

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики  
(наименование института полностью)

---

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

---

Электрооборудование и электрохозяйство предприятий,  
организаций и учреждений  
(направленность (профиль)/специализация)

---

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрооборудования понизительной подстанции  
35/10 «Анненково»

Студент

А.С. Харитонова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шлыков

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

## Аннотация

В бакалаврской работе произведена реконструкция подстанции 35/10 «Анненково».

Подстанция нуждалась в реконструкции, так как большая часть оборудования все еще оставалась морально устаревшей, хоть и некоторое уже было заменено.

В записке из 44 страниц проанализирована подстанция и произведены необходимые расчеты и выбрано:

- Новые силовые трансформаторы, учитывая потери и затраты на них,
- Электрические схемы распределительных устройств 35 кВ и 10 кВ,
- Высоковольтное оборудование в виде выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, изоляторов и шинопроводов,
- Трансформаторы собственных нужд и аккумуляторные батареи,
- Релейная защита трансформатора,
- Заземление подстанции,
- Молниезащита подстанции.

## **Abstract**

The title of the graduation project is «Reconstruction of electrical equipment of step-down substation 35/10 Annenkovo».

The key issue of the graduation project is the possibility of reconstruction of the substation, namely its high-voltage equipment in the form of switches, disconnectors, current measuring transformers, voltage measuring transformers, surge arresters, insulators and power transformers.

Much attention is given to heavily worn and old equipment, the replacement of which is mandatory.

The graduation project consists of an explanatory note on 44 pages, introduction, including 5 figures, 28 tables, the list of 21 references including 5 foreign sources and the graphic part on 6 A1 sheets.

Taking into consideration the fact that the substation was partially reconstructed, that is grounding, batteries for powering the control and automation circuits, it is still necessary to double-check this equipment and replace it if necessary, but most often it passes through test.

The results of graduation project show clearly that the reconstruction of this substation leads to increased reliability and safety of the substation for the power system in the given area.

Overall, the results suggest that it is necessary to reconstruct most substations that have old equipment, as this will increase the reliability of the energy system as a whole for the Russian Federation.

## Содержание

Введение.....	5
1 Расположение ПС 35/10 кВ «Анненково» и информация по местности.....	6
2 Данные по ПС 35/10 кВ «Анненково».....	7
3 Проверка силовых трансформаторов ПС 35/10 кВ «Анненково».....	8
4 Выбор типовой электрической схемы, типов распределительных устройств и основных конструктивных решений ПС 35/10 кВ «Анненково».....	13
5 Расчет тока короткого замыкания ПС 35/10 кВ «Анненково».....	14
6 Выбор и проверка высоковольтного оборудования на 35 кВ.....	17
6.1 Выбор и проверка выключателя на 35 кВ.....	17
6.2 Выбор и проверка разъединителя на 35 кВ.....	20
6.3 Выбор и проверка трансформатора тока на 35 кВ.....	21
6.4 Выбор и проверка жесткой шины на 35 кВ.....	23
6.5 Выбор ограничителя перенапряжения на 35 кВ.....	25
7 Выбор и проверка высоковольтного оборудования на 10 кВ.....	25
7.1 Выбор и проверка выключателя на 10 кВ.....	25
7.2 Выбор и проверка трансформатора тока на 10 кВ.....	28
7.3 Выбор трансформатора тока нулевой последовательности на 0,66 кВ.....	30
7.4 Выбор и проверка трансформатора напряжения КРУ.....	30
7.5 Выбор ограничителя перенапряжения на 10 кВ.....	32
7.6 Выбор и проверка шинпровода, изоляторов на 10 кВ.....	33
8 Перечень данных по выбранному оборудованию.....	34
9 Выбор трансформаторов собственных нужд ПС 35/10 кВ «Анненково».....	39
10 Выбор оперативного тока для релейной защиты и цепей управления ПС 35/10 кВ «Анненково».....	40

11	Защита трансформатора ПС 35/10 кВ «Анненково».....	41
12	Заземление ПС 35/10 кВ «Анненково».....	43
13	Молниезащита ПС 35/10 кВ «Анненково».....	44
	Заключение.....	47
	Список используемой литературы.....	48

## Введение

Энергетическая система любой страны состоит из таких важных элементов, как:

- Электростанции,
- Подстанции,
- Воздушные и кабельные линии электропередач.

Все элементы очень важны. Электростанции производят электроэнергию, воздушные и кабельные линии передают эту энергию, а подстанции её принимают и распределяют.

При этом именно на подстанциях происходит повышение напряжения, которое очень важно для передачи на большие расстояния энергии с минимально возможными потерями, и понижение напряжения для ее использования на предприятиях или в обычных домах.

В связи с этим остро встает вопрос о надежности электроснабжения, так как большое количество подстанций старые и построены во времена СССР, либо же реконструированы частично на данный момент.

В связи с этим на них до сих пор используется устаревшее оборудование, которое необходимо заменить на новейшее.

Этим оборудованием могут быть выключатели, разъединители, отделители, нелинейные ограничители перенапряжения, шинопроводы, изоляторы, короткозамкватели, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Также могут быть заменены трансформаторы, если за время их работы была добавлена новая нагрузка, из-за которой трансформатор начал работать с перегрузкой, либо же замена из-за технической неисправности или конца срока службы.

Именно поэтому темой выпускной квалификационной работы стало реконструировать одну из таких подстанций напряжением 35/10 кВ «Анненково».

## 1 Расположение ПС 35/10 кВ «Анненково» и информация по местности

Подстанция расположена в Республике Мордовия, между селами «Анненково» и «Ромоданово» вдоль дороги «89К-12».

Фото со спутника представлено на рисунке 1.1.

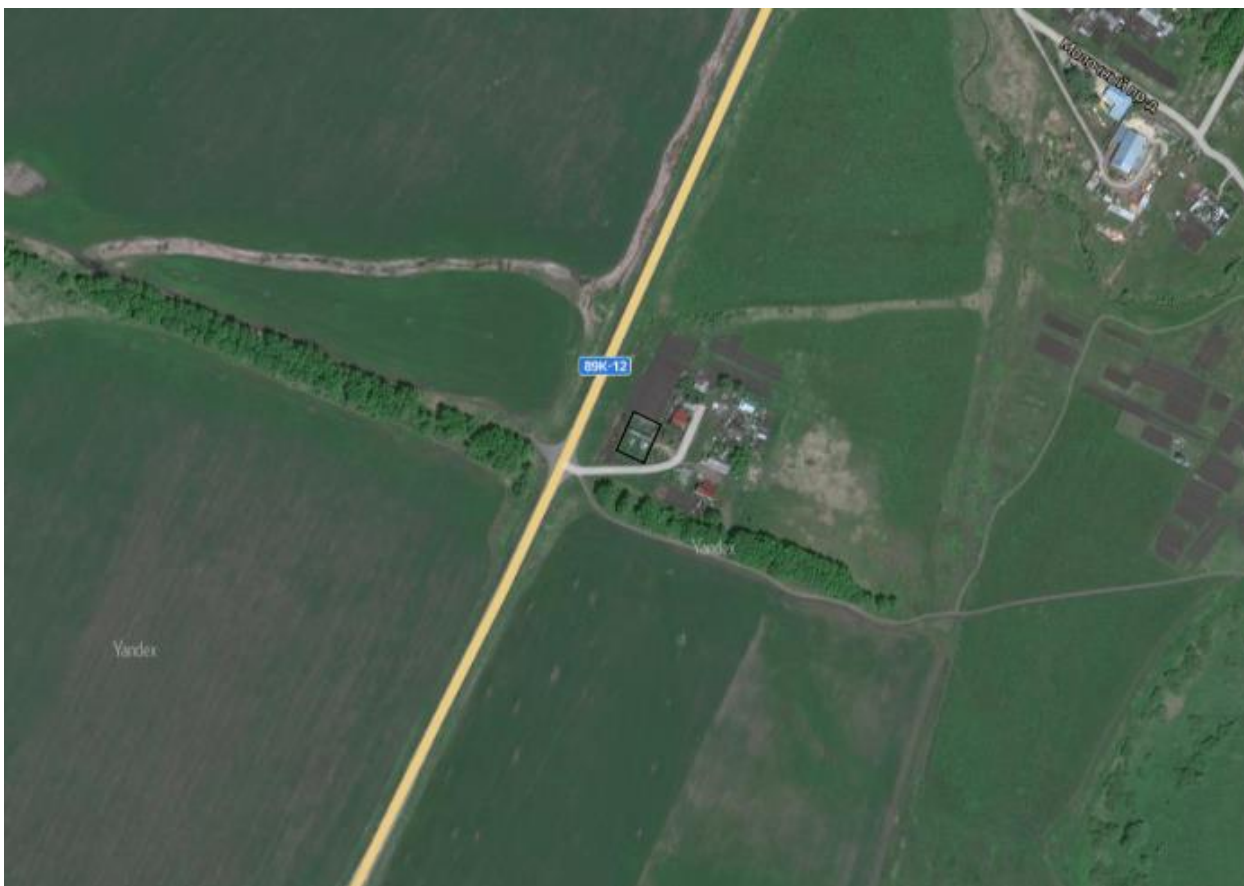


Рисунок 1.1 – Фото подстанции «Анненково» со спутника

Климатические условия:

- Среднегодовая температура плюс 4,1...4,4 °С,
- Среднегодовое количество осадков составляет 500–550 мм,
- Район по ветровому давлению III,
- Район по гололеду III

.

## 2 Данные по ПС 35/10 кВ «Анненково»

Подстанция введена в эксплуатацию в 1975 году.

Она является ответвительной и питается от ВЛ-35 кВ, отходящей от подстанции 110/35/10 «Ромоданово».

Распределительное устройство на напряжение 35 кВ выполнено открыто (ОРУ) и на напряжение 10 кВ в закрытом (ЗРУ) виде.

На подстанции установлено 2 трансформатора ТМН-4000/35/10.

Площадь составляет 1173 м<sup>2</sup>. Длина 42,5 метров, ширина 27,6 метров.

Основными потребителями от данной подстанции являются села «Анненково», «Малая Чуфаровка» и западная часть села «Ромоданово».

Данные по нагрузке:

-  $K_3 \approx 1,2$ ,

-  $\cos \varphi \approx 0,87$ .

Собственная потребление подстанции равно  $\approx 132,4$  кВА.



### 3 Проверка силовых трансформаторов ПС 35/10 кВ «Анненково»

Для начала рассчитаем нагрузку потребителей по формуле:

$$S_{\text{потр}} = K_3 \cdot n \cdot S_T, \quad (3.1)$$

$$S_{\text{потр}} = 1,2 \cdot 2 \cdot 4 \approx 8,96 \text{ МВА.}$$

Реконструкция не обязывает установку новых трансформаторы.

Поэтому проверим установленные трансформаторы и трансформаторы большей мощности по годовым потерям, а затем сравним результаты.

Составим таблицы (таблица 3.1, 3.2) с данными по трансформаторам. Трансформаторы взяты с сайта производителя [1].

Таблица 3.1 – Паспортные данные трансформатора ТМН-4000/35/10

$S_H$ , кВА	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ		$P_K$ , кВт	$P_{XX}$ , кВт	$u_K$ , %	$i_{XX}$ , %
	ВН	НН				
4000	35	11	33,5	5,6	7,5	0,3

Таблица 3.2 – Паспортные данные трансформатора ТМН-6300/35/10

$S_H$ , кВА	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ		$P_K$ , кВт	$P_{XX}$ , кВт	$u_K$ , %	$i_{XX}$ , %
	ВН	НН				
6300	35	11	46,5	8	7,5	0,3

Теперь рассчитаем коэффициент загрузки для более мощного трансформатора по формуле:

$$K_3 = \frac{S_{\text{потр}}}{n \cdot S_T}, \quad (3.2)$$

$$K_3 = \frac{8,96}{2 \cdot 6,3} \approx 0,71.$$

Расчет будет производиться в упрощенном виде.

Рассчитаем потери активной мощности в стали по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta P_{ст.i} &\approx \Delta P_{xx.i}, & (3.3) \\ \Delta P_{ст.4} &\approx 5,6 \text{ кВт}, \\ \Delta P_{ст.6,3} &\approx 8 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Рассчитаем потери активной мощности на рассеивание по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta P_{рас.i} &\approx \Delta P_{кз.i}, & (3.4) \\ \Delta P_{рас.4} &\approx 33,5 \text{ кВт}, \\ \Delta P_{рас.6,3} &\approx 46,5 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Рассчитаем потери активной мощности в трансформаторе по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta P_{т.i} &= \Delta P_{ст.i} + \Delta P_{рас.i} \cdot K_{3.i}^2, & (3.5) \\ \Delta P_{т.4} &= 5,6 + 33,5 \cdot 1,2^2 = 53,84 \text{ кВт}, \\ \Delta P_{т.6,3} &= 8 + 46,5 \cdot 0,71^2 = 31,44 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Рассчитаем потери реактивной мощности в стали по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{ст.i} &\approx S_{т.i} \cdot \frac{i_{xx.i}}{100}, & (3.6) \\ \Delta Q_{ст.4} &\approx 4000 \cdot \frac{0,3}{100} = 12 \text{ квар}, \\ \Delta Q_{ст.6,3} &\approx 6300 \cdot \frac{0,3}{100} = 18,9 \text{ квар}. \end{aligned}$$

Рассчитаем потери реактивной мощности на рассеивание по формуле:

$$\Delta Q_{\text{рас.}i} \approx S_{\text{т.}i} \cdot \frac{u_{\text{кз.}i}}{100}, \quad (3.7)$$

$$\Delta Q_{\text{рас.}4} \approx 4000 \cdot \frac{7,5}{100} = 300 \text{ квар},$$

$$\Delta Q_{\text{рас.}6,3} \approx 6300 \cdot \frac{7,5}{100} = 472,5 \text{ квар}.$$

Рассчитаем потери реактивной мощности в трансформаторе по формуле:

$$\Delta Q_{\text{т.}i} = \Delta Q_{\text{ст.}i} + \Delta Q_{\text{рас.}i} \cdot K_{3,i}^2, \quad (3.8)$$

$$\Delta Q_{\text{т.}4} = 12 + 300 \cdot 1,2^2 = 444 \text{ квар},$$

$$\Delta Q_{\text{т.}6,3} = 18,9 + 472,5 \cdot 0,71^2 = 257,09 \text{ квар}.$$

Рассчитаем потери полной мощности в трансформаторе по формуле:

$$\Delta S_{\text{т.}i} = \sqrt{\Delta P_{\text{т.}i}^2 + \Delta Q_{\text{т.}i}^2}, \quad (3.9)$$

$$\Delta S_{\text{т.}4} = \sqrt{53,84^2 + 444^2} = 447,25 \text{ кВА},$$

$$\Delta S_{\text{т.}6,3} = \sqrt{31,44^2 + 257,09^2} = 259 \text{ кВА}.$$

Теперь необходимо определить количество часов максимальных потерь по графику (Приложение А, рисунок А.1), при этом примем  $T_m = 8760$  часам для обоих трансформаторов.

Тогда количество часов максимальных потерь равно 8760 часам.

Также время работы трансформатора за год равно 8760 часам.

Рассчитаем потери активной энергии по формуле:

$$\Delta W_{\text{а.т.}i} = \Delta W_{\text{ст.}i} + \Delta W_{\text{об.}i} = \Delta P_{\text{ст.}i} \cdot t + \Delta P_{\text{рас.}i} \cdot \tau \cdot K_{3,i}^2, \quad (3.10)$$

$$\Delta W_{a.t.4} = 5,6 \cdot 8760 + 33,5 \cdot 8760 \cdot 1,2^2 = 471638,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{a.t.6,3} = 8 \cdot 8760 + 46,5 \cdot 8760 \cdot 0,71^2 = 275420,1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Рассчитаем потери реактивной энергии по формуле:

$$\Delta W_{p.t.i} = \frac{S_{т.i} \cdot (i_{xx.i} \cdot t + u_{кз.i} \cdot \tau \cdot K_{з.i}^2)}{100}, \quad (3.11)$$

$$\Delta W_{p.t.4} = \frac{4000 \cdot (0,3 \cdot 8760 + 7,5 \cdot 8760 \cdot 1,2^2)}{100} = 3889440 \text{ квар} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{p.t.6.3} = \frac{6300 \cdot (0,3 \cdot 8760 + 7,5 \cdot 8760 \cdot 0,71^2)}{100} = 2252084,3 \text{ квар} \cdot \text{ч}.$$

Составим таблицу (таблица 3.3) с тарифами на данный момент.

Таблица 3.3 – Тарифы на электроэнергию

Тариф	День	Ночь
Однотарифный	2,92 руб/кВт·ч	
Двухтарифный	3,22 руб/кВт·ч	1,59 руб/кВт·ч

Рассчитаем стоимость потерянной активной энергии по однотарифному тарифу по формуле:

$$Z_{a.t.i} = \Delta W_{a.t.i} \cdot a, \quad (3.12)$$

$$Z_{a.t.4} = 471638,4 \cdot 2,92 = 1,38 \text{ млн. руб},$$

$$Z_{a.t.6.3} = 275420,1 \cdot 2,92 = 0,81 \text{ млн. руб}.$$

Составим таблицу (таблица 3.4) с результатами расчетов.

Таблица 3.4 – Сравнение результатов расчетов

Тип трансформатора	ТМН-4000/35/10	ТМН-6300/35/10
Потери активной мощности	53,84 кВт	31,44 кВт
Потери реактивной мощности	444 квар	257,09 квар
Потери полной мощности	447,25 кВА	259 кВА
Потери активной энергии	471638,4 кВт·ч	275420,1 кВт·ч
Потери реактивной энергии	3889440 квар·ч	2252084,3 квар·ч
Затраты на потери активной энергии	1,38 млн.руб	0,81 млн.руб

Согласно расчетам при упрощенных условиях для обоих трансформаторов, стоимость активных потерь электроэнергии за год для установленных трансформаторов больше на  $\approx 570$  тысяч рублей, чем для более мощных.

Потери полной мощности для установленных трансформаторов на 188,25 кВА больше, чем для более мощных.

Исходя из данных расчетов можно сделать вывод, что поставить новые трансформаторы будет не затратней.

#### **4 Выбор типовой электрической схемы, типов распределительных устройств и основных конструктивных решений ПС 35/10 кВ «Анненково»**

Для выбора используется необходимая документация и указания [2,3,4].

Реконструкция проводится всех РУ, поэтому необходимо выбрать схему для каждого.

Распределительное устройство на 35 кВ выполнено на открытом воздухе блок-схемой №35-4Н.

Выбор стоит между такими блок-схемами:

- 35-4Н,
- 35-5Н
- 35-4АН.

Для данной подстанции не имеет смысла менять тип схемы.

Распределительное устройство на 10 кВ выполнено внутри здания блок-схемой №10-1.

Выбор стоит между такими блок-схемами:

- 10-1,
- 10-2.

Также остается 10-1, так как трансформатор не имеет расщепленной обмотки.

## 5 Расчет тока короткого замыкания ПС 35/10 кВ «Анненково»

Расчет тока короткого замыкания как правило необходим для проверки оборудования и расчета релейной защиты.

Данные по трансформатору будут взяты из таблицы 3.2.

Составим таблицу (таблица 5.1) с дополнительными данными для расчетов.

Таблица 5.1 – Дополнительные данные для расчета тока КЗ

$S_K$ , МВА	$S_6$ , МВА	$U_{6,В}$ , кВ	$U_{6,Н}$ , кВ	$x_0$ , Ом/км	$k_{уд,В}$	$k_{уд,Н}$	$l$ , км	$n$ , кол.
2100	2100	37	10,5	0,4	1,6	1,85	0,3	2

Изобразим расчетную схему (рисунок 5.1) и схему замещения (рисунок 5.2).

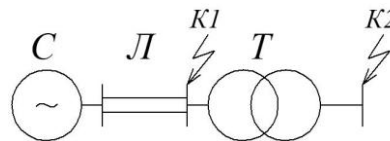


Рисунок 5.1 – Расчетная схема

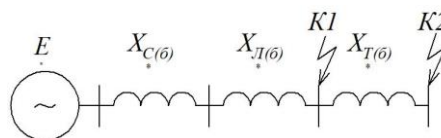


Рисунок 5.2 – Схема замещения

Рассчитаем 3-фазное КЗ на напряжения 35 и 10 кВ, руководствуясь литературой [5, 6].

Рассчитаем сопротивление системы по формуле:

$$x_{*C(6)} = \frac{S_6}{S_K} \quad (5.1)$$

$$x_{*C(6)} = \frac{2100}{2100} = 1 \text{ о. е.}$$

Рассчитаем сопротивление линии по формуле:

$$x_{*Л(6)} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{6.B}^2} \quad (5.2)$$

$$x_{*Л(6)} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 0,3 \cdot \frac{1000}{37^2} = 0,092 \text{ о. е.}$$

Рассчитаем сопротивление трансформатора по формуле:

$$x_{*Т(6)} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (5.3)$$

$$x_{*Т(6)} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{2100}{6,3} = 35 \text{ о. е.}$$

Теперь найдем 3-фазных ток КЗ в точках К1 и К2.

Рассчитаем суммарное сопротивление первой точки по формуле:

$$x_{K1} = x_{*C(6)} + x_{*Л(6)}, \quad (5.4)$$

$$x_{K1} = 1 + 0,092 = 1,092 \text{ о. е.}$$

Рассчитаем суммарное сопротивление второй точки по формуле:

$$x_{K2} = x_{K1} + x_{*Т(6)}, \quad (5.5)$$

$$x_{K2} = 1,092 + 35 = 36,092 \text{ о. е.}$$

Рассчитаем базисный ток по формуле:



$$I_{6.i} = \frac{S_{6.i}}{\sqrt{3} \cdot U_{6.i}}, \quad (5.6)$$

$$I_{6.к1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА},$$

$$I_{6.к2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА}.$$

Теперь рассчитаем периодическую составляющую тока КЗ по формуле:

$$I_{П.i} = \frac{E''_C}{x_i} \cdot I_{6.i}, \quad (5.7)$$

$$I_{П.к1} = \frac{1}{0,524} \cdot 15,6 = 29,77 \text{ кА},$$

$$I_{П.к2} = \frac{1}{17,194} \cdot 54,99 = 3,2 \text{ кА}.$$

Осталось рассчитать ударный ток КЗ по формуле:

$$i_{уд.i} = \sqrt{2} \cdot I_{П.i} \cdot k_{уд.i}, \quad (5.8)$$

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 29,77 \cdot 1,6 = 67,36 \text{ кА},$$

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 3,2 \cdot 1,85 = 8,48 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов:

- Точка К1:  $I_{П} = 29,77 \text{ кА}$ ,  $i_{уд} = 67,36 \text{ кА}$ ,

- Точка К2:  $I_{П} = 3,2 \text{ кА}$ ,  $i_{уд} = 8,37 \text{ кА}$ .

## 6 Выбор и проверка высоковольтного оборудования на 35 кВ

### 6.1 Выбор и проверка выключателя на 35 кВ

Выключатель выбирается с сайта производителя [7].

Выбирается ВВН-СЭЩ-35-31,5/1600 УХЛ1.

Проверка проводится по соответствующему документу [5].

Проверка по номинальному напряжению.

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}.$$

Проверка по максимальному рабочему току.

Найдем максимальный ток по формуле:

$$I_{\text{макс}} = \frac{K_3 \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (6.1)$$
$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145,5 \text{ А}.$$
$$I_{\text{макс}} = 145,5 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}.$$

Проверим по отключающей способности.

Для начала симметричный ток.

$$I_{\text{п,т}} = I_{\text{п,0}} = 29,77 \text{ кА},$$
$$I_{\text{п,т}} = 29,77 \text{ кА} \leq I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ кА}.$$

Затем апериодическая составляющая тока.

Найдем полное время протекания по формуле:

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в.}}, \quad (6.2)$$

$$\tau = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.}$$

Найдем аperiodическую составляющую тока по формуле:

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (6.3)$$
$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 29,77 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,02}} = 3,46 \text{ кА.}$$

Найдем номинальный ток отключения аperiodической составляющей тока по формуле:

$$I_{a,\text{ном}} = \left( \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.ном}}, \quad (6.4)$$
$$I_{a,\text{ном}} = \left( \frac{\sqrt{2} \cdot 32}{100} \right) \cdot 31,5 = 14,26 \text{ кА.}$$
$$I_{a,\tau} = 3,46 \text{ кА} \leq I_{a,\text{ном}} = 14,26 \text{ кА.}$$

Проверим по включающей способности.

$$I_{п,0} = 29,77 \text{ кА} \leq I_{\text{вкл.ном}} = 31,5 \text{ кА,}$$
$$i_{\text{уд}} = 67,36 \text{ кА} \leq i_{\text{вкл.ном}} = 80 \text{ кА.}$$

Проверим по электродинамической стойкости.

$$I_{п,0} = 29,77 \text{ кА} \leq I_{\text{пр.с}} = 31,5 \text{ кА}$$
$$i_{\text{уд}} = 67,36 \text{ кА} \leq i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}$$

Проверим по термической стойкости.

Найдем полное время отключения по формуле:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пв.откл}}, \quad (6.5)$$

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с.}$$

Определим тепловой импульса КЗ по формуле:

$$B_{\text{К}} = I_{\text{п,0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \quad (6.6)$$

$$B_{\text{К}} = (29,77 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,07 + 0,02) = 68,1 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с.}$$

Определим тепловой импульс, который способен выдержать выключатель по формуле:

$$\text{Если } t_{\text{откл}} \geq t_{\text{T}}, \text{ то } B_{\text{К}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}, \quad (6.7)$$

$$\text{Если } t_{\text{откл}} \leq t_{\text{T}}, \text{ то } B_{\text{К}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}},$$

$$t_{\text{откл}} = 0,07 \text{ с} \leq t_{\text{T}} = 3 \text{ с},$$

$$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = (31,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,07 = 69,46 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{К}} = 68,1 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 69,46 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

Составим таблицу (таблица 6.1) с результатами проверки.

Таблица 6.1 – Результаты проверки выключателя на 35 кВ

Результаты расчетов	Технические данные
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{МАКС}} = 145,5 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = I_{\text{п.о}} = 29,77 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} = I_{\text{вкл.НОМ}} = I_{\text{пр.с}} = 31,5 \text{ кА}$
$I_{\text{а.т}} = 3,46 \text{ кА}$	$I_{\text{а.НОМ}} = 14,26 \text{ кА}$
$I_{\text{уд}} = 67,36 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}, I_{\text{вкл.НОМ}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = 68,1 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.выкл}} = 69,46 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$

## 6.2 Выбор и проверка разъединителя на 35 кВ

Разъединитель выбирается с сайта производителя [7].

Выбирается РГП-СЭЩ-35/3150 УХЛ1.

Проверка проводится по соответствующему документу [8].

Проверка по номинальному напряжению.

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}.$$

Проверка по максимальному рабочему току.

$$I_{\text{макс}} = 145,5 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}.$$

Проверим по электродинамической стойкости.

$$i_{\text{уд}} = 67,36 \text{ кА} \leq i_{\text{пр.с}} = 100 \text{ кА}.$$

Проверим по термической стойкости.

Определим тепловой импульс, который способен выдержать выключатель по формуле 6.7:

$$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,07 = 112 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$
$$B_K = 68,1 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 112 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Составим таблицу (таблица 6.2) с результатами проверки.

Таблица 6.2 – Результаты проверки разъединителя на 35 кВ

Результаты расчетов	Технические данные
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}$

Продолжение таблицы 6.2

$I_{\text{макс}} = 145,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{уд}} = 67,36 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = 68,1 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.выкл}} = 112 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$

### 6.3 Выбор и проверка трансформатора тока на 35 кВ

Трансформатор тока выбирается с сайта производителя [7].

Выбирается ТОЛ-СЭЩ-35-IV-3-0,2S/5P-10/10-150/5 УХЛ1.

Проверка проводится по соответствующему документу [9, 10].

Проведем его проверку.

Проверка по номинальному напряжению.

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ.}$$

Проверка по максимальному рабочему току.

$$I_{\text{макс}} = 145,5 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 150 \text{ А.}$$

Проверим по электродинамической стойкости.

$$i_{\text{уд}} = 67,36 \text{ кА} \leq i_{\text{пр.с}} = 100 \text{ кА.}$$

Проверим по термической стойкости.

Определим тепловой импульс, который способен выдержать выключатель по формуле 6.7:

$$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,07 = 112 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$
$$B_K = 68,1 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 112 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверим по вторичной нагрузке.

Проверяем вторичную обмотку для подключения измерительных приборов, а именно амперметра.

Измерительный прибор выбран с сайта продавца различных измерительных приборов [11].

Определим номинальное сопротивление нагрузки вторичной цепи по формуле:

$$Z_{2НОМ} = \frac{S_2}{I_2^2}, \quad (6.8)$$
$$Z_{2НОМ} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Заполним таблицу (таблица 6.3) с подключаемыми измерительными приборами ко вторичной обмотке трансформатора тока.

Таблица 6.3 – Перечень измерительных приборов

Тип прибора	Название прибора	н, кол.	$S_{\text{приб}}, \text{ ВА}$	$S_{\Sigma}, \text{ ВА}$
Амперметр	Э42702	1	0,5	0,5

Определим суммарное сопротивление всех приборов по формуле 5.8:

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление проводов по формуле:

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2НОМ} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}, \quad (6.9)$$
$$R_{\text{пр}} \leq 0,4 - 0,02 - 0,05 = 0,33 \text{ Ом.}$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (6.10)$$

$$s = \frac{0,0175 \cdot 100}{0,33} = 5,3 \text{ мм}^2.$$

Выбирается сечение равное 6 мм<sup>2</sup>.

Составим таблицу (таблица 6.4) с результатами проверки.

Таблица 6.4 – Результаты проверки трансформатора тока на 35 кВ

Результаты расчетов	Технические данные
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 145,5 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 150 \text{ А}$
$I_{\text{уд}} = 67,36 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 100 \text{ кА}$
$W_{\text{к.расч}} = 68,1 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.выкл}} = 112 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$

#### 6.4 Выбор и проверка жесткой шины на 35 кВ

Шинопровод выбирается с сайта производителя [7].

Выбирается ОЩ-СЭЩ-35-2000-ОРУ/40-102 УХЛ1.

Проверка проводится по соответствующему документу [12, 13].

Проверка по номинальному напряжению.

$$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.НОМ}} = 35 \text{ кВ}.$$

Проверка по максимальному рабочему току.

$$I_{\text{макс}} = 145,5 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}.$$



Проверим по электродинамической стойкости.

$$i_{уд} = 67,36 \text{ кА} \leq i_{пр.с} = 102 \text{ кА}.$$

Проверим по термической стойкости.

Определим тепловой импульс, который способен выдержать выключатель по формуле 6.7:

$$I_T^2 \cdot t_{откл} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,07 = 112 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с},$$
$$B_K = 68,1 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = 112 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

Составим таблицу (таблица 6.5) с результатами проверки.

Таблица 6.5 – Результаты проверки жесткой шины на 35 кВ

Результаты расчетов	Технические данные
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{макс} = 145,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{уд} = 67,36 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 102 \text{ кА}$
$B_{к.расч} = 68,1 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.выкл} = 112 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$

### 6.5 Выбор ограничителя перенапряжения на 35 кВ

Ограничитель перенапряжения выбирается с сайта производителя [14].

Выбирается ОПН-П-35/44/10/2 УХЛ1.

### 7 Выбор и проверка высоковольтного оборудования на 10 кВ

Распределительное устройство на 10 кВ выполняется в закрытом виде.

Распределительное устройство выбирается с сайта производителя [7].  
Выбирается КРУ-СЭЦ-70.

### 7.1 Выбор и проверка выключателя на 10 кВ

Выключатель выбирается с сайта производителя [7].

Выбирается ВВМ-СЭЦ-3-10-20/1000 У2.

Проверка проводится по соответствующему документу [5].

Проверка по номинальному напряжению.

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}.$$

Проверка по максимальному рабочему току.

Найдем максимальный ток по формуле 6.1:

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,22 \text{ А}.$$

$$I_{\text{макс}} = 509,22 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}.$$

Проверим по отключающей способности.

Для начала симметричный ток.

$$I_{\text{п,т}} = I_{\text{п,0}} = 3,2 \text{ кА}.$$

$$I_{\text{п,т}} = 3,2 \text{ кА} \leq I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}.$$

Затем апериодическая составляющая тока.

Найдем полное время протекания по формуле 6.2:

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}.$$

Найдем апериодическую составляющую тока по формуле 6.3:

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,2 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,02}} = 0,61 \text{ кА.}$$

Найдем номинальный ток отключения апериодической составляющей тока по формуле 6.4:

$$I_{a,\text{ном}} = \left( \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \right) \cdot 20 = 11,31 \text{ кА.}$$

$$I_{a,\tau} = 0,61 \text{ кА} \leq I_{a,\text{ном}} = 11,31 \text{ кА.}$$

Проверим по включающей способности.

$$I_{п,0} = 3,2 \text{ кА} \leq I_{\text{вкл.ном}} = 20 \text{ кА,}$$

$$i_{\text{уд}} = 8,37 \text{ кА} \leq i_{\text{вкл.ном}} = 51 \text{ кА.}$$

Проверим по электродинамической стойкости.

$$I_{п,0} = 3,2 \text{ кА} \leq I_{\text{пр.с}} = 20 \text{ кА,}$$

$$i_{\text{уд}} = 8,37 \text{ кА} \leq i_{\text{пр.с}} = 51 \text{ кА.}$$

Проверим по термической стойкости.

Найдем полное время отключения по формуле 6.5:

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с.}$$

Определим тепловой импульса КЗ по формуле 6.6:

$$B_K = (3,2 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,06 + 0,02) = 0,82 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

Определим тепловой импульс, который способен выдержать выключатель по формуле 6.7:

$$t_{\text{откл}} = 0,06 \text{ с} \leq t_T = 3 \text{ с},$$

$$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = (20 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,06 = 24 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_K = 0,82 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 24 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

Составим таблицу (таблица 7.1) с результатами проверки.

Таблица 7.1 – Результаты проверки выключателя на 10 кВ

Результаты расчетов	Технические данные
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 509,22 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = I_{\text{п.о}} = 3,2 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = I_{\text{вкл.ном}} = I_{\text{пр.с}} = 20 \text{ кА}$
$I_{\text{а.т}} = 0,61 \text{ кА}$	$I_{\text{а.ном}} = 11,31 \text{ кА}$
$I_{\text{уд}} = 67,36 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = I_{\text{вкл.ном}} = 51 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = 0,82 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.выкл}} = 24 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$

## 7.2 Выбор и проверка трансформатора тока на 10 кВ

Трансформатор тока выбирается с сайта производителя [7].

Выбирается ТОЛ-СЭЩ-10-3-0,5S/10P-10/10-600/5 У2.

Проверка проводится по соответствующему документу [9, 10].

Проведем его проверку.

Проверка по номинальному напряжению.

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}.$$

Проверка по максимальному рабочему току.

$$I_{\text{макс}} = 509,22 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}.$$

Проверим по электродинамической стойкости.

$$i_{\text{уд}} = 8,37 \text{ кА} \leq i_{\text{пр.с}} = 100 \text{ кА}.$$

Проверим по термической стойкости.

Определим тепловой импульс, который способен выдержать выключатель по формуле 6.7:

$$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,06 = 96 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_K = 0,82 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 96 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверим по вторичной нагрузке.

Проверяем вторичную обмотку для подключения измерительных приборов, а именно амперметра, ваттметра и счетчиков.

Измерительный прибор выбран с сайта продавца различных измерительных приборов [11].

Определим номинальное сопротивление нагрузки вторичной цепи по формуле 6.8:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}.$$

Заполним таблицу (таблица 7.2) с подключаемыми измерительными приборами ко вторичной обмотке трансформатора тока.

Таблица 7.2 – Перечень измерительных приборов

Тип прибора	Название прибора	н, кол.	$S_{\text{приб}}$ , ВА	$S_{\Sigma}$ , ВА
-------------	------------------	---------	------------------------	-------------------

Продолжение таблицы 7.2

Амперметр	Э42702	1	0,5	0,5
Ваттметр	Ц42308	1	0,5	0,5
Счетчик активной энергии и реактивной энергии	СЕ303	1	0,1	0,1
Суммарная мощность:				1,1

Определим суммарное сопротивление всех приборов по формуле 6.8:

$$R_{\text{приб}} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление проводов по формуле 6.9:

$$R_{\text{пр}} \leq 0,4 - 0,044 - 0,1 = 0,256 \text{ Ом.}$$

Определим сечение проводов по формуле 6.10:

$$s = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,256} = 0,4 \text{ мм}^2.$$

Выбирается сечение равное 2,5 мм<sup>2</sup>.

Составим таблицу (таблица 7.3) с результатами проверки.

Таблица 7.3 – Результаты проверки трансформатора тока на 10 кВ

Результаты расчетов	Технические данные
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 145,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 150 \text{ А}$
$I_{\text{уд}} = 67,36 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 100 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 7.3

$B_{к.расч} = 68,1 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.выкл} = 112 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$
---	--

### 7.3 Выбор трансформатора тока нулевой последовательности на 0,66 кВ

Трансформатор тока нулевой последовательности выбирается с сайта производителя [7].

Выбирается ТЗЛК(Р)-СЭЩ-0,66-1 У2.

### 7.4 Выбор и проверка трансформатора напряжения КРУ

Трансформатор напряжения выбирается с сайта производителя [7].

Выбирается 3хЗНОЛ-СЭЩ-10-1-0,5/3-75/400 У2.

Проверка проводится по соответствующему документу [15].

Проверка по номинальному напряжению.

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ} \leq U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}.$$

Проверим по вторичной нагрузке.

Проверяем вторичную обмотку для подключения измерительных приборов, а именно вольтметра, ваттметра и счетчиков.

Вольтметр выбран с сайта продавца различных измерительных приборов [11].

Составим таблицу (таблица 7.4) с количеством измерительных приборов на самой загруженной шине

Таблица 7.4 – Количество измерительных приборов на шине

Название ячейки	Перечень измерительных приборов
-----------------	---------------------------------

Продолжение таблицы 7.4

Ячейка ввода	Э42702, Ц42308, СЕ303
Ячейка с ТН	Э42703
Ячейка с ТСН	Э42702, СЕ303
Ячейка со второй линией	Э42702, СЕ303
Ячейка с третьей линией	Э42702, СЕ303
Секционный выключатель	Э42702

Заполним таблицу (таблица 7.5) с подключаемыми измерительными приборами ко вторичной обмотке трансформатора напряжения.

Таблица 7.5 – Перечень измерительных приборов

Тип прибора	Название прибора	cos φ	sin φ	S <sub>приб.</sub> , ВА	n <sub>приб.</sub> , КОЛ.	n <sub>кат.</sub> , КОЛ.	S <sub>кат.</sub> , ВА	S <sub>Σ</sub> , ВА
Вольтметр	Ц42703	1	0	-	1	1	2	2
Ваттметр	Ц42308	1	0	-	1	2	2	4
Счетчики активной энергии и реактивной энергии	СЕ303	0,38	0,925	9	4	-	-	36

Определим суммарную мощность подключенных измерительных приборов по формуле:

$$S_2 = \sqrt{(\sum S_{\text{пр}} \cdot \cos \varphi)^2 + (\sum S_{\text{пр}} \cdot \sin \varphi)^2}, \quad (7.1)$$

$$S_2 = \sqrt{(2 + 4 + 36 \cdot 0,38)^2 + (\sum 36 \cdot 0,925)^2} = 38,7 \text{ ВА},$$

$$S_{\text{НОМ}} = 75 \text{ ВА} \geq S_2 = 38,7 \text{ ВА}.$$



Составим таблицу (таблица 7.6) с результатами проверки.

Таблица 7.6 – Результаты проверки трансформатора тока на 10 кВ

Результаты расчетов	Технические данные
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$

### 7.5 Выбор ограничителя перенапряжения на 10 кВ

Ограничитель перенапряжения выбирается с сайта производителя [14].  
Выбирается ОПН-П-10/12/10/550 УХЛ2.

### 7.6 Выбор и проверка шинпровода, изоляторов на 10 кВ

Изоляторы замене не подлежат, поэтому выберем новый шинпровод.  
Рассчитаем сечение по формуле:

$$F = \frac{I_{\text{макс}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (7.2)$$
$$F = \frac{509,22}{1,8} = 282,9 \text{ мм}^2.$$

Тогда выбирается прямоугольный шинпровод с данными:

- Сечение 50х6 мм,
- Допустимый ток  $I_{\text{доп}} = 955 \text{ А}$ .

## 8 Перечень данных по выбранному оборудованию

Запишем технические характеристики выбранного оборудования в таблицы (таблица 8.1, 8.2, 8.3, 8.4, 8.5, 8.6, 8.7, 8.8, 8.9, 8.10).

Таблица 8.1 – Технические характеристики выключателя ВВН-СЭЩ-35-31,5/1600 УХЛ1

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ.	40,5
Номинальный ток, А.	1600
Номинальная частота, Гц.	50
Номинальный ток отключения, кА.	31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	80
Собственное время отключения, с.	0,04
Полное время отключения, с.	0,6
Собственное время включения, с.	0,08

Таблица 8.2 – Технические характеристики разъединителя РГП-СЭЩ-35/3150 УХЛ1

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ.	40,5
Номинальный ток, А.	3150
Номинальный ток отключения, кА.	40
Номинальная частота, Гц.	50

Таблица 8.3 – Технические характеристики трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35-IV-3-0,2S/5P-10/10-150/5 УХЛ1

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ.	40,5
Номинальный первичный ток, А.	150
Номинальный вторичный ток, А.	5
Номинальная частота, Гц.	50
Число вторичных обмоток	2
Номинальная вторичная нагрузка: - Обмотки для измерений при $\cos \varphi = 0,8$ - Обмотки для защиты: при $\cos \varphi = 0,8$	10 10
Номинальный класс точности: - Для измерений и учета - Для защиты	0,2S 5P
Ток электродинамической стойкости, кА	100
Ток термической стойкости, кА	40

Таблица 8.4 – Технические характеристики жесткой шины ОЩ-СЭЩ-35-2000-ОРУ/40-102 УХЛ1

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ.	40,5
Номинальный ток, А.	3150
Ток электродинамической стойкости, кА	102
Ток термической стойкости, кА	40

Таблица 8.5 – Технические характеристики ОПН-П1-35/44/10/2УХЛ1

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ.	44
Номинальный разрядный ток, кА.	10
Предельный ток короткого замыкания, кА.	40

Таблица 8.6 – Технические характеристики выключателя ВВМ-СЭЩ-3-10-20/1000 У2

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	10
Номинальный ток, А.	1000
Номинальная частота, Гц.	50
Номинальный ток отключения, кА.	20
Ток электродинамической стойкости, кА	51
Собственное время отключения, с.	0,03
Полное время отключения, с.	0,05
Собственное время включения, с.	0,1

Таблица 8.7 – Технические характеристики трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-10-3-0,5S/10P-10/10-600/5 У2

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ.	12
Номинальный первичный ток, А.	600
Номинальный вторичный ток, А.	5

Продолжение таблицы 8.7

Номинальная частота, Гц.	50
Число вторичных обмоток	2
Номинальная вторичная нагрузка: - Обмотки для измерений при $\cos \varphi = 0,8$ - Обмотки для защиты: при $\cos \varphi = 0,8$	10 10
Номинальный класс точности: - Для измерений и учета - Для защиты	0,5S 10P
Ток электродинамической стойкости, кА	100
Ток термической стойкости, кА	40

Таблица 8.8 – Технические характеристики трансформатора тока нулевой последовательности ТЗЛК(Р)-СЭЦ-0,66-1 У2

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	0,66
Номинальная частота, Гц.	50
Ток термической стойкости, кА	140
Число вторичных обмоток	2
Коэффициент трансформации	60/1

Таблица 8.9 – Технические характеристики трансформатора напряжения 3хЗНОЛ-СЭЦ-10-1-0,5/3-75/400 У2

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ.	12
Номинальное первичное напряжение, кВ.	10, 10,5, 11

Продолжение таблица 8.9

Номинальный вторичный ток, В.	100
Номинальная вторичная нагрузка: - Обмотки для измерений - Обмотки для защиты	75 400
Номинальный класс точности: - Для измерений и учета - Для защиты	0,5 3

Таблица 8.10 – Технические характеристики ОПН-П-10/12/10/550 УХЛ2

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ.	44
Номинальный разрядный ток, кА.	10

## 9 Выбор трансформаторов собственных нужд ПС 35/10 кВ «Анненково»

Выбирается трансформатор собственных нужд подстанций для питания различных систем защиты, освещения, обогревателей и другого оборудования [16].

Трансформаторы выбираются сайта производителя [1].

Рассчитаем мощность трансформаторов собственных нужд по формуле:

$$S_{\text{ТСН}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{ПС}}, \quad (9.1)$$
$$S_{\text{ТСН}} \geq 0,7 \cdot 132,4 = 92,68 \text{ кВА.}$$

Выбирается два ТМГ-100/10/0,4.

Выбрано два трансформатора, так как именно такое количество обычно устанавливается на подстанциях для обеспечения более надежного питания собственного оборудования.

## **10 Выбор оперативного тока для релейной защиты и цепей управления ПС 35/10 кВ «Анненково»**

На данный момент, оперативным током на подстанции является постоянный ток.

Оперативным током может использоваться переменный ток, но на данный момент он встречается редко.

Источником оперативного тока являются специальные аккумуляторные батареи.

Батареи постоянно разряжаются-заряжаются от ТСН через выпрямитель.

Необходимость в выборе новых батарей нет, так как установленные были заменены.

Основное оборудования для питания оперативным током:

- Релейные цепи,
- Цепи автоматики,
- Цепи защиты,
- Цепи управления.

Как правило, все это объединено в одну большую систему.



## 11 Защита трансформатора ПС 35/10 кВ «Анненково»

Рассчитаем дифференциальную защиту силового трансформатора, опираясь на литературу [17, 18].

Базой станет «СИРИУС-Т» с сайта производителя [19].

Максимальный рабочий ток на каждой стороне возьмем из пунктов 6 и 7:

$$I_{\text{макс.35}} = 145,5 \text{ А},$$
$$I_{\text{макс.10}} = 509,22 \text{ А}.$$

Выбираются трансформаторы тока:

- На 35 кВ – 300/5, соединение треугольник,

- На 10 кВ – 600/5, соединение звезда.

Определим базисный ток (ток срабатывания реле) по формуле:

$$I_{\text{втор}} = \frac{I_{\text{макс}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{т}}}, \quad (11.1)$$

$$I_{\text{втор.ВН}} = \frac{145,5 \cdot \sqrt{3}}{60} = 4,2 \text{ А},$$

$$I_{\text{втор.НН}} = \frac{509,22 \cdot 1}{120} = 4,24 \text{ А}.$$

Определим ток небаланса по формуле:

$$I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}, \quad (11.2)$$

$$I_{\text{нб.расч}} = 2,5 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 + 0,04 = 0,33 \text{ А}.$$

Определим ток уставки по формуле:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (11.3)$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq 1,2 \cdot 0,33 = 0,4 \text{ А.}$$

Определим коэффициент торможения по формуле:

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}}{1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}}}, \quad (11.4)$$

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot 1,3 \cdot 0,325}{1 - 0,5 \cdot 0,325} = 51 \text{ \%}.$$

Изобразим, как должна выглядеть характеристика данной защиты на рисунке 11.1.

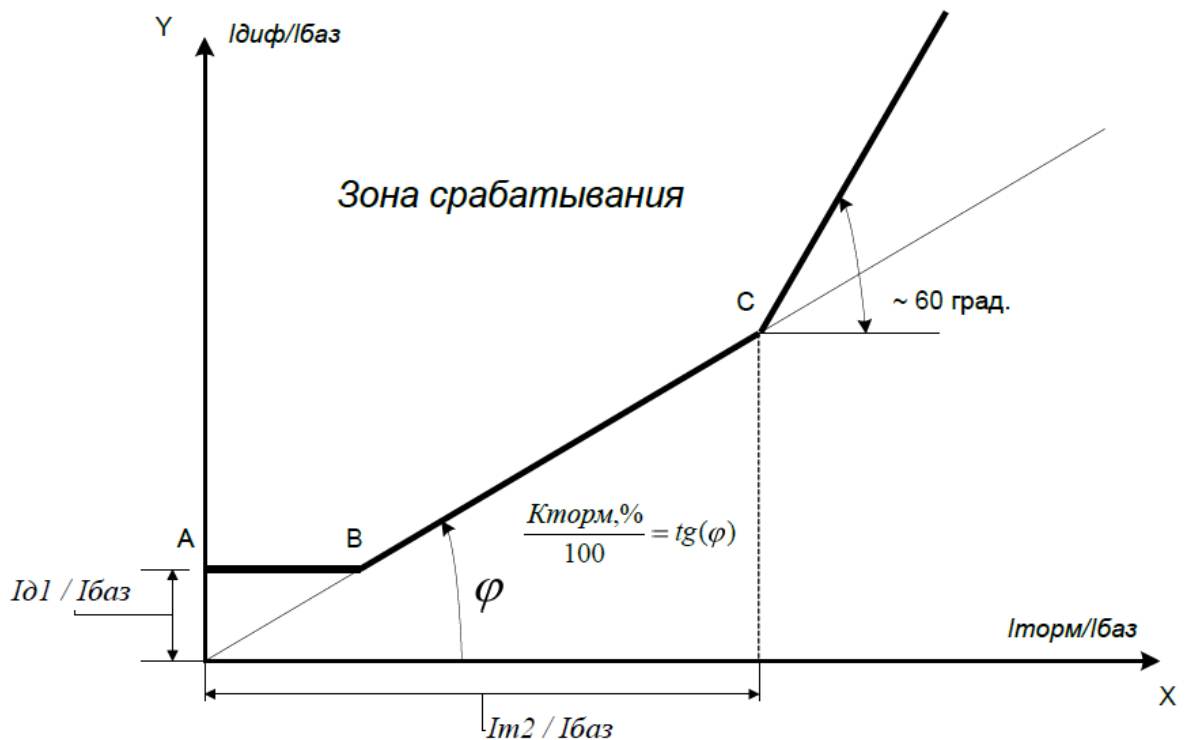


Рисунок 11.1 –Характеристика дифференциальной защиты

Заполним таблицу 11.1 с результатами расчетов.

Таблица 11.1 – Расчет уставок дифференциальной защиты

Параметр	Значение
Расчетный ток небаланса, А.	0,33
Выбор уставки срабатывания, А.	0,4
Коэффициент снижения тормозного тока	0,84
Расчетный коэффициент торможения, %	50,4
Принятое значение уставки второй точки излома	2
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	0,15

### **12 Заземление ПС 35/10 кВ «Анненково»**

Данная подстанция не нуждается в замене заземляющего контура.

### 13 Молниезащита ПС 35/10 кВ «Анненково»

Составим таблицу с параметрами подстанции и двухстержневой молниезащиты (таблица 13.1).

Таблица 13.1 – Параметры подстанции и молниезащиты

Параметр	Значение
Максимальная высота подстанции $h_x$ , м	10
Надежность	0,9
Высота стержней $h$ , м	40
Расстояние между стержнями $L$ , м	31

Расчет производится согласно литературе [20, 21].

Найдем высоту и радиус основного конуса.

Высота находится по формуле:

$$h_o = 0,85 \cdot h, \quad (13.1)$$
$$h_o = 0,8 \cdot 40 = 32 \text{ м.}$$

Радиус находится по формуле:

$$r_o = 1,2 \cdot h, \quad (13.2)$$
$$r_o = 1,2 \cdot 40 = 48 \text{ м.}$$

Найдем минимальное и максимальное расстояние между стержнями, чтобы определить провес.

Минимальное расстояние по формуле:

$$L_{\text{мин}} = L_c = 2,5 \cdot h, \quad (13.3)$$
$$L_c = 2,5 \cdot 25 = 62,5 \text{ м.}$$

Максимальное расстояние по формуле:

$$L_{\text{макс}} = 5,75 \cdot h, \quad (13.4)$$
$$L_{\text{макс}} = 5,75 \cdot 25 = 143,75 \text{ м.}$$

Проверим расстояние:

$$L = 31 \text{ м} \leq L_c = 62,5 \text{ м.}$$

Провеса не имеется.

Радиус зоны на максимальной высоте находится по формуле:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (13.5)$$
$$r_x = \frac{48 \cdot (32 - 10)}{32} = 33 \text{ м.}$$

Длину в центре находится по формуле:

$$l_x = \frac{L}{2}, \quad (13.6)$$
$$l_x = \frac{31}{2} = 15,5 \text{ м.}$$

Радиус горизонтального сечения в центре между стержнями находится по формуле:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}, \quad (13.7)$$
$$r_{cx} = \frac{48 \cdot (32 - 10)}{32} = 33 \text{ м.}$$

Изобразим защиту на рисунке 12.1

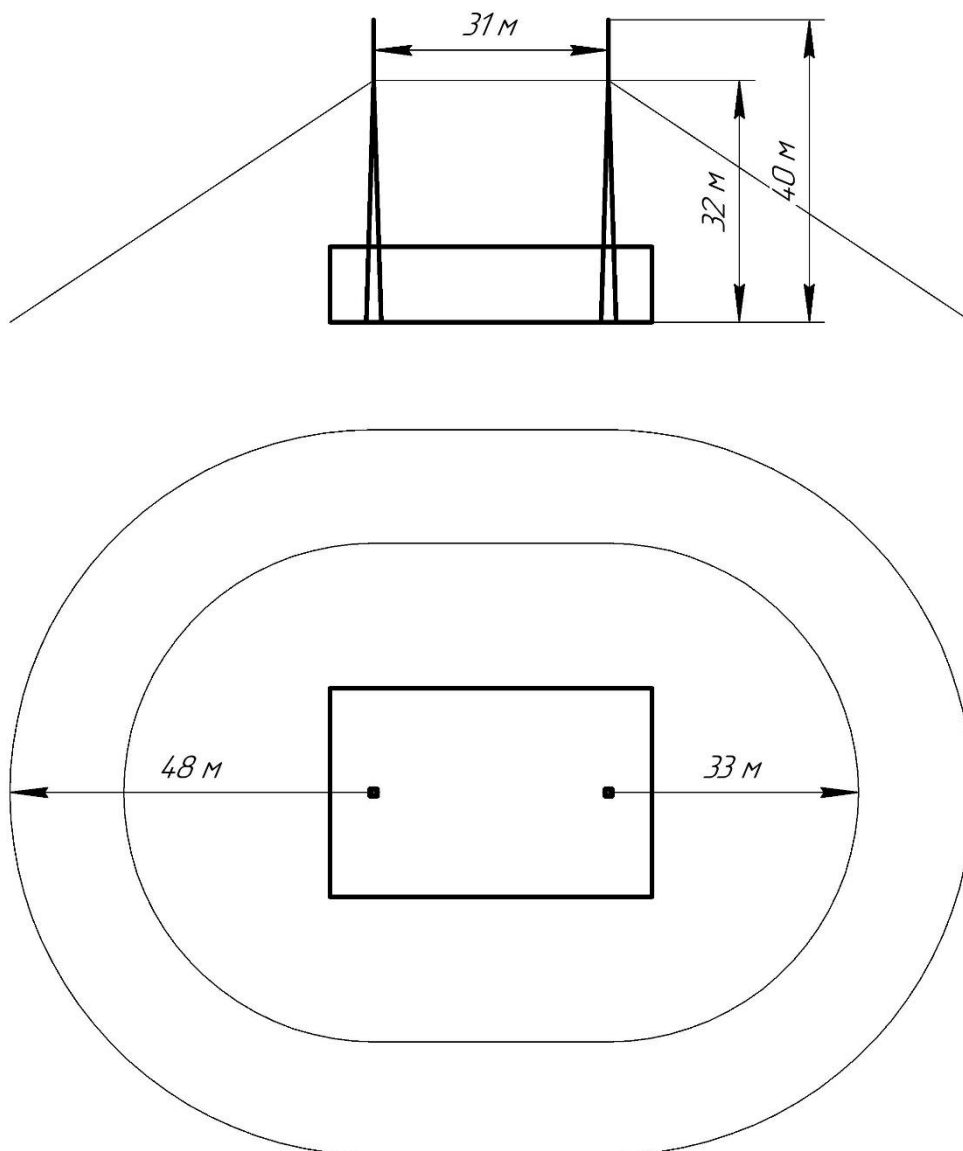


Рисунок 13.1 – Двухстержневая молниезащита

## Заключение

В результате бакалаврской работы проведены расчеты для реконструкции подстанции 35/10 «Анненково».

Первым делом были проверены установленные силовые трансформаторы по потерям и сравнены с трансформаторами большей мощности. Был сделан вывод, что необходимо установить новые трансформаторы ТМН 6300-35/10.

Распределительные устройства остались такими же по типу и электрической схеме.

Выбрано оборудование на 35 кВ и 10 кВ соответственно, кроме изоляторов, так как в их замене нет необходимости.

Оборудование проверено по 3-х фазному короткому замыканию, рассчитанному в раннем пункте.

Также выбраны трансформаторы собственных нужд, это ТМГ 100-10/0,4. Аккумуляторные батареи для питания защитных систем и систем управления не нуждаются в замене.

В конце рассчитана дифференциальная защита силовых трансформаторов и молниезащита. Заземляющий контур также не подлежит замене.

## Список используемой литературы

1. ООО «Тольяттинский трансформатор». [Электронный ресурс]. URL: <https://transformator.com.ru/> (дата обращения 24.01.2020)
2. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-1150 кВ. Типовые решения. ОАО ФСК ЕЭС, 2007. 131 с.
3. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. ОАО ФСК ЕЭС, 2010. 128 с.
4. Правила устройства электроустановок. М: Энергоатомиздат, 2015. 330 с.
5. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: под ред. Б.Н. Неклепаева. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2015. 152 с.
6. Upadhyaya S., Mohanty S. Fast Methods for Power Quality. International Journal of Emerging Electric Power Systems. Vol 18. No. 5 2017
7. ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара». [Электронный ресурс]. URL: <http://electroshield.nt-rt.ru> (дата обращения 03.02.2020)
8. ГОСТ Р 52726-2007. Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним. Общие технические условия. Введ. 2008-01-01. М.: Стандартинформ, 2007. 51 с.
9. ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия. Введ. 2017-03-01. М.: Стандартинформ, 2019. 39 с.
10. Gers J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2015. 368 p.
11. ОАО «Электроприбор». [Электронный ресурс]. URL: <https://www.elpribor.ru> (дата обращения 3.02.2020)



12. ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. Введ. 2008-07-01. М.: Стандартинформ, 2007. 41 с.
13. Daza S.A. Electric Power System Fundamentals. London: Artech House, 2016. 388 p.
14. ЗАО «Завод энергозащитных устройств». [Электронный ресурс]. <https://opnzeu.ru/> (дата обращения 22.10.2019)
15. ГОСТ 1983-2015. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. Введ. 2017-03-01. М.: Стандартинформ, 2016. 40 с.
16. СТО 70238424.29.240.10.013-2009. Системы собственных нужд подстанций. Условия создания. Нормы и требования. НП ИНВЭЛ. 2009. 76 с.
17. Mohamed A. Ibrahim. Protection & Control for Power System. CreateSpace Independent Publishing Platform. 2016. 540 p.
18. Bhalja B., Maheshwar R. P., Chothani N. Protection and Switchgear, 1<sup>st</sup> Edition. Oxford: Oxford University Press, 2016. 576 p.
19. Производитель защиты и автоматики АО «РАДИУС Автоматика» URL: <https://www.rza.ru> (дата обращения 02.04.2020)
20. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. ЦПТИ ОРГРЭС, 2017. 69 с.
21. Yoshihiro B. Electromagnetic Computation Methods for Lightning Surge Protection Studies. Wiley-IEEE Press. 2016. 318 p.