

Аннотация

В данном курсовом проекте был произведен расчет и составлен чертеж тупиковой подстанции для электроснабжения металлообрабатывающей промышленности варианта №6. В основу технологических схем электроснабжения положены прогрессивные способы передачи электроэнергии на базе современного серийно выпускаемого оборудования.

Проект состоит из расчетно-пояснительной записки, включающей расчет годового графика электрических нагрузок по продолжительности, токов короткого замыкания, выбор трансформатора, коммутационных аппаратов. Рассмотрены вопросы собственных нужд подстанции, техника безопасности.

В графической части проекта, выполненной на формате А-1, разработана электрическая схема подстанции.

					<i>КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Гайнуллин В.В.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руков.</i>		<i>Богданов А.В.</i>			2	51	
<i>Реценз.</i>					<i>2033(8)Э</i>		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Зав.каф</i>							
<i>Проектирование и расчет подстанции промышленного предприятия</i>							

Содержание

Введение.....	4
Исходные данные	5
1 Выбор схемы электрических соединений.....	6
2. Расчёт годового графика расхода электрической энергии, построение годового графика нагрузки	7
3. Выбор типа числа и мощности трансформатора	11
4 Расчёт токов короткого замыкания и определение теплового импульса.....	14
4.1 Расчёт токов КЗ в точке K_1	19
4.2 Определение времени КЗ.....	21
4.3 Определение теплового импульса	22
4.4 Меры и средства ограничения токов короткого замыкания.....	23
5 Выбор и проверка оборудования на стороне 35 кВ подстанции.....	25
5.1 Высокочастотный заградитель	25
5.2 Питающая линия	25
5.3 Выбор подвесных изоляторов.....	25
5.4 Выбор и проверка высоковольтного выключателя	26
5.5 Выбор разъединителей	27
5.6 Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН)	28
5.7 Выбор аппаратов в нейтрали трансформаторов	29
5.8 Выбор трансформатора тока	29
6 Выбор аппаратов на стороне низкого напряжения.....	31
6.1 Выбор и проверка шинного моста.....	31
6.2 Выбор и проверка сборных шин.....	34
6.3 Выбор и проверка опорных изоляторов для внутренней установки	34
6.4 Выбор и проверка проходных изоляторов	36
6.5 Выбор ячейки ввода	37
6.6 Выбор и проверка выключателя ячейки ввода.....	38
6.7 Выбор ячейки секционного выключателя	39
6.8 Выбор ячейки отходящей линии	40
6.9 Выбор и проверка отходящих линий	40
6.10 Выбор и проверка трансформатора напряжения	41
6.11 Выбор предохранителей для защиты трансформатора напряжения	42
6.12 Выбор трансформатора собственных нужд.....	42
6.13 Выбор и проверка измерительных трансформатора тока	43
7 Расчет устройств заземления и грозозащиты подстанции.....	43
7.1 Расчет защитного заземления	44
7.2 Выбор молниезащиты	47
Заключение.....	50
Список использованных источников	51

Введение

Электрическая энергия является наиболее удобным и дешевым видом энергии. Широкое распространение электрической энергии обусловлено относительной легкостью ее получения, преобразования и возможностью ее передачи на большие расстояния. Огромную роль в системах электроснабжения играют электрические подстанции - электроустановки, предназначенные для преобразования и распределения электроэнергии. Электрическая подстанция — часть системы передачи и распределения электрической энергии, в которой происходит повышение или понижение значения электрического напряжения с использованием трансформаторов. Различают два вида электрической подстанции: распределительная и трансформаторная. Распределительная подстанция работает на одном напряжении и служит узлом для потребителей и других подстанций. На трансформаторной используются трансформаторы для повышения или понижения напряжения. Чаще всего встречаются совмещенные подстанции. Они являются важным звеном в системе электроснабжения. При проектировании подстанции стараются использовать типовые решения, схемы и элементы, что приводит к унификации оборудования подстанции и как следствие к удешевлению обслуживания и проектировочной стоимости. Но на практике, при проектировании подстанции приходится учитывать особенности месторасположения и другие исходные условия.

Местоположение подстанции определяется её назначением и характером нагрузок. Подстанции с вторичным напряжением 6, 10 и размещают, как правило, в центре территории, на которой находятся потребители электроэнергии, что сокращает потери электроэнергии при её передаче и расход материалов при устройстве электросетей. При размещении цеховых подстанций учитываются конфигурация производственных помещений, расположение технологического оборудования, условия окружающей среды, требования пожарной безопасности и др. Оборудование подстанции может размещаться на открытой площадке либо в закрытом помещении (например, в отдельном здании).

					<i>КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>	Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Исходные данные варианта №6

Нагрузка подстанции: $P_n = 16,8$ МВт;

Напряжение с высокой стороны: $U_{ВН} = 110$ кВ;

Напряжение с низкой стороны: $U_{НН} = 10$ кВ;

Коэффициент мощности: $\cos \varphi = 0,9$;

Категория потребителей: 1, 2, 3;

Число зимних суток: 200;

Число летних суток: 165;

Число отходящих линий: 15;

Грунт: $\rho = 0,12 \cdot 10^4$ Ом · см;

Тип подстанции: тупиковая;

Вид промышленности: Металлообрабатывающая промышленность;

Сопротивление системы: $X_{c^*} = 0,7$, $I''_x = 1,47$

Для наглядности все исходные данные сведём в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Исходные данные

№ варианта	$P_{\text{МАХ}}$, МВт	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	$\cos \varphi$	Число зимних суток	Число летних суток	Число отходящих линий	Тип ПС	X_{c^*}	I''_x
6	16,8	110	10	0,9	200	165	15	тупиковая	0,7	1,47

1 Выбор схемы электрических соединений

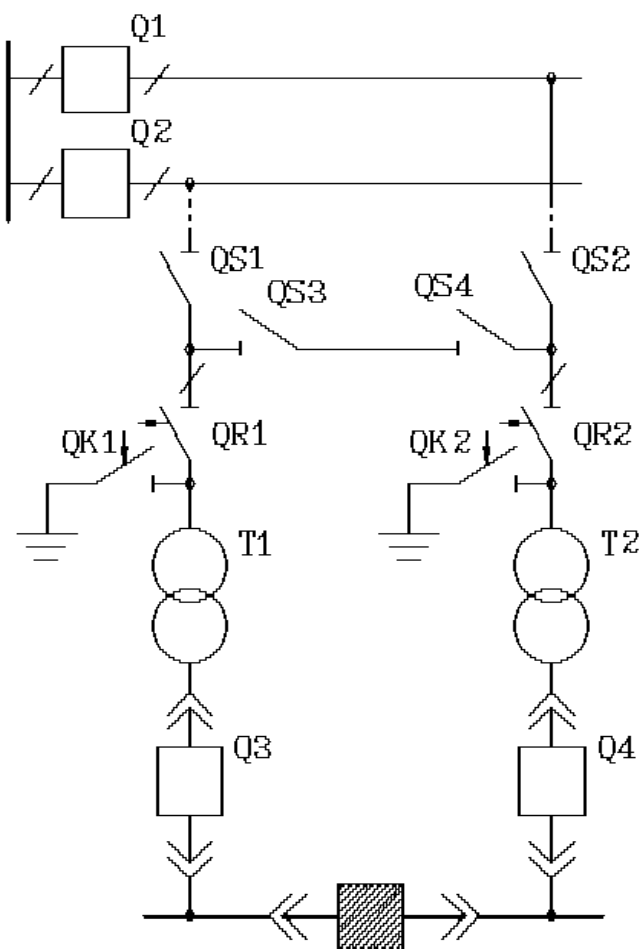


Рисунок 1.1 – Блочная схема двухтрансформаторной подстанции с ремонтной перемычкой из двух разъединителей.

Я выбрал данную схему из-за типа подстанции – тупиковая.

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

Схема с ремонтной перемычкой из разъединителей (рисунок 1.1) обеспечивает возможность присоединения обоих трансформаторов к одной линии при ремонте второй. Это схема с "неавтоматической" перемычкой.

Место расположения перемычки "в сторону линии" (рисунок 1.1) зависит от длины линии и графика нагрузки подстанции. Если питающие линии короткие и график нагрузки подстанции неравномерный, то перемычку целесообразно ставить "в сторону линии".

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ

Лист

6

2. Расчёт годового графика расхода электрической энергии, построение годового графика нагрузки

График нагрузки предприятия металлообрабатывающей промышленности показан на рисунке 2.1.

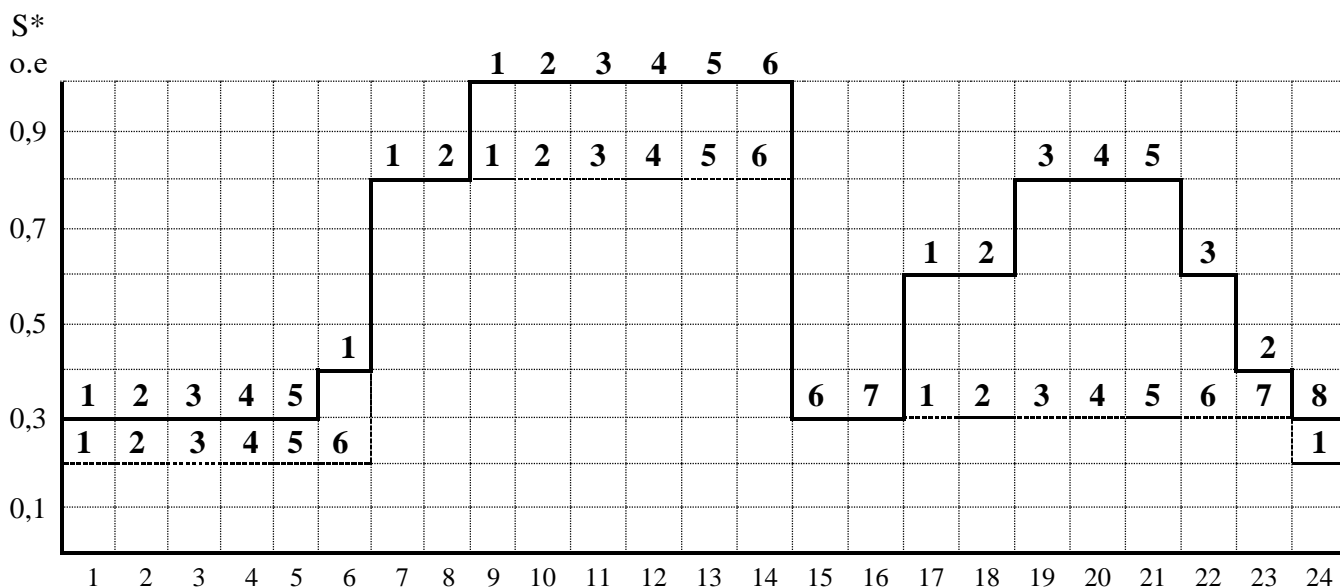


Рисунок 2.1 - Суточный график активной нагрузки зимнего и летнего дня предприятия металлообрабатывающей промышленности

————— зимний суточный график нагрузки
 - - - - - летний суточный график нагрузки

Суточный расход электроэнергии W_c , МВт·ч:

$$W_c = \sum_{i=0}^{24} P_i \cdot t_i, \quad (2.1)$$

где P_i – мощность на i -той ступени суточного графика, МВт;
 t_i – продолжительность i -той ступени суточного графика, час;

$$P_i = \frac{n_i\%}{100} \cdot P_{max}, \quad (2.2)$$

где P_i – мощность на i -той ступени суточного графика, МВт;
 $n_i\%$ – ордината соответствующей ступени суточного типового графика, %;
 P_{max} – максимальная нагрузка подстанции, указанная в задании, МВт.
 На основании формулы (2.2) находим:

$$P_{1\text{ст}} = \frac{100}{100} \cdot 16,8 = 16,8 \text{ МВт}, \quad (2.3)$$

$$P_{2\text{ст}} = \frac{80}{100} \cdot 16,8 = 13,44 \text{ МВт}, \quad (2.4)$$

$$P_{3\text{ст}} = \frac{60}{100} \cdot 16,8 = 10,08 \text{ МВт}, \quad (2.5)$$

$$P_{4\text{ст}} = \frac{40}{100} \cdot 16,8 = 6,72 \text{ МВт}, \quad (2.6)$$

$$P_{5\text{ст}} = \frac{30}{100} \cdot 16,8 = 5,04 \text{ МВт}, \quad (2.7)$$

По суточному графику нагрузки определяем:

1) Суточный расход электроэнергии W_c , МВт·ч:

$$W_c = 5,04 \cdot 8 + 6,72 \cdot 2 + 10,08 \cdot 3 + 13,44 \cdot 5 + 16,8 \cdot 6 = 252 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.9)$$

2) Среднесуточная нагрузка $P_{\text{срс}}$, МВт:

$$P_{\text{срс}} = \frac{W_c}{t_c}, \quad (2.10)$$

где t_c – продолжительность суток – 24 часа

$$P_{\text{срс}} = \frac{252}{24} = 10,5 \text{ МВт}. \quad (2.11)$$

3) $K_{\text{зг}}$ - Коэффициент заполнения графика, который показывает степень неравномерности графика работы установки:

$$K_{\text{зг}} = \frac{P_{\text{срс}}}{P_{\text{max}}}, \quad (2.12)$$

где P_{max} – максимальная нагрузка подстанции, указанная в задании, МВт

$$K_{\text{зг}} = \frac{10,5}{16,8} = 0,63. \quad (2.13)$$

Определяем продолжительность ступеней годового графика нагрузки:

$$W_{\text{г}} = \sum_{i=0}^n P_i \cdot T_i, \quad (2.14)$$

					<i>КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

где $T_i = t_{iz} \cdot n_z + t_{il} \cdot n_l$;

t_{iz}, t_{il} – продолжительности ступеней на зимнем и летнем графиках нагрузок, час;

n_z, n_l – количество зимних (200) и летних (165) суток в году

Располагаем ступени графика в порядке убывания:

$$100\% = 6 \cdot 365 = 2190 \quad (2.15)$$

$$80\% = 5 \cdot 365 = 1825 \quad (2.16)$$

$$60\% = 3 \cdot 365 = 1095 \quad (2.17)$$

$$40\% = 2 \cdot 365 = 730 \quad (2.18)$$

$$30\% = 8 \cdot 365 = 2920 \quad (2.19)$$

Исходя из формул (2.15)-(2.21) находим годовое потребление электроэнергии W_Γ , МВт·ч:

$$\begin{aligned} W_\Gamma &= 16,8 \cdot 1200 + 13,44 \cdot 1000 + 10,08 \cdot 600 + 6,72 \cdot 400 + 5,04 \cdot 1600 \\ &= 50400 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \end{aligned} \quad (2.20)$$

Продолжительность использования максимальной нагрузки, T_{max} , час:

$$T_{max} = \frac{W_\Gamma}{P_{max}}, \quad (2.23)$$

$$T_{max} = \frac{50400}{16,8} = 3000 \text{ час}.$$

На основе суточных графиков строим годовой график нагрузки по продолжительности для заданной промышленности, который показывает длительность работы подстанции в течение года с различными нагрузками. По оси ординат откладываем нагрузки в соответствующем масштабе, по оси абсцисс – часы года от 0 до 8760. Нагрузки на графике располагают в порядке их убывания от P_{max} до P_{min} (рисунок 2.2).

2190, 1825, 1095, 730, 2920

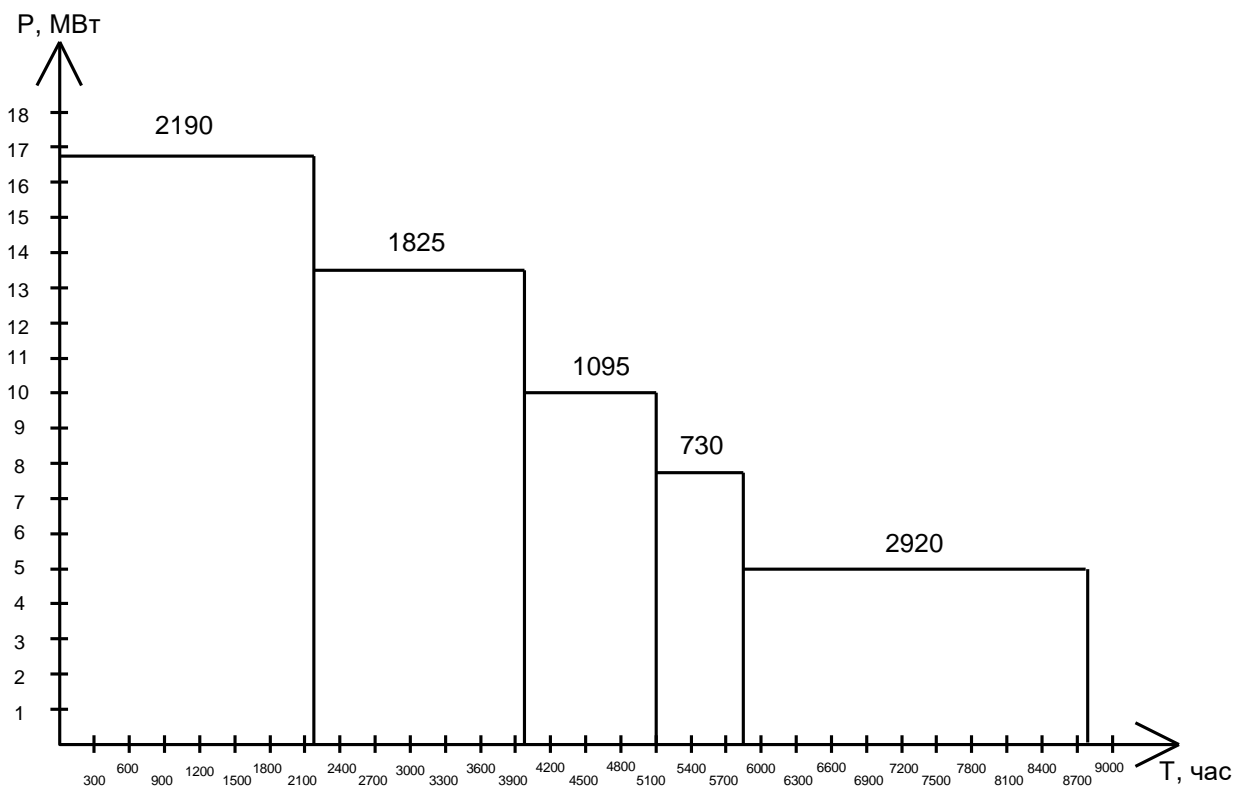


Рисунок 2.2 - Годовой график по продолжительности нагрузки

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ

Лист

10

3. Выбор типа, числа и мощности трансформатора

Силовые трансформаторы, установленные на подстанциях, предназначены для преобразования электроэнергии с одного напряжения на другое. Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12 - 15% ниже, а расход активных элементов и стоимость на 20-25% меньше, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности.

По количеству обмоток выбираем двухобмоточные трансформаторы, т.к. по заданию напряжение высшей стороны равно 35 кВ, низшей – 6 кВ.

Число трансформаторов на подстанции определяется категорией потребителя. Учитывая наличие потребителей первой категории, следует принять два трансформатора на подстанции.

Мощность трансформатора на подстанции определяется:

$$S_{\text{ном}} = (0,65 \dots 0,7)S'_{\text{max}} \quad (3.1)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;
 S'_{max} – максимальная нагрузка подстанции.

$$S'_{\text{max}} = \sqrt{P_{\text{max}}^2 + (Q_{\text{max}} - Q_{\text{ку}})^2}, \quad (3.2)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность;
 Q_{max} – максимальная реактивная мощность подстанции;
 $Q_{\text{ку}}$ – мощность компенсирующих устройств.

$$Q_{\text{max}} = P_{\text{max}} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.2)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2}}{\cos \varphi} = \frac{\sqrt{1 - 0,81}}{0,9} = 0,48,$$

$$Q_{\text{max}} = 16,8 \cdot 0,48 = 8,06 \text{ МВАр}. \quad (3.4)$$

Определим мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{эс}}, \quad (3.5)$$

где $Q_{\text{эс}}$ – реактивная мощность, которая может быть выдана энергосистемой в сеть:

$$Q_{\text{эс}} = P_{\text{max}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_6, \quad (3.6)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_6$ – базовое значение. Базовое значение $\operatorname{tg} \varphi_6 = 0,4$ при питании ПС на $U = 220 - 230$ кВ; $\operatorname{tg} \varphi_6 = 0,3$ при питании ПС на $U = 110 - 150$ кВ; $\operatorname{tg} \varphi_6 = 0,25$ при питании ПС на $U = 35$ кВ

					<i>КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

$$Q_{эс} = 16,8 \cdot 0,3 = 5,04 \text{ МВАр.} \quad (3.7)$$

Полученное значение подставляем в формулу (3.5):

$$Q_{ку} = 8,06 - 5,04 = 3,02 \text{ МВАр.} \quad (3.8)$$

Зная величины значений Q_{max} , $Q_{ку}$, P_{max} , найдём максимальную нагрузку подстанции:

$$S'_{max} = \sqrt{16,8^2 + (8,06 - 3,02)^2} = 17,54 \text{ МВА.} \quad (3.9)$$

Определим ориентировочную номинальную мощность трансформатора:

$$S_{ном} = 0,7 \cdot S'_{max}, \quad (3.10)$$

$$S_{ном} = 0,7 \cdot 17,54 = 12,23 \text{ МВА.}$$

где $S_{ном}$ – расчётная номинальную мощность трансформатора;

S'_{max} – максимальная нагрузка подстанции с учетом компенсирующих устройств.

Выберем по табл.5.18 справочника [1] два двухобмоточных трансформатора ТДН-10000/110 и проверим коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S'_{max}}{n \cdot S_{ном}}, \quad (3.11)$$

где $S_{ном}$ – ориентировочная номинальную мощность трансформатора;

S'_{max} – максимальная нагрузка подстанции с учетом компенсирующих устройств;

n - число трансформаторов на подстанции.

Наивыгоднейшая загрузка цеховых трансформаторов зависит от категории питаемых электроприемников, числа трансформаторов и способа резервирования. Согласно п.7.20 [17] рекомендуется применять следующие коэффициенты загрузки трансформаторов:

а) При преобладании нагрузок второй категории при двухтрансформаторных подстанциях $K_3 =$ от 0,65 до 0,7.

б) При преобладании нагрузок второй категории при двухтрансформаторных подстанциях и взаимном резервировании на вторичном напряжении $K_3 = 0,7$ до 0,8.

в) При преобладании нагрузок второй категории при наличии централизованного (складского) резерва трансформаторов, а также при нагрузках 3-й категории при однотрансформаторных подстанциях $K_3 =$ от 0,9 до 0,95.

Коэффициенты загрузки в первых двух случаях (а и б) установлены, исходя из необходимости взаимного резервирования при выходе из работы одного из

					<i>КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

трансформаторов и с учетом допустимой перегрузки трансформатора, оставшегося в работе.

$$K_3 = \frac{17,54}{2 \cdot 10} = 0,88.$$

Данное выражение соответствует экономической загрузке трансформаторов. Из этого следует, систематическая нагрузка трансформаторов меньше их номинальной мощности ($S'_{max} < 2 \cdot S_{ном}$), поэтому выбранные трансформаторы проверяем только на аварийную перегрузку (в работе остается только один трансформатор):

$$S_{ном} \cdot k_2 \geq S'_{max} \cdot 0,5 \quad (3.12)$$

где $k_2=1,44$ – коэффициент аварийной перегрузки при отключении одного из трансформаторов во время аварии;

0,5 – коэффициент электропотребителей III категории.

Двухтрансформаторные подстанции применяются при преобладании электроприемников I и II категорий. При этом мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного, другой трансформатор с учетом допустимой перегрузки принял бы на себя нагрузку всех потребителей (в этой ситуации можно временно отключить электроприемники III категории). Такие подстанции желательны и независимо от категории потребителей при наличии неравномерного суточного или годового графика нагрузки.

$$10 \cdot 1,4 = 14,44 \geq 8,77 \quad (3.13)$$

Условие проверки выполняется, выбранный мною трансформатор по перегрузочной способности проходит. Следовательно, оставшийся в работе трансформатор сможет обеспечить потребителей первой и второй категории.

Все данные заносим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1- Параметры трансформатора ТДН-10000/110

Параметры	Каталожные данные
1	2
Марка трансформатора	ТДН-10000/110
Номинальная мощность $S_{ном}$, кВА	10000
Напряжение ВН $U_{ном\ вн}$, кВ	115
Напряжение НН $U_{ном\ нн}$, кВ	11
Потери при коротком замыкании $\Delta P_{кз}$, кВт	60
Потери мощности холостого хода ΔP_{xx} , кВт	14

Ток холостого хода I_{xx} , %	0,7
Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, %	10

4 Расчёт токов короткого замыкания и определение теплового импульса

Коротким замыканием (КЗ) называется нарушение нормальной работы электрической установки, вызванное замыканием фаз между собой, а также замыканием фаз на землю в сетях с глухозаземленными нейтралями.

Для выбора электрооборудования, аппаратов, шин, кабелей, токоограничивающих реакторов необходимо знать токи КЗ. При этом достаточно уметь определять ток трехфазного КЗ в месте повреждения, а в некоторых случаях – распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к этому месту.

На основании электрической схемы соединения составляем схему замещения, которая составляется на основании расчётной схемы установки. Таким образом, мы должны иметь один источник питания одно сопротивление. Расчётная схема и схема замещения транзитной подстанции изображена на рисунках (4.1,4.2)

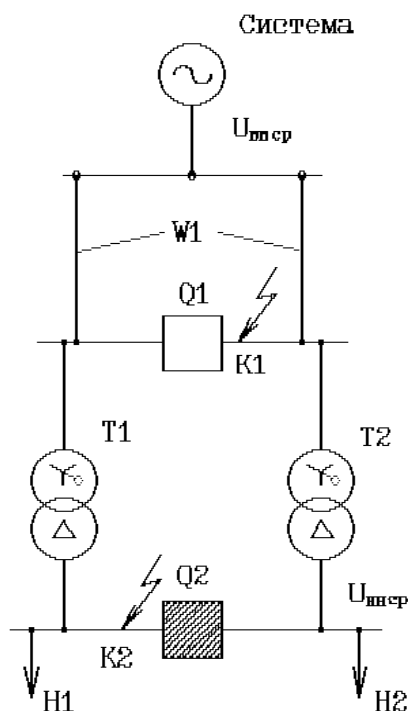


Рисунок 4.1 – Расчётная схема для тупиковой подстанции

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

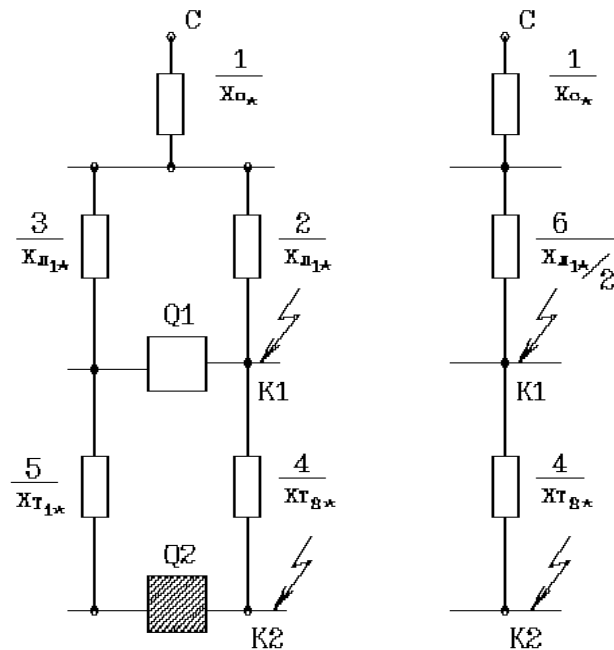


Рисунок 4.2 – Схема замещения для тупиковой подстанции

Параметры системы:

Номинальное базисное напряжение $U_6 = 115$ кВ ;

Базисная мощность $S_6 = 100$ МВА; $X_{c*} = 0,7$, $I_x'' = 1,47$

Ударный коэффициент $k_{уд} = 1,8$;

Напряжение высокой стороны $U_{ВН} = 110$ кВ ;

Напряжение низкой стороны $U_{НН} = 10$ кВ;

Предварительно принимают базисную мощность S_6 (100 или 1000 МВА). За базисное напряжение принимают среднее номинальное напряжение ($U_6 = U_{cp}$) той ступени, на которой предполагается короткое замыкание, согласно следующей шкале: 6,3; 10,5; 37; 115; 154; 230; 340; 515; 770 кВ. Таким образом, для каждой точки короткого замыкания будут свои базисные напряжения U_6 и токи I_6 .

Зная базисную мощность и базисное напряжение, можно найти базисный ток для каждой точки КЗ по формуле 4.1

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{100}{1,74 \cdot 115} = 0,5 \text{ кА.} \quad (4.1)$$

Определим сопротивление энергосистемы x_c зная, что $X_{c*} = 0,7$:

$$x_{c110} = X_{c*} \cdot \frac{U_6^2}{S_6} = 0,7 \cdot \frac{115^2}{100} = 92,58 \text{ Ом,} \quad (4.2)$$

$$x_{c10} = X_{c*} \cdot \frac{U_6^2}{S_6} = 0,7 \cdot \frac{10,5^2}{100} = 0,77 \text{ Ом.} \quad (4.3)$$

Для определения сопротивления питающей воздушной линии – 110 кВ, необходимо узнать её сечение. Согласно [12] Сечение F , мм² питающей линии выбираем по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_{\text{раб}}}{j_э}, \quad (4.4)$$

где $I_{\text{раб}}$ – рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции, А;

$j_э$ – экономическая плотность тока, определяемая материалом проводника, конструкцией сети, числом часов использования максимальной нагрузки (согласно формуле 2.23) $T_{\text{max}} = 4733$ ч. Из таблицы 1.3.36 [16] определяется $j_э$ – экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов $j_э = 1,1$ А/мм².

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{max}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (4.5)$$

где S_{max} – максимальная мощность подстанции, кВА;

n – количество цепей;

$U_{\text{ВН}}$ – напряжение подстанции с высокой стороны, кВ.

$$I_{\text{раб}} = \frac{17540}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 46 \text{ А}, \quad (4.6)$$

$$F_э = \frac{46}{1,1} = 41,8 \text{ мм}^2. \quad (4.7)$$

Выбираем провод марки АС сечением 70 мм²: АС-70/11. $I_{\text{дл. доп}}$ для провода марки АС-70 составляет 265 А. (таблица 3.15 [1]).

Выбранное сечение необходимо проверить по нагреву в аварийном режиме, когда одна из цепей отключена:

$$I_{\text{дл. доп}} \geq I_{\text{ав}}, \quad (4.8)$$

где $I_{\text{дл. доп}}$ – длительно допустимый ток для выбранного сечения линии, А;

$I_{\text{ав}}$ – аварийный ток, А.

Аварийный ток определяется по формуле:

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (4.9)$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{17540}{\sqrt{3} \cdot 110} = 92,06 \text{ А},$$

$$265 \text{ А} \geq 92,06 \text{ А}.$$

					КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Условие проверки выполняется, следовательно, выбранный провод по длительно допустимому току проходит.

Многопроволочные провода напряжением 35 кВ и выше, выбранные по экономической плотности тока и проверенные по нагреву в аварийном режиме, дополнительно должны быть проверены на коронирование, поскольку на подстанции расстояние между проводами значительно меньше, чем на линии.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, $E_{0кр}$, кВ/см:

$$E_{0кр} = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (4.10)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 – радиус провода, см (таблица 7.35 [2]).

$$E_{0кр} = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,37 \text{ кВ/см}. \quad (4.11)$$

Напряженность электрического поля E около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \left(\frac{D_{ср}}{r_0} \right)}. \quad (4.12)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

При горизонтальном расположении фаз $D_{ср} = 1,26 D$ (D – расстояние между соседними фазами как показано на рисунке 4.3).

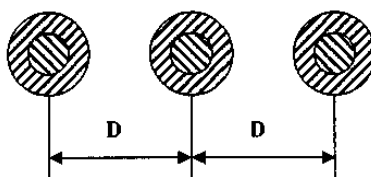


Рисунок 4.3 – Расположение проводов в питающей линии

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{0,76 \cdot \lg \left(\frac{1,26 \cdot 500}{0,76} \right)} = 5,59 \text{ кВ/см}. \quad (4.13)$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе примерно на 7 % больше величины, определенной по формуле. Провода

не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля E_{max} у поверхности любого провода не более $0,9 E_{окр}$, то есть должно выполняться условие:

$$E_{max} = 1,07 \cdot E < 0,9 \cdot E_{окр}, \quad (4.14)$$

$$E_{max} = 1,07 \cdot 5,59 = 5,98 \text{ кВ/см}, \quad (4.15)$$

$$0,9 \cdot 33,37 = 30,03 \text{ кВ/см}, \quad (4.16)$$

$$5,98 < 30,03. \quad (4.17)$$

Условие выполняется, следовательно, выбранный провод АС-70/11 по условию возникновения короны проходит.

После определения провода АС-70/11 необходимо найти активное и индуктивное сопротивление данной линии по формулам (4.17, 4.18):

$$x_{вл} = x_0 \cdot L, \quad (4.18)$$

$$r_{вл} = r_0 \cdot L. \quad (4.19)$$

где x_0 и r_0 – справочные данные [1] таблица 3.8;

L – длина линии, км. Так как в задании к курсовому проекту по дисциплине «Электрические станции и подстанции» отсутствует данный параметр, то примем условно предварительную длину 10 км. Получаем

$$x_{вл} = x_0 \cdot L = 0,414 \cdot 10 = 4,14 \text{ Ом}, \quad (4.20)$$

$$r_{вл} = r_0 \cdot L = 0,244 \cdot 10 = 2,44 \text{ Ом}. \quad (4.21)$$

Найдём активное r_T , реактивное x_T сопротивление, а также активную G_T и реактивную B_T проводимость трансформатора ПС ТДНС-16000/35. Параметры принимаем согласно таблице 3.1.

$$x_T = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{HT}}, \quad (4.22)$$

$$x_T = \frac{10}{100} \cdot \frac{115^2 \cdot 10^3}{10 \cdot 10^6} = 1,32 \text{ Ом}, \quad (4.23)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_6^2}{S_{HT}^2}, \quad (4.24)$$

$$r_T = \frac{60 \cdot 10^3 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{10^2 \cdot 10^{12}} = 0,01 \text{ Ом}. \quad (4.25)$$

					<i>КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$G_T = \frac{\Delta P_{xx}}{U_{ВНОМ}^2} = \frac{14 \cdot 10^3}{115^2 \cdot 10^6} = 1,01 \cdot 10^{-6} \text{ См}, \quad (4.26)$$

$$B_T = \frac{I_{xx}}{100} \cdot \frac{S_{НТ}}{U_{ВНОМ}^2} = \frac{0,7 \cdot 10 \cdot 10^6}{100 \cdot 115^2 \cdot 10^6} = 5,29 \cdot 10^{-6} \text{ См}, \quad (4.27)$$

4.1 Расчёт токов КЗ в точке К₁

Определяем величину тока $I_{КЗ}$ в точке К₁:

$$X_{K1} = 92,58 + 4,14 = 96,72 \text{ Ом}, \quad (4.28)$$

$$R_{K1} = 2,44 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

где X_{K1} и R_{K1} – индуктивное и активное результирующее сопротивление схемы.

$$Z_{K1} = \sqrt{X_{K1}^2 + R_{K1}^2} = \sqrt{96,72^2 + 2,44^2} = 96,75 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{U_i}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}}, \quad (4.31)$$

где $I_{k1}^{(3)}$ – начальное значение периодической составляющей тока в точке К₁ при трёхфазном КЗ.

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 96,75} = 0,66 \text{ кА}. \quad (4.32)$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей определяется по формуле:

$$T_a = \frac{X_{k1}}{\omega \cdot R_{k1}}, \quad (4.33)$$

где ω – угловая частота $\omega = 2\pi f = 314,16$, рад/с.

$$T_a = \frac{96,72}{314,16 \cdot 2,44} = 0,13. \quad (4.34)$$

Определяется величина ударного коэффициента, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a .

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (4.35)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей.

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0.01}{0.13}} = 1,57 \quad (4.36)$$

Для проверки шин и аппаратов на динамическую стойкость определяют ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к1}^{(3)}, \quad (4.37)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,57 \cdot 0,66 = 1,47 \text{ кА}, \quad (4.38)$$

Для проверки выключателей по отключающей способности находят значения периодической $I_{п\tau}$ и аperiodической $i_{a,\tau}$ слагающей тока КЗ для момента размыкания контактов выключателя.

Определим время разведения контактов выключателя:

$$\tau = 0,01 + t_{с.в}, \quad (4.39)$$

где $t_{с.в} = 0,04$ сек – собственное время отключения выключателя, принимаемое по каталожным данным.

$$\tau = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ сек}, \quad (4.40)$$

Найдём аperiodическую составляющую тока КЗ в момент разведения контактов выключателя:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}. \quad (4.41)$$

Из формулы (4.41) получаем:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 0,66 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,018}} = 0,06 \text{ кА}. \quad (4.42)$$

Для проверки проводников на термическую стойкость при КЗ пользуются понятием теплового импульса B_k , характеризующего количество теплоты, выделившейся в проводнике (иногда его называют импульсом квадратичного тока КЗ).

Определение теплового импульса:

$$B_k = I_{n\tau}^2 \cdot (\tau + T_a), \quad (4.43)$$

где $I_{n\tau}$ – значение периодической составляющей тока КЗ при $t = \tau$; подставляем значение из формулы 4.32

					КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

τ – расчетное время;

T_a – постоянная времени цепи КЗ, определяемая по формуле 4.34.

Расчетное время определяется по формуле:

$$\tau = t_{pz} + t_b + T_a + n \cdot \Delta t, \quad (4.44)$$

где t_{pz} – время срабатывания релейной защиты $t_{pz} =$ от 0,01 до 0,02 сек;

t_b – действительное время срабатывания выключателя, сек;

T_a – постоянная времени цепи КЗ учитывает, что тепловое действие начинается не в момент времени $t = 0$, $T_a = 0,05$ сек;

n – количество ступеней селективности;

Δt – продолжительность ступени селективности (от 0,3 до 0,5 с).

Будем считать, что у нас стоят быстродействующие выключатели, и их время срабатывания меньше 0,1 сек. Примем для расчета время срабатывания выключателя равным $t_b = 0,1$ сек.

Определение теплового импульса:

$$W_k = 0,66^2 \cdot (0,02 + 0,1 + 0,05 + 3 \cdot 0,3 + 0,018) = 0,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (4.45)$$

Расчет теплового импульса и тока КЗ в точке K_2 выполняется аналогично. Результаты расчетов приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Расчет токов КЗ в точке K_1 и K_2

Точка	U, кВ	X_{Σ} , Ом	R_{Σ} , Ом	Z_{Σ} , Ом	$I^{(3)}_{кз}$, кА	T_a	$K_{уд}$	$i_{уд}$, кА	τ , с	$t_{кз}$, с	W_k , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	110	96,72	2,44	96,75	0,66	0,018	1,57	1,47	1,07	1,37	0,47
2	10	6,98	1,45	12,03	1,71	0,014	1,49	3,59	1,32	0,17	3,89

4.2 Определение времени КЗ

Определим время КЗ для отходящей линии $t_{кз(линии)}$ на стороне НН:

$$t_{кз(линии)} = t_{pz} + t_b + T_a. \quad (4.46)$$

$$t_{кз(линии)} = 0,02 + 0,1 + 0,05 = 0,17 \text{ сек}. \quad (4.47)$$

Определим время КЗ для секционного выключателя $t_{кз(СВ)}$ на стороне НН:

$$t_{\text{КЗ(СВ)}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{в}} + T_{\text{А}} + \Delta t. \quad (4.48)$$

где Δt - время ступени селективности, добавляется, чтобы СВ не сработал раньше выключателя линии, $\Delta t = 0,3$ сек.

$$t_{\text{КЗ(СВ)}} = 0,02 + 0,1 + 0,05 + 0,3 = 0,47 \text{ сек.} \quad (4.49)$$

Определим время КЗ для выключателя ячейки ввода $t_{\text{КЗ(я.в.)}}$ на стороне НН:

$$t_{\text{КЗ(я.в.)}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{в}} + T_{\text{А}} + 2 \cdot \Delta t = 0,02 + 0,1 + 0,05 + 2 \cdot 0,3 = 0,77 \text{ сек.} \quad (4.50)$$

Определим время КЗ для вводного выключателя $t_{\text{КЗ(вв.ВН)}}$ на стороне ВН:

$$t_{\text{КЗ(вв.ВН)}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{в}} + T_{\text{А}} + 3 \cdot \Delta t = 0,02 + 0,1 + 0,05 + 3 \cdot 0,3 = 1,07 \text{ сек.} \quad (4.51)$$

Определим действительного времени КЗ на ВН

$$t_{\text{КЗ(вв)}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{в}} + T_{\text{А}} + 4 \cdot \Delta t = 0,02 + 0,1 + 0,05 + 4 \cdot 0,3 = 1,37 \text{ сек.} \quad (4.52)$$

4.3 Определение теплового импульса

Определение теплового импульса:

а) для отходящей линии НН:

$$W_{\text{к(линии)}} = 0,47^2 \cdot 0,17 = 0,04 \text{ кА}^2\text{с.} \quad (4.53)$$

б) для включённого СВ стороны НН:

$$W_{\text{к(СВ)}} = 0,47^2 \cdot 0,47 = 0,1 \text{ кА}^2\text{с.} \quad (4.54)$$

в) для выключателя ячейки ввода НН:

$$W_{\text{к(я.в.)}} = 0,47^2 \cdot 0,77 = 0,17 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (4.55)$$

г) для вводного выключателя на стороне ВН:

$$W_{\text{к(вв ВН)}} = 0,47^2 \cdot 1,07 = 0,24 \text{ кА}^2\text{с.} \quad (4.56)$$

д) тепловой импульс для стороны ВН:

$$W_{\text{к(ВН)}} = 0,47^2 \cdot 1,37 = 0,3 \text{ кА}^2\text{с.} \quad (4.57)$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Расчётные данные теплового импульса

Наименование	$t_{к.з.}, с$	$В_{к.}, кА^2с$
Отходящая линия	0,17	0,0,4
Секционный выключатель	0,47	0,1
Ячейка ввода	0,77	0,17
Выключатель ВН	1,07	0,24
Тепловой импульс для стороны ВН	1,37	0,3

4.4 Меры и средства ограничения токов короткого замыкания

В течение последних десятилетий токи КЗ в электрических системах сильно увеличиваются вследствие увеличения мощности станции и развития сетей. Применение электрооборудования и кабелей, рассчитанных на большие токи КЗ, приводит к значительному увеличению затрат на сооружение электроустановок и их сетей. В некоторых случаях токи КЗ могут быть настолько велики, что вообще невозможным выбор электрооборудования и кабелей, устойчивых при КЗ.

Поэтому в электроустановках применяют искусственные меры ограничения токов КЗ чем обеспечивается возможность применения более дешевого электрооборудования.

В общем случае ограничение токов КЗ достигается увеличением сопротивления цепи КЗ. Для этого используют:

1. Раздельную работу понижающих трансформаторов и линий питающей сети;
2. Применение трансформаторов с расщепленными обмотками;
3. Включение последовательно в 3 фазы сопротивлений – активных или индуктивных (реакторов);
4. Применение системы с эффективно заземленной нейтралью в установках 35 кВ для ограничения токов однофазного КЗ

Для этой цели часть нейтралей трансформаторов разземляют. В нейтралях трансформаторов предусматривается аппарат – заземлитель нейтрали ЗОН (рисунок 4.2), который может включаться и отключаться обслуживающим персоналом по команде центрального диспетчера.

В приведенной схеме предусматривается также установка разрядника, который в режиме разземления нейтрали защищает ее как от коммутационных, так и от атмосферных перенапряжений.

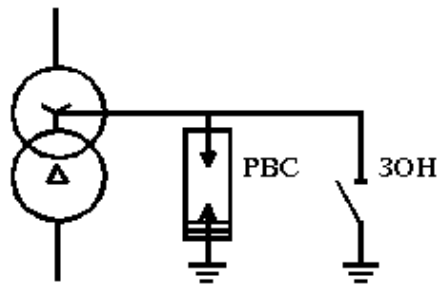


Рисунок 4.2 – Включение заземлителя нейтрали

5 Выбор и проверка оборудования на стороне 110 кВ подстанции

5.1 Высокочастотный заградитель

Заградитель представляет собой высокочастотный заградительный фильтр и состоит из силового реактора и элемента настройки. Реактор заградителя рассчитан на длительное прохождение по нему рабочего тока линии и кратковременное - токов короткого замыкания. Элемент настройки включается параллельно реактору и служит для того, чтобы повысить сопротивление заградителя на определенной частоте или полосе частот. ВЧЗ подвешивают на одноцепных, двухцепных гирляндах на траверсах порталов либо устанавливают на колонке конденсатора связи или шинной опоре. Согласно справочным материалам [2] таблице 5.19 (Заградители высокочастотные) выбираем ВЗ-630-0,5У1. Данный ВЧЗ соответствует условиям проверки.

Принимаем ВЗ-630-0,5У1 в количестве 2 шт.

Таблица 5.1 - Параметры ВЧЗ

Тип ВЧЗ	I ном., А	I терм., кА	I дин., кА	U ном., кВ	Диапазон частот заграждения, кГц, в комплекте с элементами настройки	Индуктивность реактора, Гн
ВЗ-630-0,5	630	16	41	110	100-200	0,5

5.2 Питающая линия

Сечение F, мм² питающей линии выбрано в разделе 4 – принимаем АС-70/11

5.3 Выбор подвесных изоляторов

5.3.1 Выбор подвесных изоляторов.

Согласно [3] и [7] подвесные изоляторы выбирают:

– по номинальному напряжению: $U_{уст} \leq U_{ном}$;

– по допустимой нагрузке: $F_{расч} \leq F_{доп}$.

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

Выбираем изоляторы типа ПС-70Е. На механическую прочность изоляторы на стороне ВН не проверяют, так как расстояние между фазами принимается большим и при выборе количества изоляторов в гирлянде механические нагрузки уже учтены.

					<i>КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

5.3.2 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы предназначены для крепления шинпроводов, деталей аппаратов и изолирования их от заземленных конструкций и между собой. Выбор на стороне 35 кВ не производим ввиду того, что опорные изоляторы в комплекте с силовым и коммутационным оборудованием поставляется с завода изготовителя.

5.3.3 Выбор проходных изоляторов

Проходные изоляторы и вводы используются там, где токоведущие части проходят через стены, перекрытия зданий, ограждения электроустановок или вводятся внутрь металлических корпусов оборудования. Выбор проходных изоляторов по высокой стороне не производим, так как номинальное напряжение данных изоляторов составляет 6; 10, 20, 24, 35 кВ.

5.4 Выбор и проверка высоковольтного выключателя

Выключатели выше 1000 В, предназначенные для включения и отключения электрических цепей высокого напряжения под нагрузкой, а также для отключения их при КЗ должны обладать достаточной отключающей способностью, возможно меньшим временем действия, высокой надежностью в работе. Они должны быть взрыво- и пожаробезопасны, просты по конструкции и удобны в эксплуатации, размеры, вес и стоимость их должны быть минимальными.

Наиболее распространенными и наиболее разнообразными по конструктивному выполнению являются элегазовые выключатели.

Выбор выключателей производится [3]:

1) по напряжению установки:

$$U_{с ном} \leq U_{ном} , \quad (5.1)$$

$$U_{с ном} = U_{ном} = 110 \text{ кВ} , \quad (5.2)$$

где $U_{с ном}$ - номинальное напряжение установки;

2) роду тока и его величине:

$$I_{ном} \geq I_{расч} . \quad (5.3)$$

3) конструктивному исполнению;

4) коммутационной способности:

$$I_{пт} \approx I_{п0} \leq I_{откл.ном} , \quad (5.4)$$

где $I_{откл.ном}$ – ток предельной коммутационной способности;

$I_{пт}$ – ток КЗ в момент расхождения контактов (если в расчёте отсутствуют, то принимают $I_{пт} \approx I_{п0}$);

					<i>КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5) включаемому току:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (5.5)$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ;

$i_{\text{вкл}}$ – амплитудное значение номинального тока включения.

б) на термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k, \quad (5.6)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости автомата (если не задан, то принимают

$I_{\text{тер}} = I_{\text{отк.ном}}$);

$t_{\text{тер}}$ – время термической стойкости, можно принять равным 3 с;

По справочнику выбираем элегазовый баковый выключатель типа ВЭБ-110-630 УХЛ1. Выключатель имеет пружинный привод типа ППрК. Выключатель снабжен трансформаторами тока типа ТВГ-УЭТМ-110 для подключения измерительных приборов и цепей релейной защиты. Все данные выбора и проверки выключателя сводим в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Табличные и расчётные данные выключателя

Условия выбора	Данные выключателя	Расчётные данные сети
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110	110
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	630	36,71
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.с}}$	12,5	1,47
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$	25	1,47
$B_k \leq I_{\text{пр.т}}^2 t_{\text{т}}$	2000	0,47

5.5 Выбор разъединителей

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

Выбор разъединителей производится: по напряжению установки, по току (формулы 5.1, 5.3), по конструкции и роду установки. Их проверяют по электродинамической и термической стойкости (формула 5.5, 5.6). При проверке по электродинамической стойкости ударный ток, $i_{\text{уд}}$, определяется:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{по}^{(n)}, \quad (5.7)$$

где $I_{по}^{(n)}$ – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания для расчетного вида КЗ.

При проверке на термическую стойкость тепловой импульс V_k определяется по выражению (4.43).

Согласно техническому каталогу выбираем разъединитель: РНДЗ –2 – 110/630 УХЛ1. Р-разъединитель, Н-наружной установки, Д-двухколонковый, 3-наличие заземляющих ножей 2 - Условное обозначение количества и расположения заземляющих ножей, тип привода - ручной. Все данные разъединителя сводим в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Табличные и расчётные данные разъединителя

Уном кВ	Ином, А	Ток термической стойкости, кА	Время термической стойкости, сек.	Ток динамической стойкости, кА	Марка привода основных ножей	Марка привода заземляющих ножей	Тип установленных опорных изоляторов
110	630	31,5	4	31,5	ПР-Т1	ПРН-110У1	С4-450-2

Сравнивая расчётные и табличные данные, делаем вывод, что выбранный разъединитель и выключатель условиям выбора и проверки удовлетворяет.

5.6 Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН)

ОПН предназначены для защиты электрооборудования и изоляции от атмосферных и внутренних перенапряжений. В сетях, работающих с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостного тока замыкания на землю, и допускающих неограниченно длительное существование однофазного замыкания на землю, наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН ($U_{нр}$) выбирается не меньшим, чем рабочее напряжение электрооборудования для данного класса напряжения. В соответствии с рекомендациями ПУЭ, ОПН устанавливается не далее 10 метров от трансформатора.

Таблица 5.3 – Данные по выбору ОПН 35 кВ

Класс напряжения ПС, кВ	Присоединение	Фаза	Полный тип ОПН	U _{ном} ОПН, кВ
1	2	3	4	5
110/35	1 Сек.ш-110	A	ОПН-110/80-10(II) УХЛ1	110
110/35		B	ОПН-110/80-10(II) УХЛ1	110
110/35		C	ОПН-110/80-10(II) УХЛ1	110
1	2	3	4	5
110/35	ЗОН-110 1Т	N	ОПНп-110/680/56-10-IV УХЛ1	N
110/35	2 Сек.ш-110	A	ОПН-110/80-10(II) УХЛ1	110
110/35		B	ОПН-110/80-10(II) УХЛ1	110
110/35		C	ОПН-110/80-10(II) УХЛ1	110
110/35	ЗОН-110 1Т	N	ОПНп-110/680/56-10-IV УХЛ1	N

5.7 Выбор аппаратов в нейтрали трансформаторов

В установках 110 кВ в нейтрали трансформатора предусматривается заземлитель нейтрали ЗОН - 110М - IУ1, который выбирается по тем же показателям, что и разъединитель.

Все данные выбранного заземлителя нейтрали сведём в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 - Данные заземлителя ЗОН

Тип	Тип привода	U _н , кВ	U _{max.раб} , кВ	I _{ном} , А
ЗОН-110М-IУ1	ПРН - 1 IУ1	110	126	400

5.8 Выбор трансформатора тока

На подстанциях, выполненных по упрощенным схемам без сборных шин на высокой стороне, не предусматривается установка контрольно-измерительных приборов на стороне высокого напряжения, поэтому нет необходимости в трансформаторах напряжения и тока, за исключением трансформаторов тока, встроенных во вводы силовых. Такие трансформаторы тока (ТВТ или ТВД) идут в комплекте с основным аппаратом и предназначены лишь для цепей релейной защиты. Выбор их сводится к выбору тока первичной обмотки, ближайшего к расчетному току:

$$I_{1\text{ном}} \geq I_{\text{расч}} , \quad (5.8)$$

где $I_{1\text{ном}}$ – номинальный ток первичной обмотки встроенного трансформатора тока;

$I_{\text{расч}}$ – расчетный ток в цепи силового трансформатора, А.

В моём случае выбор ТТ не произвожу в виду того, что выключатель ВЭБ-110 снабжен трансформатором тока типа ТВГ-УЭТМ-110

					<i>КФ ОГЧ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>30</i>

6 Выбор аппаратов на стороне низкого напряжения

6.1 Выбор и проверка шинного моста

Шинный мост – это соединение трансформатора с РУ НН. В качестве шинного моста могут использоваться как гибкие, так и жесткие шины, а также комплектные токопроводы. Для лучшей теплоотдачи и удобства эксплуатации шины окрашиваются: при переменном токе: фаза А - в желтый, фаза В - в зеленый и фаза С - в красный цвет; при постоянном токе положительная шина окрашивается в красный, отрицательная - в синий цвет.

Шинный мост проверяется:

- 1) экономическую плотности тока

$$F_э = \frac{I_{\text{раб}}}{j_э}, \quad (6.1)$$

где $I_{\text{раб}}$ – рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции, А
 $j_э$ – экономическая плотность тока, определяемая материалом проводника, конструкцией сети, числом часов использования максимальной нагрузки.

По значению $T_m = 4732,5$ ч. табл. 1.3.36 [16] определяется $j_э$
экономическая плотность тока для алюминиевых шин марки АДО. Принимается:
 $j_э = 1,1$ А/мм².

Рабочий ток шинного моста на стороне НН подстанции рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{max}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \quad (6.2)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{17540}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 506,3 \text{ А}, \quad (6.3)$$

$$F_э = \frac{506,3}{1,1} = 460,3 \text{ мм}^2. \quad (6.4)$$

- 2) проверяется по длительно допустимому току $I_{\text{дл.доп}} > I_{\text{ав}}$.

где $I_{\text{дл.доп}}$ – длительно допустимый ток для выбранного сечения, А;

$I_{\text{ав}}$ – аварийный ток, А.

Выбираем по таблице 7.2 [2] жесткие алюминиевые трёхполосные шины марки АДО с номинальными размерами: $h=8$ мм, $b=100$ мм, $g = 7,97$ см²

Согласно [2] (таблица 7.3), $I_{\text{дл.доп}} = 1625$ А;

Согласно [5] аварийный ток на стороне НН:

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \quad (6.5)$$

					КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{ав} = \frac{17540}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1012,7 \text{ А.} \quad (6.6)$$

Выбранное сечение необходимо проверить по нагреву в аварийном режиме, когда одна из цепей отключена:

$$I_{дл.доп} \geq I_{ав}, \quad (6.7)$$

$$1625 \geq 1012,7.$$

Выбранные шины проходят по длительно допустимому току.

3) проверка на электродинамическую стойкость:

Проверка шинного моста на изгиб. При механическом расчете однополюсных шин наибольшая сила (F), действующая на шину средней фазы, определяется при трехфазном КЗ по формуле:

$$F = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_y^{(3)2} \cdot \frac{l}{a}, \quad (6.8)$$

где i_y – ударный ток при трехфазном коротком замыкании, А;

l – согласно [6], длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м (l = от 1 до 1,5 м);

a – согласно [6] расстояние между фазами, м (a = от 0,6 до 0,8 м);

$$F = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot (1,71 \cdot 10^3)^2 \cdot \frac{1}{0,6} = 0,84 \text{ Н.} \quad (6.9)$$

Сила F создает изгибающий момент (M), Н·м, при расчете которого шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах:

$$M = \frac{F \cdot l^2}{10} = \frac{0,84 \cdot 1}{6} = 0,14 \text{ Н} \cdot \text{м.} \quad (6.10)$$

Напряжение в материале шин $\sigma_{расч}$, МПа, возникающие при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}, \quad (6.11)$$

где W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию силы, см³.

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6}, \quad (6.12)$$

$$W = \frac{8 \cdot 100^2}{6} = 0,11 \text{ см}^3, \quad (6.13)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{0,14}{0,11 \cdot 10^{-6}} = 1,31 \text{ МПа}. \quad (6.14)$$

Условие механической прочности согласно [2]:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}} \quad (6.15)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ - допустимое механическое напряжение в материале шин.
Согласно [2] для алюминия $\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$

$$1,31 \text{ МПа} \leq 40 \text{ МПа}.$$

Условие проверки на электродинамическую стойкость выполняется.

4) проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение, отвечающее термической стойкости:

$$g_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}, \quad (6.16)$$

где B_k - тепловой импульс;

c – постоянная для алюминиевых шин $c=91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$g_{\text{min}} = \frac{\sqrt{1,37 \cdot 10^6}}{91} = 1,28 \text{ см}^2, \quad (6.17)$$

$$g_{\text{min}} \leq g \quad (6.18)$$

$1,28 \text{ см}^2 \leq 5,97 \text{ см}^2$ - условие выполняется.

Шины окончательно принимаются к установке.

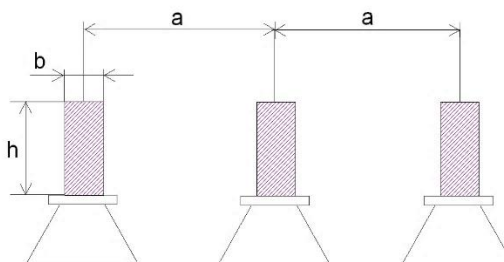


Рисунок 6.1– Расположение шин.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

6.2 Выбор и проверка сборных шин

В установках напряжением до 35 кВ включительно применяют сборные шины прямоугольного сечения, которые более экономичны, нежели круглые шины сплошного сечения. При одинаковой площади поперечного сечения прямоугольные шины лучше охлаждаются вследствие большей поверхности охлаждения.

Согласно [4] сечение сборных шин РУ всех напряжений по экономической плотности тока не выбираются в связи с неопределённостью в распределении рабочего тока, режима работы и трудоёмкости в определении экономического эффекта.

Принимаются к рассмотрению жесткие алюминиевые однополосные шины марки АДО с номинальными размерами: $h=8$ мм, $b=100$ мм, $g = 7,97$ см² (таблицы 7.2 и 7.3 [2]), $I_{\text{дл.доп}} = 1625$ А. Шины выбираются по допустимому току (6.7):

$$1625 \geq 1438 \text{ А} - \text{условие выполняется}$$

Выбранные шины аналогичны шинам шинного моста, и повторной проверки не требуют.

Шины окончательно принимаются к установке.

6.3 Выбор и проверка опорных изоляторов для внутренней установки

Принимаются к рассмотрению изолятор опорный стержневой цельнолитой полимерный (кремнийорганический) типа ОПК 8-10 $U_{\text{н}} = 10$ кВ, $F_{\text{разр}} = 8$ кН, $H = 190$ мм (таблица 5.7 [2]).

Опорные изоляторы выбираются по:

1. Напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (6.19)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ} .$$

Проверяются по:

1. Допустимой нагрузке:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (6.20)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{\text{уд}}^{(3)2} \cdot \frac{l}{a} \cdot K_h,$$

где K_h – поправочный коэффициент на высоту шины;

Если шина расположена на ребро, то K_h определяется:

					<i>КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

$$K_h = \frac{H}{H_{из}}, \quad (6.21)$$

где $H_{из}$ – высота изолятора;

H – определяется исходя из размеров изолятора (рисунок 6.2):

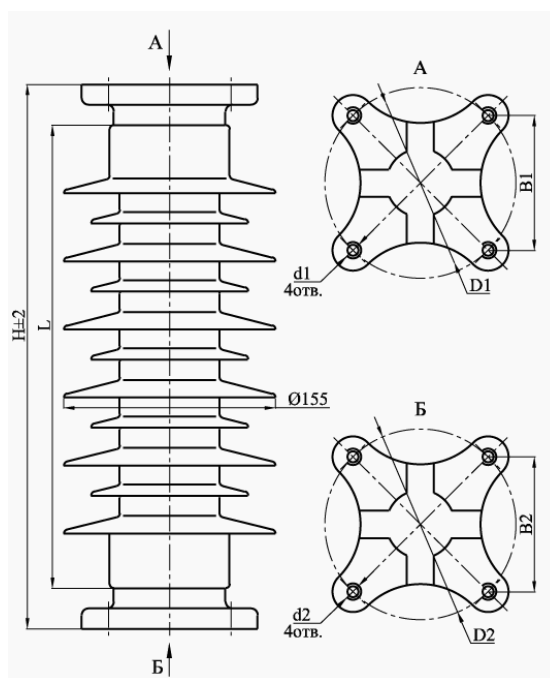


Рисунок 6.2 – К определению величины H

$$k_h = \frac{H_{из} + d + \frac{h}{2}}{H_{из}}, \quad (6.22)$$

$$k_h = 1,17, \quad (6.23)$$

$$F_{расч} = 125 \text{ Н}, \quad (6.24)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (6.25)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб, кН.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н}, \quad (6.26)$$

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (6.27)$$

$$125 \text{ Н} < 4800 \text{ Н}.$$

ОПК 8-10 окончательно принимаем к установке. Данные изолятора и расчётные данные отражены в таблицу 6.1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ

Лист

35

Таблица 6.1 - Табличные данные опорного изолятора.

ОПК 8-10	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$
$F_{\text{доп}} = 4800 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} = 125 \text{ Н}$

6.4 Выбор и проверка проходных изоляторов

Проходные изоляторы выбирают:

1. По напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (6.28)$$

где $U_{\text{уст}}$ – номинальное напряжение установки.

2. По номинальному току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}. \quad (6.29)$$

3. По допустимой нагрузке

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (6.30)$$

где $F_{\text{расч}}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятор

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10^{-7} \cdot i_{\text{уд}}^{(3)2} \frac{l}{a}, \quad (6.31)$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами, м;

a – расстояние между фазами, м;

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток.

Согласно условиям (6.28-6.31) выбираем

Сведения о выборе проходного изолятора сводятся в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 - Табличные данные проходного изолятора

ИП-10/2000-1,250 УХЛ1	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10$
$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} = 403,9 \text{ А}$
$F_{\text{разр}} = 1500 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} = 1438,2 \text{ Н}$

6.5 Выбор ячейки ввода

По справочнику [13] выбирается комплектное распределительное устройство серии К-104 6(10). Комплектное распределительное устройство серии К-104 6(10) кВ предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6(10) кВ. КРУ применяются в качестве распределительных устройств напряжением 6-10 кВ, электростанций, трансформаторных подстанций и распределительных пунктов. Ниже в таблицу 6.3 сведены все основные технические характеристики

Таблица 6.3 – Основные технические данные КРУ 6(10)-2000/31,5 серии К-104М

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6;10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2; 12,0
Номинальный ток сборных шин, А	2000
Номинальный ток главных цепей, А	2000
Номинальный ток отключения выключателей, ВВ/TEL, кА.	31,5
Номинальный ток термической стойкости (трехсекундная), кА	31,5
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей шкафов КРУ, кА	51
Тип трансформатора тока	ТЛК; ТЛО; ТОЛ
Тип трансформатора напряжения	НАМИ-10; НОЛП-НТЗ-6(10)
Тип трансформатора тока нулевой последовательности	ТЗЛМ
Тип трансформатора собственных нужд	ТСЗС
Тип ограничителя перенапряжения	ОПН-РТ-TEL
Тип предохранителя для трансформаторов напряжения	ПКН-001-10
Предохранители	ПКТ101-6(10) ПКТ102-6(10)
Вид обслуживания	двухстр.
Исполнение	для внутренней установки
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В	До 220
Габаритные размеры, мм	
ширина	750
глубина	1480
высота	2900
Масса, кг, не более	800
Срок службы, лет, не менее	25

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ

Лист

37

6.6 Выбор и проверка выключателя ячейки ввода

Выбор вакуумных выключателей производится аналогично выбору выключателей со стороны ВН.

Определим токи для ячейки ввода, секционной ячейки и ячейки отходящих линий:

Для ячейки ввода:

$$I_{\text{расч яв}} = \frac{S_{\text{ном}} \cdot K_2}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} \quad (6.32)$$

Для ячейки секционирования:

$$I_{\text{расч ся}} = \frac{S_{\text{ном}}}{2\sqrt{2} \cdot U_{\text{нн}}} \quad (6.33)$$

Для ячейки отходящих линий:

$$I_{\text{расч яол}} = \frac{S_{\text{ном}}}{n\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} \quad (6.34)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора,
 K_2 – коэффициент аварийной перегрузки,
 $S_{\text{мах}}$ – максимальная мощность потребителей на ПС,
 n – число отходящих линий НН,
Для ячейки ввода:

$$I_{\text{расч яв}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 578 \text{ А.}$$

Для ячейки секционирования:

$$I_{\text{расч яс}} = \frac{10000}{2 \cdot \sqrt{2} \cdot 10} = 353,6 \text{ А.}$$

Для ячейки отходящих линий:

$$I_{\text{расч яол}} = \frac{10000}{15 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 38,5 \text{ А.}$$

Выбор вакуумных выключателей отобразим в таблице 6.4

					<i>КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Таблица 6.4 – Проверка выключателей

Тип выключателя	Расчетные данные сети	I_H	$I_{H.откл}$	$i_{пр.с}$	$i^2_{пр.с} \cdot t$
1	2	3	4	5	6
Ячейка ввода ВВ/TEL-10-12,5/630 У3	$I_{расч\ яв} = 578\text{ А};$	630			
	$I_{к2}^{(3)} = 1,71\text{ кА}$		12,5		
	$i_{уд2} = 3,59\text{ кА}$			32	
	$Вк = 0,17\text{ кА}^2 \cdot \text{сек}$				1200
Ячейка секционирования ВВ/TEL-10-12,5/630 У3	$I_{расч\ яв} = 353,6\text{ А};$	630			
	$I_{к2}^{(3)} = 1,71\text{ Ом}$		12,5		
	$i_{уд2} = 3,59\text{ кА}$			32	
	$Вк = 0,1\text{ кА}^2 \cdot \text{сек}$				1200
Ячейка отходящих линий ВВ/TEL-10-12,5/630 У3	$I_{расч\ яв} = 26,2\text{ А};$	630			
	$I_{к2}^{(3)} = 1,71\text{ Ом}$		12,5		
	$i_{уд2} = 3,59\text{ кА}$			32	
	$Вк = 0,04\text{ кА}^2 \cdot \text{сек}$				1200

Выключатели серии ВВ/TEL предназначены для работы в комплектных распределительных устройствах и стационарных камерах одностороннего обслуживания внутренней и наружной установки класс f напряжения до 10 кВ трехфазного переменного тока частотой 50 Гц для систем с изолированной и заземленной нейтралью.

Структура условного обозначения:

ВВ/TEL-10-[*]/[*]-У2-[*]:

ВВ - вакуумный выключатель; TEL – наименование серии;

10 - номинальное напряжение, кВ;

[*] - номинальный ток отключения, кА; [*] - номинальный ток, А;

У2 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ15150-69;

[*] – номер конструктивного исполнения

6.7 Выбор ячейки секционного выключателя

Ячейка секционного выключателя выбирается аналогично ячейке ввода. Принимается ячейка секционного выключателя комплектная типа КРУ серии К-

					<i>КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

104М. Технические данные КРУ серии К-104М представлены в таблице 6.3

6.8 Выбор ячейки отходящей линии

Ячейка секционного выключателя выбирается аналогично ячейке ввода. Принимается ячейка секционного выключателя комплектная типа КРУ серии К-104М. Технические данные КРУ серии К-104М представлены в таблице 6.3

6.9 Выбор и проверка отходящих линий

6.9.1 Выбор и проверка воздушных линий

Воздушные линии выполняются голыми алюминиевыми (или сталеалюминиевыми) проводами. Сечение проводов воздушных линий определяются по экономической плотности тока по формуле (4.4). Полученное значение округляют в большую сторону до ближайшего стандартного, а затем уточняют по условиям механической прочности (от собственного веса, гололеда, ветра и т. д.). Проверку по потерям напряжения ΔU производят в том случае, если известна длина отходящей линии. В моём случае длина отходящей линии неизвестна, соответственно нет возможности определить сечение отходящей ВЛ от ЗРУ

6.9.2 Выбор и проверка кабельных линий

Кабели выбираются:

- 1) по конструкции: выбираются кабели с алюминиевыми жилами, бронированные, экранированные; прокладка осуществляется в земле;
- 2) по экономической плотности тока

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ТП}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}}, \quad (6.35)$$

где $S_{\text{ТП}}$ - расчётная нагрузка ТП, кВА;
 $U_{\text{нн}}$ - фазное напряжение сети, кВ;
 n - число кабелей в линии.

Сечение кабелей определяют по экономической плотности I (формула 4.7):

Для проверки проводников на термическую стойкость при КЗ пользуются понятием теплового импульса B_k , характеризующего количество теплоты, выделившейся в проводнике (иногда его называют импульсом квадратичного тока короткого замыкания).

Минимальное сечение кабеля, отвечающее требованиям термической стойкости при коротком замыкании, можно определить по формуле:

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (6.38)$$

					КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где F_{min} – минимальное сечение кабеля по термической стойкости;
 C_T – температурный коэффициент, $C_T = 65$ для кабелей с полиэтиленовой изоляцией, $C_T = 95$ для кабелей с бумажной изоляцией [7];
 B_k - тепловой импульс тока КЗ
 Проверка по длительно допустимому току:

$$I_{дл.доп} \geq I_{max}, \quad (6.39)$$

где I_{max} – максимально возможный ток, протекающий по кабелю;
 $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток с учетом поправочных коэффициентов.

$$I_{дл.доп} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{доп.ном}, \quad (6.40)$$

где k_1 – поправочный коэффициент на число рядом проложенных в земле кабелей, ($k_1 = 1$);
 k_2 – поправочный коэффициент на t окружающей среды, ($k_2 = 1$).
 Так как в исходных данных к курсовой работе отсутствует исходная мощность ТП $S_{ТП}$, соответственно расчёт КЛ от ЗРУ-6 кВ не требуется.

6.10 Выбор и проверка трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100В или $100\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы выбирают по:

1. Величине номинального напряжения:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (6.44)$$

2. Классу точности;
3. Величине вторичной нагрузки:

$$S_{ном} \leq S_{расч}. \quad (6.45)$$

где $S_{расч}$ – нагрузка всех измерительных приборов,
 $S_{ном}$ – номинальная мощность ТН, в выбранном классе точности.

К установке принимаются 2 трансформатора напряжения (по числу секций) по таблице 5.13 [2]. Принимается трёхфазный трансформатор напряжения с естественным масляным охлаждением для измерительных цепей для внутренней установки типа ЗНОМ-35-65

Таблица 6.12 – данные трансформатора напряжения

					<i>КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

U _н , кВ	Номинальное напряжение обмоток, В			Номинальная мощность, ВА, в классе точности 0,5
	Первичной	Основной вторичный	Дополнительный вторичный	
10	10000	100	100/3	120

6.11 Выбор предохранителей для защиты трансформатора напряжения

Выбор осуществляется согласно [3]. По таблице 5.4 [2] к рассмотрению принимаем предохранитель типа ПКН001-35.

Предохранители выбираются:

1. по номинальному напряжению сети:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (6.46)$$

2. по номинальному току плавкой вставки $I_{вст.ном}$, номинальному току патрона $I_{патр.ном}$:

$$I_{патр.ном} \geq I_{вст.ном}, \quad (6.47)$$

3. По отключающей способности:

$$I_{в(откл)} \leq I_{(КЗ)}^{(3)}. \quad (6.48)$$

Выбранный предохранитель условиям выбора и проверки удовлетворяет. ПКН001-35. окончательно принимается к установке.

6.12 Выбор трансформатора собственных нужд

На подстанции мощность на собственные нужды расходуется на освещение подстанции, на вентиляцию, подогрев масла трансформатора в зимний период времени; летом – на принудительную вентиляцию и обдув масла; на обогрев привода шкафов и ячеек ЗРУ.

Питание ТСН подстанции выбираем на переменном оперативном токе. В таком случае ТСН подключается непосредственно к обмоткам низшего напряжения главных трансформаторов.

Согласно /8/ мощность, расходуемая на собственные нужды подстанции, составляет 1% от полной мощности подстанции:

					<i>КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

$$S_{\text{сн}} = 0,01 \cdot S_{\text{max}} \cdot \quad (6.49)$$

$$S_{\text{сн}} = 0,01 \cdot 13990 = 139,9.$$

Мощность ТСН с учётом коэффициента спроса:

$$S_{\text{ТСН}} = k_c \cdot S_{\text{сн}} , \quad (6.50)$$

где k_c – коэффициент спроса, согласно [7] принимается 0,7-0,8.

$$S_{\text{ТСН}} = 0,8 \cdot 139,9 = 111,92. \quad (6.51)$$

Принимаем к установке два трансформатора собственных нужд типа: ТМЗ-160/10/0,4-УХЛ1, Т - трёхфазный трансформатор, М – масляное охлаждение с естественной циркуляцией воздуха, З – защита азотной подушкой.

6.13 Выбор и проверка измерительных трансформатора тока

ТТ предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле (5 А, реже 1 или 2,5 А), а также для отделения цепей управления и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Таблица 6.13 – Выбор ТТ (6)10 кВ

Оперативное наименование ячейки	$I_{\text{раб}}, \text{А}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	Тип ИТТ
Ввод 1Т	578	600	ТОЛ-1200/5 УХЛ1
Ввод 2Т	578	600	ТОЛ-1200/5 УХЛ1
Секционный выключатель	353	400	ТОЛ-600/5 УХЛ1

Принимаем к установке опорный трансформатор тока с литой изоляцией – ТОЛ-10 -УЗ.

7 Расчет устройств заземления и грозозащиты подстанции

7.1 Расчет защитного заземления

Расчет производим в соответствии ГОСТ 12.1.013-78.

Порядок расчета:

Уточняются исходные данные: тип установки, виды основного оборудования, рабочие напряжения, план электроустановки с указанием всех основных размеров оборудования, формы и размеры электродов заземляющего устройства, удельное сопротивление грунта, характеристика климатической зоны, данные о естественных заземлителях, расчетный ток замыкания на землю.

Рассчитываем заземлитель подстанции 35 кВ:

Заземлитель предполагается выполнить из горизонтальных полосовых электродов сечением 60 мм и вертикальных стержневых электродов длиной $l_B = 5$ м, диаметром $d = 30$ мм. Верхние концы электродов располагают на глубине $t_0 = 0,8$ м от поверхности земли и соединяют сваркой с горизонтальными заземлителями стержневого типа из аналогичного материала. Грунт – суглинок. Удельное сопротивление грунта в соответствии [14, таблица 7.22] $\rho = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Тип заземлителя: стержневой в земле.

В качестве естественного заземлителя в рамках проекта предполагается использовать систему трос - опоры двух подходящих к станции воздушных линий электропередачи 35 кВ на металлических опорах с длиной пролета $l = 250$ м; каждая линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением $S = 50 \text{ мм}^2$; данные измерений сопротивления системы трос - опоры отсутствуют.

Сопротивление заземлителя растеканию тока R_3 согласно ПУЭ должно быть не более 0,5 Ом.

Сопротивление естественных заземлителей вычисляется по формуле:

$$R_e = 0,5 \cdot \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot l}{S \cdot n_T}} = 0,5 \cdot \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot 250}{50 \cdot 1}} = 1,5 \text{ Ом}, \quad (7.1)$$

где $S = 50$ – сечение грозозащитного троса;

$l = 250$ – длина пролета;

$n_T = 1$ – количество тросов в опоре.

Сопротивление естественного заземлителя $R_e = 1,5 \text{ Ом}$.

$R_e > R_3$, что подтверждает необходимость установки устройства искусственного заземления.

Требуемое сопротивление искусственного заземлителя $R_{и}$ получается следующим образом:

					<i>КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$R_{\text{и}} = \frac{R_3 \cdot R_e}{R_e - R_3} = \frac{0,5 \cdot 1,5}{1,5 - 0,5} = 0,75 \text{ Ом}, \quad (7.2)$$

где R_3 – требуемое сопротивление растекания заземляющего устройства R_3 определяется в соответствии с ПУЭ

Удельное сопротивление для горизонтальных и вертикальных заземлителей:

$$\rho_{\text{расч.в}} = k_c \cdot \rho = 1,25 \cdot 80 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (7.3)$$

$$\rho_{\text{расч.г}} = k_c \cdot \rho = 3,5 \cdot 80 = 280 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (7.4)$$

где ρ – удельное сопротивление суглинка $\rho = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ [14, таблица 7.22]

k_c – коэффициент сезонности, зависящий от климатических зон и вида заземлителя [14, таблица 7.23].

Вычислим глубину заложения электрода по формуле:

$$t = \frac{1}{2} \cdot l_{\text{в}} + t_0 = 0,5 \cdot 5 + 0,8 = 3,3 \text{ м} \quad (7.5)$$

Определяется сопротивление растекания одного вертикального заземлителя:

$$R_{\text{в}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.в}}}{l_{\text{в}}} \cdot \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l_{\text{в}}}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l_{\text{в}}}{4 \cdot t - l_{\text{в}}} \right) \right], \quad (7.6)$$

$$R_{\text{в}} = \frac{0,366 \cdot 100}{5} \cdot \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 5}{0,03} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) \right] = 45,4 \text{ Ом}, \quad (7.7)$$

где $l_{\text{в}}$ – длина вертикального электрода, м;

t – глубина заложения электрода.

d – диаметр круглого стержневого электрода, м;

$l_{\text{в}} \gg d, t_0 \gg 0,5$.

Разместим вертикальные заземлители по контуру. Определяется коэффициент использования для вертикального заземлителя. Для этого количества заземлителей n можно принять равным:

$$n = \frac{R_{\text{в}}}{R_{\text{и}}} = \frac{45,4}{0,75} \approx 60 \quad (7.8)$$

Из [14, таблица 7.25] определяется коэффициент использования, приняв отношение между расстоянием электродов к их длине:

$$\frac{a}{l_{\text{в}}} = 3, \eta_{\text{в}} = 0,67 \quad (7.9)$$

где a – расстояние между заземлителями, его обычно принимают как соотношение a/l_B

$l_B = 5$ м – длина вертикальных электродов

η_B – коэффициент использования вертикальных заземлителей [14, таблица 7.25]

Определяем число вертикальных заземлителей, при этом n_B округляем в сторону увеличения:

$$n_B = \frac{R_B}{\eta_B \cdot R_{и}} = \frac{45,4}{0,67 \cdot 0,75} \approx 90 \quad (7.10)$$

При устройстве контурных заземлителей необходимо учитывать и сопротивление растекания полос горизонтального заземлителя. На площади размещения ЗУ размещаются вертикальные заземлители и определяется длина соединительной полосы:

$$l_r = 1,05 \cdot n_B \cdot a = 1,05 \cdot 90 \cdot 15 \approx 1417 \text{ м.} \quad (7.11)$$

Для связи вертикальных заземлителей применяем полосовую сталь сечением $b=40$ мм. Рассчитаем глубину заложения горизонтальных электродов по формуле:

$$t_n = \frac{1}{2} \cdot b + t_0 = 0,5 + 0,04 + 0,8 = 0,82 \text{ м.} \quad (7.12)$$

где b – ширина полосы;

t_0 – глубина заложения электродов в грунт.

В качестве горизонтального заземлителя рассчитываем заземлитель полосового сечения:

$$R_r = \frac{\rho_{\text{расч.г}}}{2 \cdot \pi \cdot l_r} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot l_r^2}{b \cdot t_n} \right). \quad (7.13)$$

$$R_r = \frac{280}{2 \cdot 3,14 \cdot 1417} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 1417^2}{0,04 \cdot 0,82} \right) = 0,55 \text{ Ом,} \quad (7.14)$$

где l_r – длина соединительной полосы;

π – постоянное математическое значение равно 3,15;

$\rho_{\text{расч.г}}$ – удельное сопротивление суглинка.

С учетом коэффициента использования горизонтального заземлителя η_r рассчитывается сопротивление растекания горизонтального заземлителя:

$$R'_r = \frac{R_r}{\eta_r} = \frac{0,55}{0,35} = 1,57 \text{ Ом,} \quad (7.15)$$

					КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где η_{Γ} – коэффициент использования горизонтального заземлителя [14, таблица 7.27].

Уточняется сопротивление растекания вертикальных заземлителей R'_B с учетом горизонтальных заземлителей:

$$R'_B = \frac{R'_\Gamma \cdot R_{\text{и}}}{R'_\Gamma + R_{\text{и}}} = \frac{1,57 \cdot 0,75}{1,57 + 0,75} = 0,5 \text{ Ом.} \quad (7.16)$$

Определяется уточненные количества вертикальных заземлителей, при этом n'_B округляется в сторону увеличения:

$$n'_B = \frac{R'_B}{R_{\text{и}}} \cdot n_B = \frac{0,5}{0,75} \cdot 90 \approx 60 \text{ штук.} \quad (7.17)$$

$$R_3 = \frac{R_e \cdot R'_B}{R_e + R'_B} = \frac{1,5 \cdot 0,5}{1,5 + 0,5} = 0,37 \text{ Ом,} \quad (7.18)$$

$$R_3 = 0,37 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом,} \quad (7.19)$$

Таким образом предусмотренное проектом устройство защитного заземления удовлетворяет предъявляемым требованиям.

7.2 Выбор молниезащиты

Молниезащита представляет собой комплекс мероприятий, направленных на предотвращение прямого удара молнии в объект или на устранение опасных последствий, связанных с прямым ударом. К этому комплексу мероприятий относятся и средства защиты, предохраняющие объект от вторичных воздействий молнии.

Воздействие молнии подразделяется на две основные группы:

- первичные, которые вызваны прямым ударом молнии;
- вторичные, которые индуцировались близкими её разрядами.

Средством защиты от прямых ударов молнии служит молниеотвод-устройство, рассчитанное на непосредственный контакт с молнией и отводящее её ток в землю.

Молниеотводы разделяются:

- на отдельно стоящие, обеспечивающие растекание тока молнии, минуя объект;
- установленные на объекте.

					<i>КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По типу молниеприёмника молниеотводы разделяются на:

- стержневые (вертикальные);
- тросовые (горизонтальные);
- сетки.

Расчёт устройств молниезащиты подстанции выполняется согласно «Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений (РД 153-34.3-35.125-99)».

Для грозозащиты подстанционного оборудования открытого распределительного устройства применяем стержневые молниеотводы высотой 20 м, в количестве четырех штук, установленные по углам территории подстанции.

Объекты, расположенные на достаточно большой территории, защищают несколькими молниеотводами (многократный молниеотвод). Для определения внешних границ зоны защиты многократных молниеотводов используются те же приемы, что и для одиночного или двойного стержневого молниеотвода. При этом для расчета и построения внешних очертаний зоны молниеотводы берутся попарно в определенной последовательности. Основным условием защищенности сооружений высотой h_x с надежностью, соответствующей зоне защиты типа А, является выполнение неравенства $r_{cx} \geq 0$ для всех попарно взятых молниеотводов.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м представляет собой круговой конус, который характеризуется следующими габаритами:

Принимается: $L=44$ м, $h=20$ м, $h_x=5$ м.

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м}, \quad (7.20)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м}, \quad (7.21)$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right) = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot \left(20 - \frac{5}{0,85} \right) = 14,95 \text{ м}, \quad (7.22)$$

где h_0 – вершина конуса защиты, м.,

r_0 – радиус основания конуса на уровне земли, м.,

r_x – радиус горизонтального сечения зоны защиты на высоте h_x от уровня земли, м,

h_x – высота защищаемого сооружения, м

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода имеет следующие габариты:

$$h_c = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (7.23)$$

$$h_c = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (44 - 20) = 12,78 \text{ м}, \quad (7.24)$$

					<i>КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right) = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{5}{12,78}\right) = 12,9 \text{ м}, \quad (7.25)$$

$$r_c = r_0 = 21,2 \text{ м}. \quad (7.26)$$

где L – расстояние между молниеотводами, м,

h_c – высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м,

r_c – ширина совместной зоны защиты посередине между молниеотводами на уровне земли, м,

r_{cx} – ширина горизонтального сечения совместной зоны защиты посередине между молниеотводами на высоте h_x от уровня земли, м

Выбранные молниеотводы обеспечивают необходимую защищенность подстанции. Зона защиты четырёх молниеотводов на высоте 8 метров представлена на рисунке 7.1

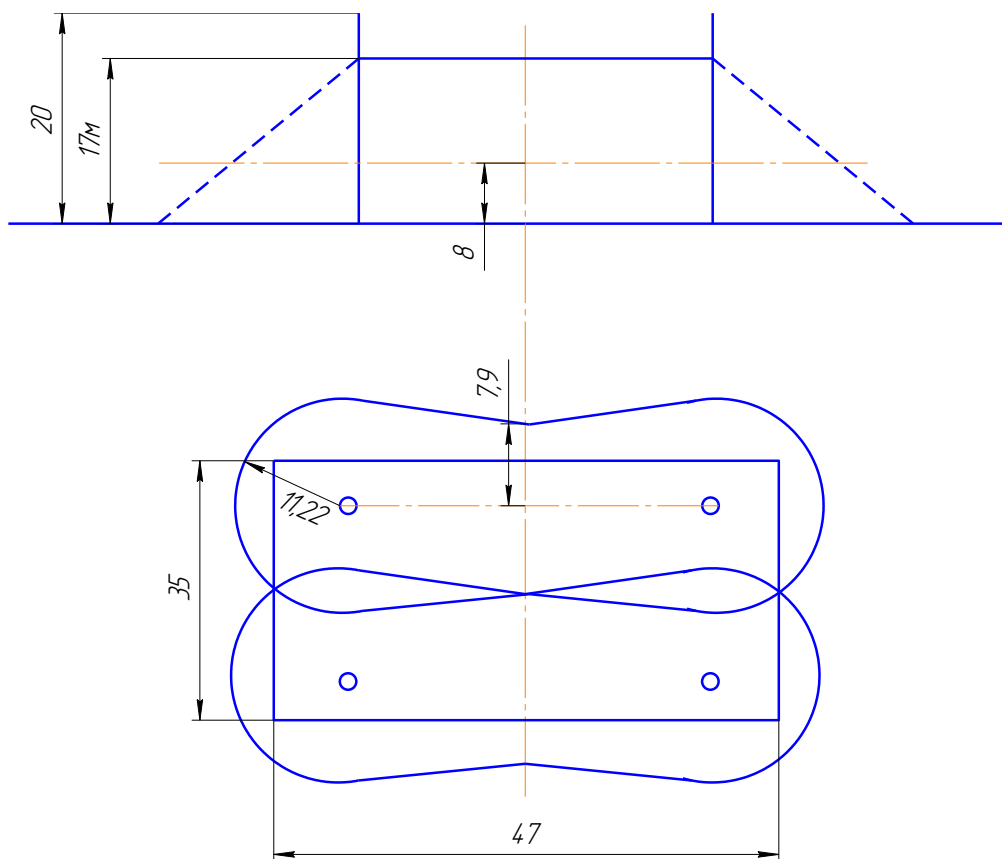


Рисунок 7.1 - Зоны защиты стержневых молниеотводов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Заключение

В ходе выполнения данного курсового проекта была спроектирована тупиковая двухтрансформаторная подстанция напряжением 110/10 кВ, выполняющая преобразование и распределение электрической энергии для предприятий металлообрабатывающей промышленности. Выполнен расчёт по выбору и проверке оборудования и аппаратов со стороны высокого и низкого напряжения, шин и кабелей отходящих линий. Все выбранные аппараты отвечают техническим требованиям в соответствии с ПУЭ, а также требованиям техники безопасности.

					<i>КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>50</i>

Список использованных источников

1. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. И доп. – М.: ЭНАС, 2012.376 с.: ил.
2. Неклепаев Б. Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 3.Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987 –287с.
4. 18. Правила устройства электроустановок. 7-е изд.-М.: Энергоатомиздат, 2003. – 507 с.
5. Методические указания к расчету электрических станций и подстанций, Алешина С.К., Кувайцев В.И., Абрамова Е.Я. ОГУ, 1997.-105 с.
6. Электротехнический справочник. В 3-х т. Т.1. Э45 Общие вопросы. Электротехнические материалы / Под общей редакцией профессоров МЭИ В.Г.Герасимова, П.Г.Грудинского, Л.А.Жукова и др. – 6-е изд., испр. и доп.– М.:Энергия,1980. – 520 с., ил.
7. Федоров, С.В. Электрические станции и подстанции: Методические рекомендации по выполнению курсового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции» / С.В.Федоров; Кумертауский филиал ОГУ – Кумертау: Кумертауский филиал ОГУ, 2016. – 85 с.
8. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2-х т. Т.1. Электроснабжение / Под общей редакцией А.А.Федорова – М.:Энергоатомиздат,1986
9. Справочная информация. Длительно допустимые токовые нагрузки кабелей ООО «Камский Кабель».
10. Фридкин И.А. Эксплуатация кабельных линий 1-35 кВ. Издательство «Энергия», 1964 г
11. Рекламная продукция ООО «Камский кабель». Настольная книга проектировщика. Кабели силовые.
12. Южно-Уральский государственный университет. Справочник версия 2.0 – научный руководитель доцент Гайсаров Р.В.
13. Справочная информация компании ООО «Таврида-Электрик»
14. Маньков В.Д., Заграничный С.Ф. Защитное заземление и защитное зануление электроустановок: Справочник. – СПб.: Политехника, 2005. – 400с.:ил. – (Сер. Безопасность жизни и деятельности).
15. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007- 9.240.30.010-2008. «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения»
16. Правила устройства электроустановок. Шестое издание, дополненное с исправлениями изд.-М.: Госэнергонадзор, 2000. – 460 с.
17. Белинкин, С.В., Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятия / С.В. Белинкин, Г.А. Жигачёв, Л.Н. Козлов. – М.: СН 174-75 «Тяжпромэлектропроект», 1975. – 58 с.

					<i>КФ ОГУ 13.03.02. 2 0 23. 180 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51