итого с НДС	С= Стуц+ Сндс	135,14

Стоимость проходной подстанции 110/35/10 кВ переменного тока в ценах 2006 г. с учетом НДС составляет 135140 тыс. руб.

6.2. Основные технико-экономические показатели

По результатам выполненных расчетов определяются основные технико-экономические показатели проектируемой подстанции.

Таблица 6.2

Основные технико-экономические показатели

Наименование показателя	Единицы измерения	Расчетное значение
Площадь территории подстанции	$м^2$	5900
Общая стоимость подстанции в том числе: - строительных работ; - монтажных работ; - оборудования.	тыс. руб.	135140
	тыс. руб.	19769
	тыс. руб.	14120
	тыс. руб.	80636

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проект электрической сети и отдельных ее подсистем, а так же проекты электроснабжения отдельных объектов должны отвечать трем требованиям:

- надежности;
- качеству электроэнергии
- и экономичности.

Общие технические требования при проектировании и строительстве вновь сооружаемых подстанций, а так же при проведении комплексной реконструкции и технического перевооружения действующих подстанций сводятся к:

- применению современного основного электротехнического оборудования, имеющего повышенную эксплуатационную надежность;
- высокой степени автоматизации технологических процессов с контролем и управлением от удаленных центров управления (диспетчерских пунктов);
- высокому коэффициенту использования территории подстанций;
- минимально протяженности кабельных трасс.

При разработке данного проекта были подобраны трансформаторы с обоснованно сниженными величинами потерь ХХ и КЗ, затратами электроэнергии на охлаждение, необходимой динамической стойкостью к токам КЗ. Они оснащены высоконадежными вводами, устройствами РПН. В РУ применены элегазовые и вакуумные выключатели с обоснованием выбора, разъединители с улучшенной кинематикой и контактной системой. По технико-экономическим обоснованиям применены трехфазные комплектные распределительные устройства наружной установки.

При проектировании производился выбор оборудования современных заводов-изготовителей как отечественного производства «Таврида Электрик», ОАО «Трансформатор», «Свердловский завод трансформаторов тока», ОАО «Уралэлектротяжмаш» г.Екатеринбург, «Мосэлектрощит», «Элвест», НПО «Изолятор», так и фирм зарубежного - «OldHam», ABB и другие. Принятие проектных решений осуществлялось на основе типовых схемных решений.

Библиографический список

1. Типовые схемы принципиальных электрических распределительных устройств напряже-нием 6…750 кВ подстанций и указания по их применению / Проектно-изыскательный и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и элект-рических сетей «Энергосетьпроект». – М., 2006. – 74 с.
2. Правила устройств электроустановок, ПУЭ. – М.: Энергоатомиздат, 2002
3. Неклепаев Б. Н. Руководящие указания по расчету короткого замыкания и выбору электрооборудования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков и др. / Москва – 1998;
4. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98 – электронная версия**.**
5. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справ. материалы для курс. и диплом. проектирования: Учеб. пособие для вузов/ Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - 4-е изд., перераб. и доп.. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 605 с.
6. Караев Р.И. Электрические сети и энергосистемы. – 3-е издание, перераб. и доп.. – М.: Транспорт, 1988. – 325с.
7. Фоков К. И. Электрическая часть станций и подстанций: Методические указания на выполнение курсового проекта. – Хабаровск: ДВГУПС, 1996. – 37 с.
8. Гринберг–Басин Тяговые подстанции. Пособие по дипломному проективанию. М; Транспорт 1986 г. –167 с.
9. ГОСТ 687-78 Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В.
10. Бей Ю. М. Тяговые подстанции / Ю.М. Бей, Р.Р. Мамошин, Р.Н. Пупынин. – М.: Транспорт, 1983.
11. Куликов Ю. А. Переходные процессы в электрических системах: Учеб. пособие/ Ю.А.Куликов. - Новосибирск: Изд-во НГПУ; М: Мир, 2003. - 283 с.
12. Файбисович Д.Л. Справочник по электрическим сетям-35-1150кВ. Москва 2006.
13. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций.–М.: Энергоатомиздат, 1990г
14. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 и 110-1150кВ 2005
15. ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов», переиздание 1999г.