

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**Амурский государственный университет**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) программы «Электрические станции»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ 2016 г.  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Перевод подстанций Береговая и Полтавка в Константиновском районе Амурской области на напряжение 110 кВ.

Исполнитель

студент группы 242об1

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.С. Орлюк

Руководитель

доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

## РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ

В данной бакалаврской работе произведен расчет реконструкции подстанций Береговая и Полтавка напряжением 35/10 кВ в связи с переводом на напряжение 110 кВ. Дано описание района электроснабжения и района размещения подстанции; произведён расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования; выбраны и проверены основные электрические аппараты. Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации комплектных распределительных устройств. Произведён экономический расчёт суммарных затрат на реконструкцию подстанций.

Цель работы – расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования, расчёт молниезащиты и заземления рассматриваемых подстанций, расчёт уставок средств релейной защиты.

На основании вышеизложенного в данной бакалаврской работе был произведен расчет сопротивлений заданных участков схем и токов короткого замыкания на линиях и трансформаторах, произведен выбор основного электрооборудования, выполнен расчет релейной защиты линий, трансформаторов, произведён расчёт заземления и молниезащиты, рассмотрены меры безопасности при эксплуатации комплектных распределительных устройств наружной установки, произведён расчёт годовых затрат на обслуживание подстанции и сроки окупаемости предложенных проектов.

1	Характеристика района электроснабжения подстанций 35/6 кВ Береговая и Полтавка	8
2	Выбор силовых трансформаторов	10
5.1	Общие положения	62
5.2	Расчёт заземлителя	62
5.3	Расчёт молниезащиты	67
6	Защита трансформатора	73
6.1	Дифференциальная токовая защита	73
6.2	Устройство резервирования при отказе выключателя	80
6.3	Токовая защита нулевой последовательности трансформатора	72
6.4	Максимальная токовая защита	85
6.5	Защита от перегрузки	90
6.6	Газовая защита трансформатора	90
7	Надёжность подстанции	94
7.1	Общие положения	94
7.2	Определение показателей надёжности элементов схемы	94
8	Экологичность и безопасность	97
8.1	Охрана труда при эксплуатации КРУН К-59	97
8.2	Расчёт санитарно-защитной зоны для подстанции	99
9	Экономика	103
	Заключение	105
	Библиографический список	106
	Приложение А Расчёт токов короткого замыкания	
	Приложение Б Расчёт показателей надёжности	

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция;

РУ – распределительное устройство;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки;

ВЛ – воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

Н.Н – низшее напряжение;

С.Н. – среднее напряжение;

В.Н. – высшее напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ТЗНП – токовые защиты нулевой последовательности;

СЗЗ – санитарно-защитная зона.

## ВВЕДЕНИЕ

Реконструируемые ПС 35/10 кВ “Береговая” и “Полтавка” предназначены для электроснабжения сельскохозяйственных и других потребителей на юге Амурской области, расположенных в зоне действия сетей 35 и 10кВ

Ожидается существенное увеличение нагрузки, в основном, в связи с расширением существующих и вводом новых объектов сельскохозяйственного назначения.

Рост электрической нагрузки в районе приведет к значительному увеличению загрузки существующих ВЛ 35 кВ. При этом в послеаварийных режимах отключения питающих ВЛ 35 кВ в период зимнего максимума потребуется ограничение части потребителей.

В связи с развитием существующих и вводом новых объектов сельскохозяйственного назначения в Константиновском районе Амурской области, значительным ростом электрической нагрузки повышением надежности электроснабжения потребителей планируется перевод подстанций “Береговая ” и “Полтавка” на напряжение 110 кВ.

Цель данной квалификационной работы перевести подстанции Береговая и Полтавка напряжением 35/10 кВ на напряжение 110/35/10 с сохранением текущих линий 35 и 10 кВ.

Задачи, рассматриваемые в выпускной работе: расчет токов КЗ рассматриваемых подстанций, выбор оборудования, расчет уставок релейной защиты трансформатора. Так же рассмотрены вопросы молниезащиты, экономики, надежности, безопасности труда.

Исходными данными к проекту послужили:

- Схемы Амурской электрической сети 110/35/10 кВ
- Схемы подстанции Береговая 35/10 кВ
- Схемы подстанции Полтавка 35/10 кВ
- Проект развития Амурской энергосистемы на 2020г. С учетом перспективы до 2025г.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ 35/10 КВ «БЕРЕГОВАЯ» И «ПОЛТАВКА»

В административном отношении ПС 35 кВ Береговая и Полтавка расположены на территории Константиновского района Амурской области.

Район расположен на юге Зейско- Буреинской равнины. Граничит на северо- западе и севере- с Тамбовским районом, на востоке- с Михайловским районом, на юге по реке Амур проходит государственная граница с КНР.

Почвы преимущественно луговые, характеризуются высоким содержанием гумуса – 5- 12%, с гумусовым горизонтом мощностью от 20 до 60 см. В низинах развиты лугово-болотные, оглеенные почвы, под ними обычно имеется глинистый водоупорный слой. На территории подстанции распространены лугово- черноземовидные почвы .

Район, где размещается подстанция, попадает в зону влияния промышленных источников загрязнения. В соответствии с ГОСТ 9920-89, табл.1.9.1 ПУЭ 7- го издания изоляция вновь устанавливаемого оборудования и ошиновки принята для I степени загрязненности атмосферы с удельной длиной пути утечки не менее 1.6 см/кВ.

Сейсмичность района площадки ПС составляет 6 баллов.

Района расположения участка по типу относится к климату с высокой континентальностью по годовой амплитуде температуры, в основном из-за суровой зимы. Лето умеренно-жаркое и влажное.

а так как время отключения потребителей первой категории согласно ПУЭ не должно превышать время коммутации, то на подстанции устанавливаем два трансформатора.

Мощности трансформаторов должно хватать на питание потребителей среднего и низкого напряжения, а также трансформаторы при параллельной работе должны иметь одинаковое напряжение, одинаковое  $U_K$ , и одинаковые схемы соединения обмоток. Поэтому устанавливаем на подстанции два трансформатора одного типа и мощности.

Электрическая нагрузка потребителей, питание которых намечено от шин 35 и 10 кВ проектируемых ПС, приведена в таблице 1 и таблице 2.

Таблица 1 – электрическая нагрузка потребителей ПС Полтавка

	Нагрузка по годам в МВА			
	2000		2016	
	Р, МВт	Q, Мвар	Р, МВт	Q, Мвар
Шины 35 кВ	2,42	0,97	6,41	2,56
Шины 10 кВ	1,85	0,74	3,28	1,31
Итого	4,27	1,71	9,69	3,84

Таблица 2 – электрическая нагрузка потребителей ПС Береговая

	Нагрузка по годам в МВА			
	2000		2016	
	Р, МВт	Q, Мвар	Р, МВт	Q, Мвар
Шины 35 кВ	3,06	1,22	5,96	2,38
Шины 10 кВ	2,76	1,1	4,24	1,7
Итого	5,82	2,32	10,2	4,08

Мощность трансформатора рассчитываем следующим образом

$$S = \frac{\sqrt{(P_{\Sigma}^{HH} + P_{\Sigma}^{CH})^2 + (Q_{\Sigma}^{HH} + Q_{\Sigma}^{CH})^2}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (1)$$

где  $k_3$  - коэффициент загрузки, равный 0,7;

$P_{\Sigma}$  - суммарная активная мощность, МВт;

$Q_{\Sigma}$  - суммарная реактивная мощность, Мвар;

Для ПС Полтавка:

$$S_T = \frac{\sqrt{9,69^2 + 3,84^2}}{0,7 \cdot 2} = 7,45 \text{ МВА},$$

Для ПС Береговая:

$$S_T = \frac{\sqrt{10,2^2 + 4,08^2}}{0,7 \cdot 2} = 7,8 \text{ МВА}.$$

Выбираем трансформаторы типа ТДТН 10000/110. Обозначение расшифровывается: трансформатор трёхфазный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трёхобмоточный, с системой регулирования напряжения под нагрузкой в нейтрали на стороне ВН и ПБВ на стороне СН мощностью 10 МВА, высшее напряжение 110 кВ.

Тогда коэффициенты загрузки будут равны:  $k_{зП} = \frac{7,45}{10} = 0,745$ ,  $k_{зП} = \frac{7,8}{10} = 0,78$ , что соответствует требованиям ПУЭ.

Прежде чем приступить к выбору электрооборудования, определяются следующие параметры и показатели:

Для перевода в именованные единицы используется следующая формула:

$$I_{П0} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}} \cdot I_{\sigma}$$

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}$$

Ударный ток короткого замыкания определим формуле:

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{П0}, \quad (11)$$

где  $K_y$  - ударный коэффициент;

Ток двухфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{П0(n)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{П0(n)}^{(3)} \quad (12)$$

Произведем расчет тока КЗ Для точки К1 на шинах 110 кВ ПС Полтавка.

$$U_{K_B} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75$$

$$U_{K_C} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25$$

$$U_{K_H} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75$$

$$X_{T,B} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,075$$

$$X_{T,C} = 0$$

$$X_{T,H} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,675$$

$$X_{C1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 1,2} = 0,418$$

$$X_{C2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 1,7} = 0,295$$

$$X_C = \frac{1}{\frac{1}{0,418} + \frac{1}{0,295}} = 0,173$$

$$X_{Л1} = 0,47 \cdot 35 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,124$$

$$X_{Л2} = 0,47 \cdot 25 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,89$$

$$X_{Л} = \frac{1}{\frac{1}{0,124} + \frac{1}{0,89}} = 0,044$$

$$X_1 = 0,173 + 0,044 = 0,218$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

$$I_{\text{НО}} = \frac{1}{0,218} \cdot 0,502 = 2,308 \text{ кА}$$

$$i_y = 1,716 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,308 = 5,601 \text{ кА}$$

$$I_{\text{НО}^{(2)}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,308 = 2 \text{ кА}$$

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} , \quad (15)$$

Для ПС Полтавка:

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ А} ,$$

Для ПС Береговая:

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ А} .$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{НО}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} , \quad (19)$$

Для ПС Полтавка:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,31 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,025}} = 660 \text{ А} ,$$

Для ПС Береговая:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,93 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,025}} = 837 \text{ А} .$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_K \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} , \quad (20)$$

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА} \cdot \text{с}^2 .$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчёте.

По данным сравнения на ОРУ 110 кВ принимаю выключатели марки ВГТ-110-40/3150 У1.

Выбор и проверка выключателя на ОРУ 35 кВ.

Для ПС Полтавка:

$$I_{p.\max} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 A$$

Для ПС Береговая:

$$I_{p.\max} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 A$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

Для ПС Полтавка:

$$B_K = 2,07^2 \cdot (2 + 0,05) = 8,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для ПС Береговая:

$$B_K = 2,2^2 \cdot (2 + 0,05) = 9,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Термическая стойкость выключателя:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$$

По данным сравнения выключатель марки ВГТ-35-50/3150 У1 удовлетворяет всем условиям.

Выбор и проверка выключателя на КРУ 10 кВ.

Для ПС Полтавка:

$$I_{p.\max} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,35 A$$

Для ПС Береговая:

$$I_{p.\max} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,35 A$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

Для ПС Полтавка:

$$B_K = 5,03^2 \cdot (1 + 0,05) = 26,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для ПС Береговая:

$$B_K = 5,25^2 \cdot (1 + 0,05) = 28,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Термическая стойкость выключателя:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$$

По данным сравнения выключатель марки ВВЭ-М-10-31,5/2500 УЗ удовлетворяет всем условиям.

#### **4.3 Выбор разъединителей**

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверки на отключающую способность.

Выбор и проверка разъединителя на ОРУ 110 кВ.

На ОРУ 110 кВ принимаю разъединители марки РГП-110/2000 УХЛ1.

Выбор и проверка разъединителя на ОРУ 35 кВ.

На ОРУ 110 кВ устанавливаю цифровой мультиметр щитового исполнения марки DMTME-96.

DMTME-96: Трехфазный мультиметр скрытого монтажа с четырьмя дисплеями используется для измерения основных электрических величин с отображением максимальных, минимальных и средних значений некоторых

электрических параметров. Мультиметр имеет два выхода, с которых можно или снимать импульсы, пропорциональные потреблению активной и реактивной энергии, или использовать для активации сигнала тревоги при измерении сетевых параметров. Прибор идеален для проведения мониторинга сети, и может быть использован для хранения данных по уровню потребления электрической энергии. Измерительные приборы DMTME также объединяют (в одном приборе) функции вольтметра, амперметра, измерителя коэффициента мощности, ваттметра, варметра, частотомера, счётчика активной и реактивной мощности.

Основные функции мультиметра:

- Проведение измерений и вывод электрических величин на соответствующие светоиндикаторы;
- Точные измерения среднеквадратичных, или действующих, значений электрических параметров;
- Высокая точность измерений, основанная на методике повышенной дискретизации и автоматической калибровки;
- Возможность выбора в меню конфигурирования функции перехода к странице по умолчанию после одной минуты неактивного состояния;
- Автоматическое определение направления тока вторичной обмотки в трансформаторах тока;

Таблица 16 – Нагрузка вторичной цепи трансформатора тока 110 кВ

	Фаза А, ВА	Фаза В, ВА	Фаза С, ВА
DMTME-96	6	6	6
Итого	6	6	6

$$S_{\text{приб}} \leq 6 \text{ ВА}$$

Выберем марку трансформатора тока ТРГ– 110.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (24)$$

где  $S_{\text{ПРИБ}}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора,  $I_2 = 5$  А.

$$r_{\text{приб}} = \frac{6}{25} = 0,24 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (25)$$

где  $r_{\text{к}}$  - сопротивление контактов ( $r_{\text{к}} = 0,1$  Ом )

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} , \quad (26)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{30}{25} = 1,21 \text{ Ом} ,$$

$$r_{\text{пр}} = 1,21 - 0,24 - 0,1 = 0,87 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \rho \cdot \frac{L}{r_{\text{пр}}} , \quad (27)$$

где  $L$  – длина соединительных проводов ( $L = 100$  м ); зависимость длины провода от напряжения приведена в таблице 6.

$\rho$  - удельное сопротивление (для меди  $\rho = 0,0175$  Ом\*мм<sup>2</sup>/м).

$$S = 0,0175 \cdot \frac{100}{0,87} = 2,01 \text{ мм}^2 .$$

Выбираю кабель марки КРВГ сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Таблица 17 - Зависимость длины соединительных проводов от номинального напряжения

$U_H, \text{кВ}$	$L, \text{м}$
6 – 10	5 – 6
35	60 - 80
110	75 - 100

Сопротивление проводов:

$$r_{np} = \frac{L \cdot \rho}{S}, \quad (28)$$

$$r_{np} = \frac{100 \cdot 0,0175}{6} = 0,29 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет следующим:

$$r_{нагр} = 0,29 + 0,24 + 0,1 = 0,63 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 18 и таблице 19.

Таблица 18 – Сопоставление расчётных и каталожных данных для трансформаторов тока 110 кВ ПС Полтавка

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 52,5 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{ном} = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_{нагр} = 0,63 \text{ Ом}$	$Z_{np} \leq Z_H$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k = 16,14 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд} = 16,14 \text{ кА}$	$I_{дин} \leq I_{уд}$

Таблица 19 – Сопоставление расчётных и каталожных данных для трансформаторов тока 110 кВ ПС Береговая

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} = 52,5 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_{ном} = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_{нагр} = 0,63 \text{ Ом}$	$Z_{np} \leq Z_n$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k = 25,97 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд} = 25,97 \text{ кА}$	$I_{дин} \leq I_{уд}$

Выбор трансформаторов тока на напряжение 35 кВ.

Выбор аналогичен выбору трансформаторов тока на напряжение 110 кВ.

Таблица 20– Нагрузка вторичной цепи трансформатора тока 35 кВ

	Фаза А, ВА	Фаза В, ВА	Фаза С, ВА
амперметр СА3020	2	2	2
ваттметр СР3020	1	1	1
варметр СР3020	1	1	1
Счетчик Меркурий 230AR-03R	2	2	2
Итого	6	6	6

$$S_{приб} \leq 6 \text{ ВА}$$

Выберем марку трансформатора тока ТРГ– 35.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (29)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6}{25} = 0,24 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (30)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2 \cdot \sqrt{3}}, \quad (31)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{30}{25 \cdot \sqrt{3}} = 0,7 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{пр}} = 0,7 - 0,24 - 0,1 = 0,36 \text{ Ом}.$$

Определим сечение проводов:

$$S = 0,0175 \cdot \frac{80}{0,36} = 3,89 \text{ мм}^2.$$

Выбираю кабель марки КРВГ сечением  $4\text{мм}^2$ . Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{\text{пр}} = \frac{80 \cdot 0,0175}{4} = 0,35 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет следующим:

$$r_{\text{нагр}} = 0,35 + 0,24 + 0,1 = 0,69 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 21 и таблице 22.

$$S_{\text{приб}} \leq 6 \text{ ВА}$$

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ - СЭЦ- 10.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (32)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6}{25} = 0,24 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (33)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2 \cdot \sqrt{3}}, \quad (34)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{30}{25 \cdot \sqrt{3}} = 0,7 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{пр}} = 0,7 - 0,24 - 0,1 = 0,36 \text{ Ом}.$$

Определим сечение проводов:

$$S = 0,0175 \cdot \frac{6}{0,36} = 0,29 \text{ мм}^2.$$

Выбираю кабель марки КРВГ сечением 2,5мм<sup>2</sup>. Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{\text{пр}} = \frac{6 \cdot 0,0175}{2,5} = 0,042 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет следующим:

$$r_{нагр} = 0,042 + 0,24 + 0,1 = 0,38 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 24 и таблице 25.

Таблица 26 – Нагрузка вторичной цепи трансформатора напряжения 110 кВ

	Фаза АВ, ВА	Фаза ВС, ВА	Фаза СА, ВА	Итого
DMTME-96	6	6	6	18

$$S_{2сум} = 18 \text{ ВА.}$$

Выбираю трансформатор напряжения типа НАМИ– 110 - УХЛ1.

Выбор трансформаторов напряжения на 35 кВ

Выбираю трансформатор напряжения типа НАМИ 35 - УХЛ1.

Таблица 28 – Нагрузка вторичной цепи трансформатора напряжения 35 кВ

	Фаза АВ, ВА	Фаза ВС, ВА	Фаза СА, ВА	Итого
Вольтметр СВ3020	1	1	1	3
Частотометр СС3020	1	1	1	3
Ваттметр СР3020	1	1	1	3
Варметр СР3020	1	1	1	3
Счетчик Меркурий 230AR- 03R	2	2	2	6

$$S_{2сум} = 18 \text{ ВА.}$$

Выбор трансформаторов напряжения на 10 кВ

Выбираю трансформатор напряжения НАМИ 10 - УХЛ1.

– Нагрузка вторичной цепи трансформатора напряжения 10 кВ

	Фаза АВ, ВА	Фаза ВС, ВА	Фаза СА, ВА	Итого
Вольтметр СВ3020	1	1	1	3
Частотометр СС3020	1	1	1	3
Ваттметр СР3020	1	1	1	3
Варметр СР3020	1	1	1	3
Счетчик Меркурий 230АР- 03R	2	2	2	6

$$S_{2\text{сум}}=18 \text{ ВА.}$$

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U_n=10 \text{ кВ}$	$U_p=10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 30 \text{ ВА}$	$S_p = 18 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Шины выбирают по номинальным параметрам (току и напряжению).

Принимаем сечение по допустимому току:

$$I_{\text{норм}} = \frac{I_0}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ А.} \quad (46)$$

Выбираем гибкие шины марки АС – 240/39:

$$q = 240 \text{ мм}^2, \quad d = 24 \text{ мм}, \quad I_{дон} = 610 \text{ А.}$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot a \quad (50)$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 200 = 252 \text{ см}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

Проверяем по условию:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$25,897 \leq 29,506$$

Шины выбирают по номинальным параметрам (току и напряжению).

Принимаем сечение по допустимому току:

$$I_{норм} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 \text{ А.} \quad (51)$$

Выбираем гибкие шины марки АС – 185/24:

$$q = 185 \text{ мм}^2, \quad d = 18,9 \text{ мм}, \quad I_{дон} = 520 \text{ А.}$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 150 = 189 \text{ см}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

Проверяем по условию:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$10,58 \leq 29,239$$

Проверка по термической стойкости:

Для ПС Полтавка:

$$I_{по}=5,03 \text{ кА}, T_a=0,05, i_{уд}=12,95 \text{ кА}$$

Для ПС Береговая:

$$I_{по}=5,25 \text{ кА}, T_a=0,05, i_{уд}=13,52 \text{ кА}$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_K = I_{по} \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (58)$$

Для ПС Полтавка:

$$B_K = 5,03^2 \cdot (1 + 0,05) = 26,6$$

Для ПС Береговая:

$$B_K = 5,25^2 \cdot (1 + 0,05) = 28,9$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (59)$$

Для ПС Полтавка:

$$q = \frac{\sqrt{26,6}}{91} = 56,68 \text{ мм}^2$$

Для ПС Береговая:

$$q = \frac{\sqrt{28,9}}{91} = 59,1 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min} < S$$

Шины термически стойкие.

Проверка на механическую прочность.

Принимаем, что шины соединены жёстко, тогда момент сопротивления  $W_{yo-yo}=167 \text{ см}^3$

Напряжение в материале шин:

$$\sigma_{\phi.\max} = 2,2 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{yo-yo}} \cdot 10^{-8} \quad (60)$$

где  $l = 2 \text{ м}$ ;

$a = 0,3$  – расстояние между фазами.

Для ПС Полтавка:

$$\sigma_{\phi.\max} = 2,2 \cdot \frac{12,95^2 \cdot 2^2}{0,3 \cdot 167} \cdot 10^{-8} = 0,29 \text{ МПа}$$

Для ПС Береговая:

$$\sigma_{\phi.\max} = 2,2 \cdot \frac{13,52^2 \cdot 2^2}{0,3 \cdot 167} \cdot 10^{-8} = 0,32 \text{ МПа}$$

Для ПС Полтавка:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi.\max} < \sigma_{\text{дон}} = 40 \text{ МПа}$$

Для ПС Береговая:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi.\max} < \sigma_{\text{дон}} = 40 \text{ МПа}$$

Таким образом, шины механически прочны.

#### 4.6.6 Выбор изоляторов

Выбираем опорный изолятор марки ОФ – 10 – 2000 УЗ,  $F_{\text{разр}} = 200000 \text{ Н}$ ,  $H_{\text{из}} = 134 \text{ мм}$ .

Сила на изгиб:

$$F_{\text{из}} = 1,62 \cdot \frac{i_{y0} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (61)$$

Для ПС Полтавка:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{12950^2 \cdot 2}{0,3} \cdot 10^{-7} = 181,1 \text{ Н}$$

Для ПС Береговая:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{13520^2 \cdot 2}{0,3} \cdot 10^{-7} = 197,4 \text{ Н}$$

Поправка на высоту

Расчетная нагрузка при  $K_c = 0,8$ :

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (70)$$

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{657,8^2 + 27,5^2} = 526,7 \text{ кВА}$$

$$S_{расч.тр} = \frac{S_{расч.тр}}{1,4} \quad (71)$$

$$S_{расч.тр} = \frac{526,7}{1,4} = 376,2 \text{ кВА}$$

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный вентильными преобразователями постоянный ток.

$$n_0 = \frac{230}{1,75} = 130$$

Типовой номер батареи N выбирается по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{I_{уст}}{j}$$

$$N = 1,05 \cdot \frac{155}{24} = 6,78$$

Принимаем типовой номер батареи 8.

Проверим по максимальному толчковому току:

$$46 \cdot N \geq I_{T \max} \quad (73)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку;

$I_{T \max}$  – наибольший толчковый ток.

$$46 \cdot 8 = 368 > 360$$

Проверим на отклонение напряжение при наибольшем толчковом токе по формуле

$$I_{p(N=1)} = \frac{I_{T \max}}{N} \quad (74)$$

$$I_{p(N=1)} = \frac{360}{8} = 45 \text{ кА}$$

Принятые аккумуляторы обеспечивают все условия.

Ток подзаряда:

$$I_{ПЗ} = 0,15 \cdot N + I_n \quad (75)$$

$$I_{ПЗ} = 0,15 \cdot 8 + 20 = 21,2 \text{ А}$$

Напряжение подзаряда:

$$U_{ПЗ} = 2,2 \cdot n \quad (76)$$

$$U_{ПЗ} = 2,2 \cdot 108 = 237,6 \text{ В}$$

Расчётная мощность:

$$P_{ПЗ} = U_{ПЗ} \cdot (I_{ПЗ} + I_n) \quad (77)$$

$$P_{ПЗ} = 237,6 \cdot (21,2 + 20) = 9,8 \text{ кВт}$$

Принимаем зарядно- подзарядный агрегат типа ВЗП-380/260-40/80, технические данные которого удовлетворяют условиям выбора:

$$I_{ЗПУ} = 80 \text{ А} > (I_{ПЗ} + I_{П}) = 41,2 \text{ А} \quad (78)$$

$$P_{ЗПУ} = 20,8 \text{ кВт} > P_{расч.ЗП} = 9,8 \text{ кВт}$$

## 5 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

### 5.1 Общие положения

$$d = 20 \text{ мм}$$

Проверим выбранный проводник по условиям:

Проверка сечения

Определим сопротивление заземления одного заземляющего электрода.

$$R_1 = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot l_6} \cdot \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot l_6}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot T + l_6}{4 \cdot T - l_6} \right) \right] \quad (87)$$

Где  $T$  - расстояние от верхнего уровня грунта до середины заглубленного электрода

Принимаем:  $T = 2 \text{ м}$ ;

$$R_1 = \frac{31,75}{2 \cdot \pi \cdot 5} \cdot \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 5}{0,02} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 2 + 5}{4 \cdot 2 - 5} \right) \right] = 7,017$$

$$R = \frac{K_{\text{сезонный}}}{K_{\text{использования}}} \cdot \frac{R_1}{N_{\text{электродов}}} \quad (88)$$

$$K_{\text{сезонный}} = 2;$$

$$K_{\text{использования}} = 0,75;$$

$R$  - требуемое сопротивление заземления. Для ОРУ 110 кВ  $R < 0,5 \text{ Ом}$

Из уравнения 88 выразим необходимое количество электродов:

$$N_{\text{электродов}} = \frac{K_{\text{сезонный}}}{K_{\text{использования}}} \cdot \frac{R_1}{R}$$

$$N_{\text{электродов}} = \frac{2}{0,75} \cdot \frac{7,017}{0,5} = 37,4$$

надежностью не менее 0,995.

Выбор высоты молниеотводов.

$l_1 = 26,2 \text{ м}$  – расстояние между ближними молниеотводами;

$l_2 = 34,6 \text{ м}$  – расстояние между удалёнными молниеотводами.

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} \quad (95)$$

$$L = \sqrt{26,2^2 + 34,6^2} = 41,3 \text{ м}$$

Для молниеотвода высотой  $h < 30$  м условие защиты:

$$L \leq 8 \cdot (h - h_x) \leq 8 \cdot h_a \quad (96)$$

Превышение высоты молниеотвода над высотой защищаемого объекта:

$$h_a \geq \frac{L}{8}$$

$$h_a \geq \frac{41,3}{8} = 5,16 \text{ м}$$

Принимаю высоту молниеотвода:

$$H = 25 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты:

$$h_{\phi} = 0,85 \cdot H \quad (97)$$

$$h_{\phi} = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H \quad (98)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м}$$

Высота защищаемого объекта:

$h_x = 11$  м – на уровне линейного портала,

$h_x = 7,85$  м – на уровне шинного портала.

Радиус защиты на высоте защищаемого оборудования:

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot (H - 1,2 \cdot h_x) \quad (99)$$

На уровне линейного портала:

$$r_{x1} = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot (25 - 1,2 \cdot 11) = 12,39 \text{ м}$$

На уровне шинного портала:

$$r_{x2} = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot (25 - 1,2 \cdot 7,85) = 16,36 \text{ м}$$

Радиус защиты внутренней зоны на уровне земли при  $H < L < 2H$ :

$$r_c = r_0 = 26,25 \text{ м}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{c1} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (l_1 - h) \quad (100)$$

$$h_{c1} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (26,2 - 25) = 21,03 \text{ м}$$

$$h_{c2} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (l_2 - h) \quad (101)$$

$$h_{c2} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (34,6 - 25) = 19,5 \text{ м}$$

Ширина средней части зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

На уровне линейного портала:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} \quad (102)$$

$$r_{cx1} = 26,25 \cdot \frac{21,03 - 11}{21,03} = 12,52 \text{ м}$$

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} \quad (103)$$

$$r_{cx2} = 26,25 \cdot \frac{19,5 - 11}{19,5} = 11,44 \text{ м}$$

На уровне шинного портала:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} \quad (104)$$

$$r_{cx1} = 26,25 \cdot \frac{21,03 - 7,85}{21,03} = 16,45 \text{ м}$$

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} \quad (105)$$

$$r_{cx2} = 26,25 \cdot \frac{19,5 - 7,85}{19,5} = 15,68 \text{ м}$$

На ОРУ 35 кВ произведен расчет для зоны защиты типа А – с надежностью не менее 0,995.

Выбор высоты молниеотводов.

$l_1=22$  м – расстояние между ближними молниеотводами;

$l_2=27,5$  м – расстояние между удалёнными молниеотводами.

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} \quad (106)$$

$$L = \sqrt{22^2 + 27,5^2} = 35,2 \text{ м}$$

Для молниеотвода высотой  $h < 30$  м условие защиты:

$$L \leq 8 \cdot (h - h_x) \leq 8 \cdot h_a \quad (107)$$

Превышение высоты молниеотвода над высотой защищаемого объекта:

$$h_a \geq \frac{L}{8} \quad (108)$$

$$h_a \geq \frac{35,2}{8} = 4,4 \text{ м}$$

Принимаю высоту молниеотвода:

$H = 20$  м.

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{зф}} = 0,85 \cdot H \quad (109)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H \quad (110)$$

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

Высота защищаемого объекта:

$h_x = 7,85$  м – на уровне линейного портала,

$h_x = 6,1$  м – на уровне шинного портала.

Радиус защиты на высоте защищаемого оборудования:

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot (H - 1,2 \cdot h_x) \quad (111)$$

На уровне линейного портала:

$$r_{x1} = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot (20 - 1,2 \cdot 7,85) = 16,36 \text{ м}$$

На уровне шинного портала:

$$r_{x2} = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot (20 - 1,2 \cdot 6,1) = 13,4 \text{ м}$$

Радиус защиты внутренней зоны на уровне земли при  $H < L < 2H$  :

$$r_c = r_0 = 21,2 \text{ м}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{c1} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (l_1 - h) \quad (112)$$

$$h_{c1} = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (22 - 20) = 16,9 \text{ м}$$

$$h_{c2} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (l_2 - h) \quad (113)$$

$$h_{c2} = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (27,5 - 20) = 15,68 \text{ м}$$

Ширина средней части зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

На уровне линейного портала:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} \quad (114)$$

$$r_{cx1} = 21,2 \cdot \frac{16,9 - 7,85}{16,9} = 11,35 \text{ м}$$

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} \quad (115)$$

$$r_{cx2} = 21,2 \cdot \frac{15,68 - 7,85}{15,68} = 10,59 \text{ м}$$

На уровне шинного портала:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} \quad (116)$$

$$r_{cx1} = 21,2 \cdot \frac{16,9 - 6,1}{16,9} = 13,55 \text{ м}$$

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} \quad (117)$$

$$r_{cx2} = 21,2 \cdot \frac{15,68 - 6,1}{15,68} = 13 \text{ м}$$

## 6 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

В процессе эксплуатации в обмотках трансформаторов могут возникать короткие замыкания между фазами, замыкание одной или двух фаз на землю, замыкание между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры. В зависимости от опасности повреждения для нарушения нормального режима трансформатора, защита, фиксирующая нарушение, действует на сигнал, разгрузку или отключение трансформатора [8].

### 6.1 Дифференциальная токовая защита

Дифференциальная защита, выполненная на принципе сравнения токов на входе и выходах, применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Защита абсолютно селективна, реагирует на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени. Зона действия дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) ограничивается местом установки трансформаторов тока. Ввиду ее сравнительной сложности, дифференциальная защита

устанавливается на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью более 6300 кВА.

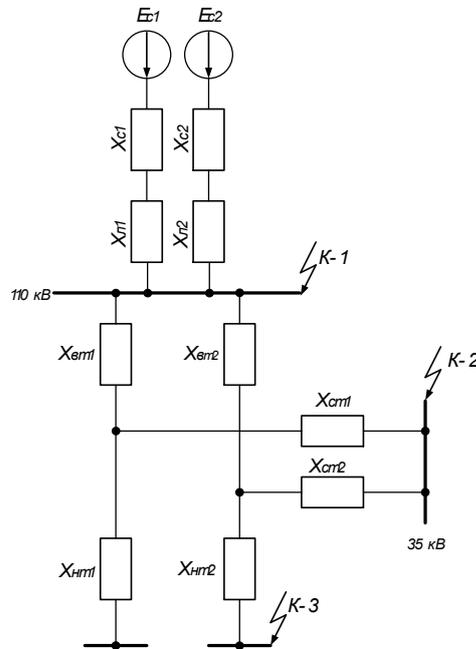


Рисунок 3 – Поясняющая схема трансформатора и схема замещения трансформатора

Первичный ток трансформатора на ВН определяют по данным из первоначальной схемы:

$$I_{ном.ВН} = 51,9 А.$$

Далее выберем коэффициент трансформации трансформатора тока. Вторичный ток трансформаторов тока:

$$I_{перв.i} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_i} \tag{118}$$

$$n_{ТА.расч.} = \frac{I_{перв.i} \cdot k_{сх.}}{5} \tag{119}$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока выбираем таким, чтобы при протекании тока в первичной обмотке ток во вторичной обмотке не превышал  $I_{втор.} \leq 5A$ . Поэтому, мы округляем выбранный коэффициент трансформации до больших значений.

$$I_{втор.i} = \frac{k_{сх.\Delta} \cdot I_{перв.i}}{n_{т.уст.}} \quad (120)$$

Расчёты проводятся для всех сторон трансформатора. Результаты расчетов сводим в таблице 38.

Таблица 38 – Расчет параметров трансформаторов тока

Параметр трансформатора тока	Результаты расчёта		
	ВН	СН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора, А	50,2	150	524,9
Схема соединения трансформатора тока	$\Delta$	$\Delta$	Y
Коэффициент схемы	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации	$\frac{100}{5}$	$\frac{200}{5}$	$\frac{800}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты, А	2,6	3,7	3,3

трансформатору, ошиновке НН трансформатора сквозного тока и

газовой защиты реагирует на незначительное выделение газа, или понижение уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень газовой защиты сработает при интенсивном выделении газа, понижении уровня масла, или при значительном перетоке масла из бака трансформатора в расширитель, отключая трансформатор со всех сторон без выдержки времени.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать

трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

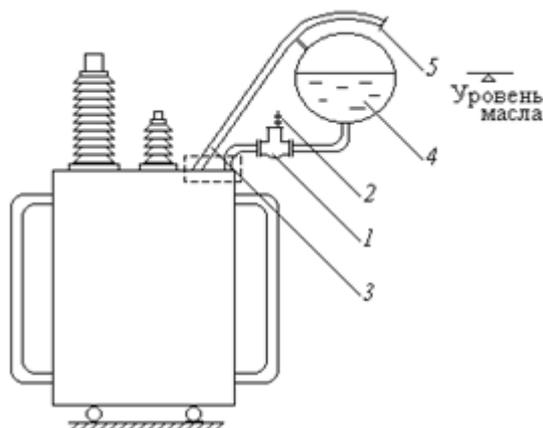


Рисунок 4 – Установка газового реле на трансформаторе  
1 – газовое реле; 2 – краник; 3 – выхлопная труба; 4 – расширитель; 5 – мембрана

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков. Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. Использование газовой защиты в качестве единственной защиты силового трансформатора является недопустимой.

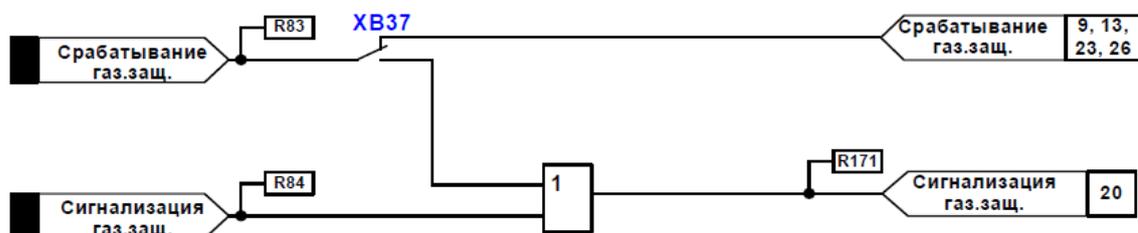


Рисунок 5 – Схема газовой защиты трансформатора.

## 7 НАДЁЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

## 7.1 Общие положения

Подстанция является важным элементом энергосистемы, от надёжности её работы зависит нормальное функционирование системы и потребителей электроэнергии.

Задачи по организации процессов функционирования системы состоят в качественной оценке вероятностных показателей в стационарном режиме.

В своём проекте произведу расчёт вероятности безотказной работы ОРУ-110 кВ ПС Полтавка с целью оценки надёжности выбранной схемы рассматриваемого распределительного устройства.

Чтобы оценить надёжность подстанции, нужно:

- составить схему замещения с точки зрения надёжности;
- показатели надёжности элементов схемы;
- определить показатели надёжности схемы;
- рассчитать вероятность безотказной работы.

## 7.2 Определение показателей надёжности элементов схемы

Вероятность отказа работы элемента определяется по формуле:

$$g = \frac{w \cdot t_B}{T_{\Gamma}} \quad (138)$$

где  $w$  – средний параметр потока отказа, 1/год;

$t_B$  – среднее время восстановления элемента, ч;

$T_{\Gamma}$  – время года, ч.

Параметры показателей надёжности представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Параметры показателей надёжности

Элемент	$w$ , 1/год	$t_B$ , ч	$\mu$ , 1/год	$T_p$ , ч	$a_{оп} / a_k$
Трансформатор 10 МВА	0,035	7	0,035	2	2

Продолжение таблицы 37

Элемент	w, 1/год	t <sub>в</sub> , ч	$\mu$ , 1/год	T <sub>р</sub> , ч	$a_{оп} / a_k$
Выключатели 110 кВ	0,001	21,9	0,04	15	15
Разъединители 110 кВ	0,01	7	0,166	13	-
Шины 110 кВ	0,013	5	0,166	3	-
ВЛ 110 кВ (на 100 км)	0,34	14,3	2,8	17	-

Вероятность отказа и параметра потокоотказа основных защит:

- газовая:  $q_{г}=0,00525$ ;  $W=0.0000087$ ;
- дифференциальная:  $q_{дзт}=0,0044$ ;  $W=0,0002$ ;
- ДЗШ:  $q_{дзш}=0,0096$ ;  $W=0,00136$ ;
- ДФЗ линии:  $q_{дфзвл} = 0,0012$ ;  $W=0,00194$ .

Прежде, чем приступить к расчёту, необходимо составить схему замещения с точки зрения надёжности.

Каждый элемент схемы вводится собственным элементом показателя вероятности отказа. В модели отказа выключателя учитываются смежные элементы.

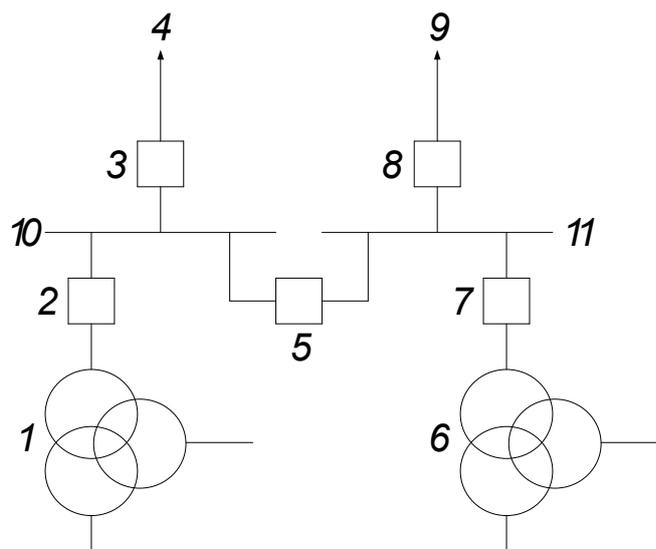


Рисунок 6 – Схема замещения ОРУ-110 кВ

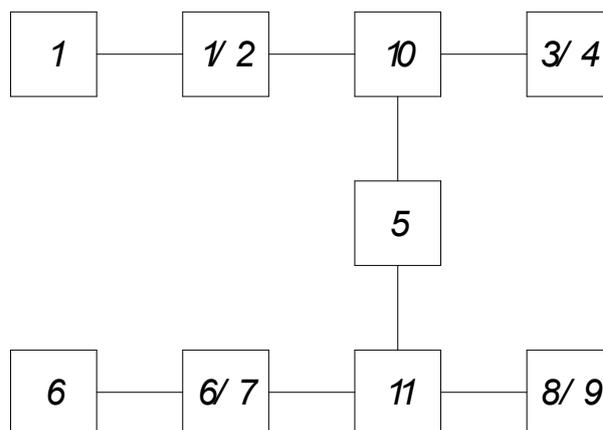


Рисунок 7 – Схема замещения ОРУ-110 кВ с точки зрения надёжности

Расчет параметров надёжности произведён в программе MathCad 15 и представлен в приложении Б.

## 8 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

### 8.1 Охрана труда при эксплуатации КРУН К-59

При монтаже КРУН К-59 должны соблюдаться требования техники безопасности, изложенные в действующих «Строительных нормах и правилах».

При монтаже, наладке, эксплуатации и техническом обслуживании КРУН К-59 необходимо руководствоваться указаниями и требованиями техники безопасности настоящей инструкции, действующих "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей", "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей".

В конструкции КРУН типа К-59 предусмотрены следующие меры, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

- всё находящееся под высоким напряжением оборудование размещено внутри ячеек со сплошной металлической оболочкой и при нормальной эксплуатации недоступно для прикосновения;
- высоковольтные выключатели и их приводы, а также некоторые виды другого электрооборудования установлены на выкатных тележках, что позволяет производить ревизию и ремонт выключателей и оборудования вне ячеек, вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением;
- для наблюдения за уровнем масла в масляных выключателях на фасадных листах отсеков выкатных элементов имеются смотровые окна;
- при выкатывании выкатных элементов в ремонтное положение доступ к остающимся под напряжением токоведущим частям перекрывается автоматически действующими металлическими шторками. Предусмотрена возможность запираания шторок при их закрытом положении висячими замками;
- для наблюдения за состоянием встроенного в ячейки оборудования без снятия напряжения с главных цепей дверные проёмы задних стенок снабжены предохранительными перегородками;

- ячейки КРУН К-59 оборудованы стационарными заземляющими разъединителями, что позволяет отказаться от установки переносных заземлений (за исключением заземлений отсоединённых силовых кабелей);
- ячейки КРУН К-59 оборудованы системой электромеханической блокировки;
- коридор управления КРУН К-59 оборудован общим освещением;
- для питания ламп переносного освещения в одном из релейных шкафов с аппаратурой собственных нужд установлена розетка напряжением не более 25 В.

Не допускается при обслуживании находящегося под напряжением устройства:

- демонтаж ограждений, блокировочных устройств, защитных шторок, а также производства каких-либо ремонтных работ на них;
- попыток включения ТСН в сеть высокого напряжения или отключения его от сети при наличии нагрузки со стороны низкого напряжения.

Требования к персоналу при эксплуатации КРУН:

- необходимо соблюдать правила пользования блокировочными замками. Ключи из замков вынимать только при полностью запертом замке. При этом положение блокируемого элемента фиксируется, а вынутый ключ свидетельствует о выполнении данной операции и переносится оператором для отпирающего следующего замка в соответствии со схемой блокировки.
- при работе со встроенным оборудованием соблюдать правила техники безопасности, указанные в заводских инструкциях на это оборудование. Во избежание ложной работы автоматики не пользоваться кнопками ручного включения и отключения высоковольтного выключателя при нахождении тележки выключателя в рабочем положении.
- не выполнять никаких работ по ревизии масляного выключателя с пружинным приводом, у которого включающие пружины находятся во взведенном положении. Не проводить никаких работ на токоведущих частях, не

заземлив их. Накладывать заземление или включать заземляющие ножи только после проверки отсутствия напряжения в цепи.

- Необходимо обеспечить надёжное заземление кабеля для полного снятия остаточного напряжения.
- Не проводить никаких работ на высоковольтных вводах силовых и измерительных трансформаторов, у которых не отсоединены или не закорочены выводы низкого напряжения.
- Не курить и не пользоваться открытым огнём в помещении шкафа ВЧ связи и в коридоре управления при работах, связанных с применением огнеопасных и легковоспламеняющихся материалов.

### 8.2 Расчет санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции

На открытом воздухе на территории подстанции установлены N трансформаторов.

Определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, если известен тип трансформаторов, и характеристика прилегающей к подстанции территории. Исходные данные приведены в таблице 38.

Таблица 38 - Исходные данные

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха (системы охлаждения вида Д)	10	110	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

По таблице 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определим допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС.

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к жилым домам: 60 дБА.

Определим шумовые характеристики источника согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся корректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Корректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха (системы охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности составляет ( $S_{\text{ном}} = 10 \text{ МВА}$ ,  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ ):

$$L_{PA} = 87 \text{ дБА.}$$

Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТДТН, и его корректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{PA}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума создаваемый данным источником будет равным  $L_A$ .

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (139)$$

где  $S$  - площадь поверхности полусферы,  $\text{м}^2$ ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии  $R$  от трансформатора ( $R > 30$  м) можно определить по формуле

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (140)$$

где  $S = \pi R^2$ .

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 8. Расстояния  $R_1$  и  $R_2$  неизвестны, а  $l$  - известно.

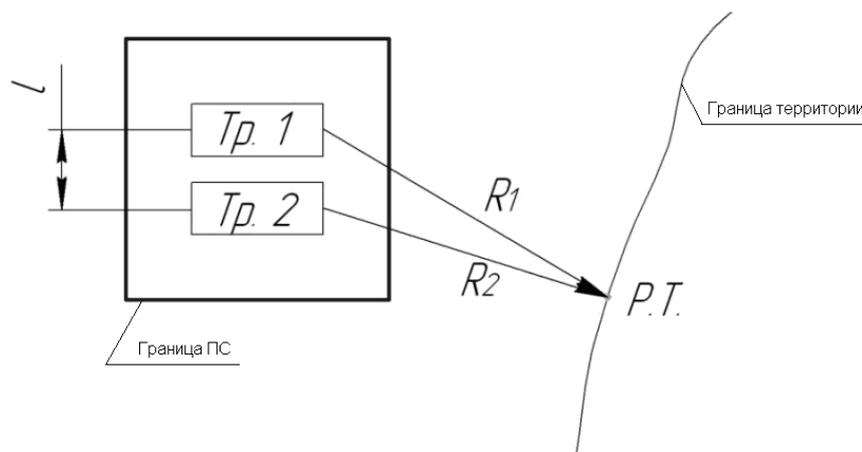


Рисунок 8 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Для определения минимального расстояния от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами  $l$  небольшое и  $R_1 \gg l, R_2 \gg l$  то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{PAi}}, \quad (141)$$

где  $N$  - количество источников шума (ТМ);

$L_{PAi}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 87} = 90 \text{ дБА}.$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = DV_{L_A}$ . Тогда  $R = R_{\min}$ .

Исходя из принятых допущений выражение (141) можно переписать в следующем виде

$$DV_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (142)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно  $R_{\min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DV_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (143)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(90-60)}}{2\pi}} = 12,6 \text{ м}$$

Любое  $R \geq R_{\min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{\min} = L_{СЗ}$  санитарно-защитная зона (СЗ) по шуму.

## 9 ЭКОНОМИКА

Необходимо определить общие затраты на реконструкцию подстанции Полтавка и подстанции Береговая. Укрупненные стоимостные показатели представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Укрупненные стоимостные показатели

Тип оборудования	Затраты, тыс. руб.	Величина затрат, тыс. руб.
ТДТН-10000/110/35/10	4*4500	18000
КРУ-10 кВ	12*160	1920
Элегазовый выключатель ВГТ-110	10*1650	16500
Элегазовый выключатель ВГТ-35	10*1400	14000
Разъединитель РГП-110	16*72	1152
Разъединитель РГП-35	16*38	608
Трансформаторы тока ТРГ-110	10*1100	11000
Трансформаторы тока ТРГ-35	10*682	6820
Трансформаторы напряжения НАМИ-110	4*294	1176
Трансформаторы напряжения НАМИ-35	4*192	768
ОПН-110	8*26	208
ОПН-35	8*11	88
Постоянная часть затрат	1500	1500
Противоаварийная автоматика	1200	1200
Итого:		28820
Стоимость реконструкции ПС (с учетом сопутствующих затрат 21%)*3,73		74940

Эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I_{\text{э}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{рем}} \quad (144)$$

Амортизационные отчисления определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{\text{ам},i}, \quad (145)$$

где  $\alpha_{\text{ам},i}$  – ежегодные нормы отчислений на амортизацию основных средств.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{\text{ам},i} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (146)$$

$$\alpha_{\text{ам},i} = \frac{1}{20} = 0,05$$

где  $T_{\text{сл}}$  – срок службы соответствующего оборудования ( $T_{\text{сл}} = 20$  лет).

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_A = 74940 \cdot 0,05 = 3747 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на ремонт:

$$I_{\text{рем}} = \alpha_{\text{рем}} \cdot K_B \quad (147)$$

$$I_{\text{рем}} = 0,0525 \cdot 74940 = 3934,35 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{э}} = 3747 + 3934,35 = 7681,35 \text{ тыс.руб.}$$

Общие затраты:

$$З = E \cdot K + I_{\text{э}} \quad (148)$$

где  $E=0,1$  – норматив дисконтирования.

$$З = 0,1 \cdot 74940 + 7681,35 = 15175,35 \text{ тыс.руб.}$$

Срок окупаемости определяется по формуле:

$$T_{\text{окуп}} = \frac{K}{З - И_3} \quad (149)$$

$$T_{\text{окуп}} = \frac{74940}{15175,35 - 7681,35} = 4 \text{ лет} \cdot$$

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был произведён расчёт варианта перевода ПС Береговая и ПС Полтавка на напряжение 110/35/10 кВ. Дано описание района электроснабжения и подстанции; изменена схема распределительного устройства 110 и 35 кВ; произведены расчёт токов короткого замыкания и выбор и проверка оборудования. Произведена замена масляных выключателей на напряжение 35 и 10 кВ на элегазовые со встроенным пружинным приводом. Также произведён расчёт заземления и молниезащиты подстанции, рассчитаны уставки релейной защиты силового трансформатора. Для выбранного оборудования и комплектного распределительного устройства произведены экономические расчёты, рассчитаны годовые затраты на обслуживание подстанций и сроки окупаемости предложенных проектов.

пособие для вузов / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. –  
Благовещенск : Амурский гос. университет, 2013. – 192 с.