



## **Аннотация**

В бакалаврской работе рассмотрена тема реконструкции ОРУ 110 кВ подстанции «Васильевская» с использованием оборудования на основе полимерной изоляции. Работа содержит расчет электрических нагрузок, токов коротких замыканий, релейной защиты, заземления подстанции и молниезащиты. На основании расчетов выбраны тип и мощность трансформаторов, современное высоковольтное оборудование и токоведущие элементы. Результатом реконструкции было обеспечение безопасности и качества электроэнергии.

Работа содержит пояснительную записку, содержащую 62 страницы, 15 таблиц, 4 рисунка и графическую часть в виде 6 чертежей формата А1

## Abstract

The theme of this final thesis is the reconstruction of 110 kV outdoor switchgear of Vasilievskaya substation with using equipment based on polymer insulation. The work contains calculation of electrical loads including load for the previous period and load of the perspective connection; short-circuit currents, differential protection transformer based on Sirius-T3, substation earthing and lightning protection. Based on these calculations, a type and power of transformers, modern SF6 circuit breakers, disconnectors, current and voltage transformers, surge arresters with polymer insulation and current-carrying elements have been selected. The result of the reconstruction is the provision of safety and quality of electricity.

The following measures were taken to achieve the objectives:

- Installation of a more powerful transformer
- Using SF6 circuit breakers with polymer insulation
- Using modern disconnectors and other equipment with polymer insulation

The graduation project consists of an explanatory note on 63 pages, including 15 tables, the list of 30 references including 5 foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets.

The graphic material is presented as:

- schematic diagram of the lowering substation 220 kV «Vasilievskaya» after reconstruction;
- plan of the Vasilievskaya 220 kV substation;
- plan-sections of cell №14 (input cell No. 2) and cell №15 (110 kV airline) of Vasilievskaya 220 kV substation;
- plan-sections of cell №22 and cell №16 (bypass gas-insulator 110 kV) of Vasilievskaya 220 kV substation;
- plan-section of the transformer of the Vasilievskaya 220 kV substation;
- plan-section of cell №13 (110 kV sectional gas-insulated circuit breaker).

## Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика ПС «Васильевская».....	5
2 Опыт применения полимерной изоляции оборудования ПС.....	7
3 Электрические нагрузки подстанции.....	9
4 Выбор типа и мощности силовых трансформаторов.....	11
5 Ток короткого замыкания.....	24
6 Выбор высоковольтного оборудования.....	32
7 Релейная защита.....	45
8 Заземление подстанции.....	50
9 Молниезащита подстанции .....	55
10 Оперативный ток.....	57
11 Собственные нужды подстанции.....	58
Заключение.....	59
Список использованных источников.....	60

## Введение

Безопасность, безусловно, является главной задачей энергетической отрасли. Она обеспечивается использованием современного оборудованием, правильной эксплуатацией и высокой квалификацией рабочих.

В настоящее время, проблема износа оборудования в России очень актуальна. По современным оценкам, износ оборудования достиг критического уровня и составляет примерно 70%. Износ создает риск возникновения аварийной ситуации и может поставить под угрозу стабильность энергоснабжения. Износ также создает ограничение вводу новых мощностей, что тормозит развитие промышленности.

ПС «Васильевская» эксплуатируется с 1976 года. Оборудование на подстанции физически изношено, морально устарело и не отвечает современному уровню надежности. Целью работы является повышение безопасности электроснабжения и увеличение мощности подстанции.

Для достижения поставленных проведены следующие мероприятия:

1. Установка более мощного трансформатора
2. Использование элегазовых выключателей с полимерной изоляцией
3. Использование современных разъединителей и другого оборудования с полимерной изоляцией

## 1 Характеристика ПС «Васильевская»

ПС 220 кВ «Васильевская» введена в эксплуатацию в 1976 году для развития сети ЕНЭС (единая национальная электрическая сеть) в Самарском регионе с целью обеспечения надежного электроснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей г. Тольятти и Ставропольского района.

Расположена на северной окраине с. Васильевка Ставропольского района Самарской области. До черты г. Тольятти около 5 км.

ПС 220 кВ «Васильевская» осуществляет электроснабжение следующих основных потребителей:

- ВЛ-110 кВ ОСК-1. Специализация – электроснабжение электроустановок очистных сооружений ОАО «АвтоВАЗ» и автозаводского района города Тольятти.

- ВЛ-110 кВ ВЦМ-1, 2-ГПП-3 ВЦМ. Специализация – электроснабжение промышленного металлургического производства цементного машиностроения ОАО «Волгоцеммаш».

- ВЛ-110 кВ Азот-1, 3, 5 – АТЗ. Специализация – электроснабжение химического производства (капролактамы и продукты его переработки, пластики аммиак и азотные удобрения) ОАО «КуйбышевАзот».

- ВЛ-110 Каучук-3,4 – ГПП-4. Специализация – электроснабжение химического производства синтетических каучуков ООО «ТольяттиКаучук».

- ВЛ-110 кВ Матюшкино-1. Специализация – электроснабжение жилого поселения Матюшкино.

- ВЛ-110 кВ ТоАЗ-1, 2, 3, 4. Специализация – электроснабжение химического производства ОАО «ТольяттиАзот» по выпуску аммиака и карбамида.

На подстанции установлено два трансформатора АТДЦТН-200000/220/110/10 У1 с суммарной установленной мощностью 400 МВА.



## **2 Опыт применения полимерной изоляции оборудования ПС**

Большинство линий электропередач в России к началу 2000-х, сооружали с использованием стеклянных изоляторов. В 2001 году только 2% изоляторов изготавливались из полимерного материала. К 2011 году доля полимерных изоляторов уже достигла 14% и продолжает расти. Применение полимерной изоляции быстро растет, примерно в геометрической прогрессии. Это связано с признанием преимуществ: высокая производительность при загрязнении, легкость, стойкость к вандализму, низкий уровень помех, взрывобезопасность.

Есть два взаимодополняющих подхода, используемые при сборе и анализе опыта обслуживания нового типа электрического оборудования. Первый основан на общем опыте. Подход включает в себя: оценку количества установленной продукции, средний или максимальный срок службы и, если возможно, оценку надежности. Второй подход включает себя исследовательскую работу. На испытательных станциях устанавливается объект исследования, который работает в течение длительного времени в различных специфических условиях.

Согласно первому подходу, можно сказать, что общий опыт эксплуатации изоляции с полимерной изоляцией является удовлетворительным с точки зрения загрязнения и производительности. Действительно, Международный Совет по большим электрическим системам высокого напряжения — СИГРЭ (Conseil International des Grands Reseaux Electriques – CIGRE) указывает на то, что надежность современных композитных изоляторов примерно такая же, как и для стеклянных изоляторов.

Изучение полимерных изоляторов на этом не закончилось. Еще одно, более масштабное, исследование полимерной изоляции было проведено в 7 странах: Австралии, Аргентине, Китае, Исландии, Дании, Омане и Швеции.



Общее время работы этих изоляторов варьировало от 2 до 17 лет. Тщательный осмотр проводился на 58 изоляторах, работающих при напряжениях от 145 до 420 кВ. 10% изоляторов работало на постоянном токе и 90% на переменном. Были охвачены все типичные среды, определенные в международной электротехнической комиссии IEC (International Electrotechnical Commission — IEC) (пустыня, прибрежные районы, промышленные, сельскохозяйственные и внутренние районы). Исследование также охватило 4 из 5 классов серьезности загрязнения. Никакого значительного ухудшения не наблюдалось ни на одном из 58 проверенных изоляторов. Ни один из них не потерял своих гидрофобных свойств — даже до промежуточного уровня [26].

На основании вышесказанного, можно сделать вывод, что полимерный материал является наиболее растущим, наиболее доминирующим в изоляционных аппаратах высокого напряжения. Полимерные изоляторы обеспечивают значительные преимущества по сравнению с фарфоровой изоляцией:

- Взрывозащищенность для обеспечения максимальной безопасности
- Прочность материала
- Удельная длина пути утечки может быть снижена
- Сейсмостойкость
- Низкий вес
- Не требует технического обслуживания
- УФ-стойкость [27]

### 3 Электрические нагрузки подстанции

Расчет нагрузок необходим для выбора силовых трансформаторов. В качестве исходных данных представлен годовой график нагрузки.

На рисунке 3.1 представлен годовой график нагрузки с учетом нагрузки за прошлый период и нагрузки перспективного подключения.

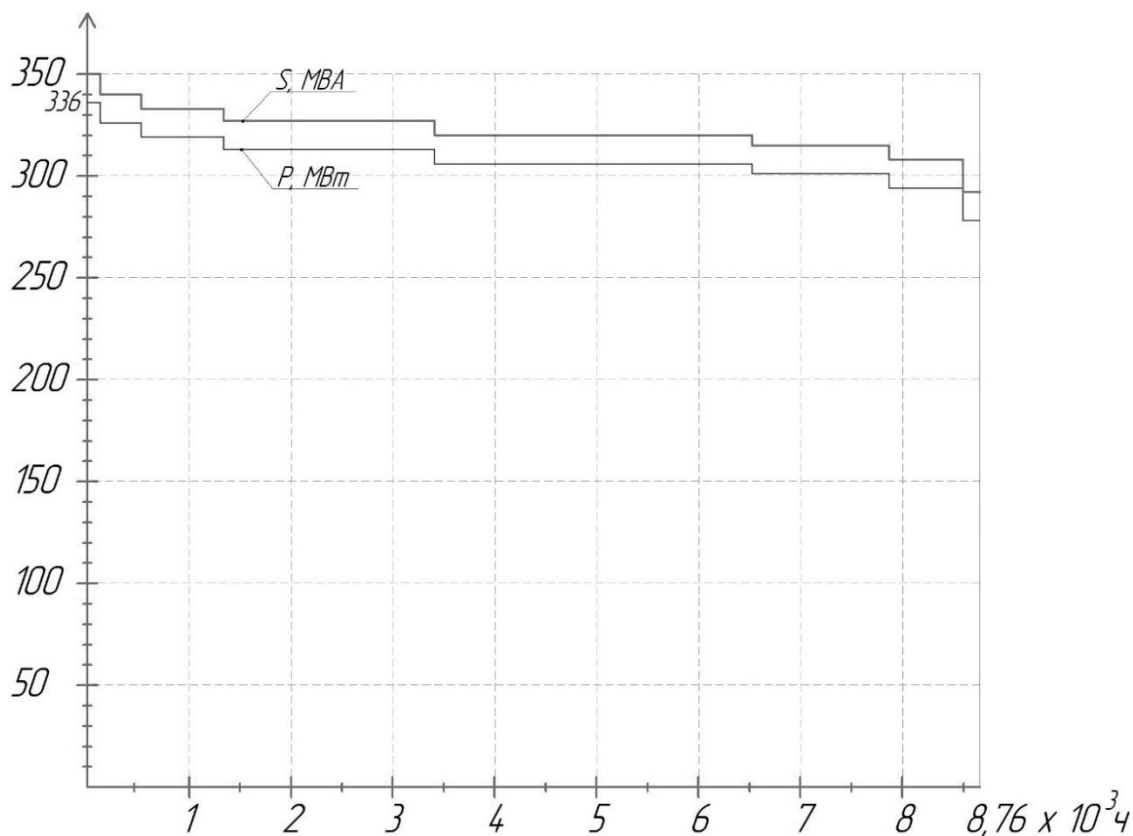


Рисунок 3.1 – Годовой график нагрузки

Максимальная полная нагрузка рассчитывается по формуле:

$$S_{\max}(t) = \frac{P_{\max}(t)}{\cos \varphi}, \quad (3.1)$$

где:  $P_{\max}(t)$  – максимальная потребляемая активная мощность за год, МВт;

$\cos \varphi = 0.96$  – коэффициент мощности потребителей.

Расчет полной нагрузки:

$$S_{\max}(t) = \frac{336}{0.96} = 350 \text{ МВА.}$$

Потребляемая потребителем энергия определяется по формуле:

$$W = \sum_{i=1}^k P_i \cdot T_i, \quad (3.2)$$

где:  $P_i$  – активная мощность, потребляемая потребителем на соответствующей ступени графика, МВт;  $T_i$  – продолжительность потребляемой активной мощности, час.

Расчет потребляемой энергии:

$$W = \left( \begin{array}{l} 336 \cdot 131,2 + 326 \cdot 389,7 + 319 \cdot 811,8 + 313 \cdot 2067 + \\ + 306 \cdot 3116,9 + 301 \cdot 1345,2 + 294 \cdot 721,8 + 278 \cdot 164 \end{array} \right) = 2693538 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки определяется по формуле:

$$T_m = \frac{W}{P_{\max}(t)}, \quad (3.3)$$

$$T_m = \frac{2,693,538}{336} = 8017 \text{ ч.}$$

#### 4 Выбор типа и мощности силовых трансформаторов

Выбор трансформаторов производится на основании: полной расчетной нагрузки объекта, потерь электроэнергии в обмотках трансформатора, стоимости электроэнергии, стоимости трансформаторов и других факторов.

Для подстанций с двумя трансформаторами с учетом допустимой перегрузки (40%), допустимая номинальная мощность трансформатора  $S_{ном.Т}$  рассчитывается по приближенному значению:

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max}(t), \quad (4.1)$$

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot 250 = 245 \text{ МВА.}$$

Трансформаторы выбираются по выражению (4.1), что обеспечивает всех потребителей электроэнергией в нормальном режиме, а в случае отключения одного из трансформаторов, оставшийся трансформатор обеспечивает всех потребителей с допустимой перегрузкой.

Для сравнения выбрано два автотрансформатора фирмы ООО «Тольяттинский Трансформатор»:

1. АТДЦТН-250000/220/110/10-У1 – трёхфазный автотрансформатор; охлаждение принудительной циркуляцией масла и воздуха; трёхобмоточный; с РПН.
2. АОДЦТН-95000/220/110/10-У1 – однофазный автотрансформатор; охлаждение принудительной циркуляцией масла и воздуха; трёхобмоточный; с РПН.

Характеристики трансформаторов сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Сравнение двух трансформаторов

Наименование параметра	АТДЦТН-250000/220/110/10	3×АОДЦТН-95000/220/110/10
Мощность в сборе, $S_{ном.Т}$ , кВА	250000	285000
Номинальное напряжение, $U_n$ , кВ		
• ВН	230	230
• СН	121	121
• НН	10,5	10,5
Ток холостого хода, $I_x$ , %	0,1	0,5
Напряжение короткого замыкания, $U_k$ , %		
• ВН-СН	11	10
• ВН-НН	35	30
• СН-НН	21	18
Потери холостого хода, $P_x$ , кВт	60	3×80
Потери КЗ, $\Delta P_{ВН-НН}$ , кВт	420	3×310
Схема и группа соединения обмоток	$Y_{н.авто}/\Delta-0-11$	1 авто /1-0-0
Затраты, тыс. руб.	41300	47400

#### 4.1 Технико-экономический расчет АТДЦТН-250000/220/110/10

1. Потери реактивной мощности в режиме холостого хода:

$$Q_X = \frac{I_x}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (4.2)$$

$$Q_X = \frac{0,1}{100} \cdot 250000 = 250 \text{ квар.}$$

2. Приведенные потери активной мощности в режиме холостого хода рассчитываются по формуле:

$$P'_X = P_X + K_{un} \cdot Q_X, \quad (4.3)$$

где,  $K_{un}$  – коэффициент изменения потерь, зависящий от удаленности потребителя.  $K_{un} = 0,05$  кВт/квар.

$$P'_X = 60 + 0,05 \cdot 250 = 72,5 \text{ кВт.}$$

3. Напряжение короткого замыкания:

$$U_{к.ВН} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.ВН-НН} - U_{к.СН-НН}), \quad (4.4)$$

$$U_{к.ВН} = 0,5 \cdot (35 + 11 - 21) = 12,5 \text{ \%}.$$

$$U_{к.СН} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-НН}), \quad (4.5)$$

$$U_{к.СН} = 0,5 \cdot (11 + 21 - 35) = 0 \text{ \%}.$$

$$U_{к.НН} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-СН}), \quad (4.6)$$

$$U_{к.НН} = 0,5 \cdot (35 + 21 - 11) = 22,5 \text{ \%}.$$

4. Потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания:

$$Q_K = \frac{U_K \text{ \%}}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (4.7)$$

$$Q_{к.ВН} = \frac{12,5}{100} \cdot 250000 = 31250 \text{ квар,}$$

$$Q_{к.СН} = \frac{0}{100} \cdot 250000 = 0 \text{ квар,}$$

$$Q_{к.НН} = \frac{22,5}{100} \cdot 250000 = 56250 \text{ квар.}$$

5. Приведенные потери активной мощности в режиме короткого замыкания:

$$P'_K = P_{КЗ} + K_{un} \cdot Q_K, \quad (4.8)$$

$$P'_{к.ВН} = 210 + 0,05 \cdot 31250 = 1772,5 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.СН} = 210 + 0,05 \cdot 0 = 210 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.НН} = 210 + 0,05 \cdot 56250 = 3023 \text{ кВт}.$$

где,  $P_{КЗ}$  – потери активной мощности короткого замыкания обмотки при полной нагрузке, рассчитываются по формуле:

$$P_{КЗ} = 0,5 \cdot \Delta P_{ВН-НН}, \quad (4.9)$$

$$P_{КЗ} = 0,5 \cdot 420 = 210 \text{ кВт}.$$

6. Коэффициент загрузки обмотки ВН:

$$K_{з.ВН} = \frac{S_{\max.ВН}}{S_{\text{ном.Т}}}, \quad (4.10)$$

$$K_{з.ВН} = \frac{350}{250} = 1,4.$$

7. Коэффициент загрузки обмотки СН:

$$K_{з.СН} = \frac{S_{\max.СН}}{S_{\text{ном.Т}}}, \quad (4.11)$$

$$K_{з.СН} = \frac{349}{250} = 1,396.$$

8. Коэффициент загрузки обмотки НН:

$$K_{з.НН} = \frac{S_{\max.НН}}{S_{\text{ном.Т}}}, \quad (4.12)$$

$$K_{з.НН} = \frac{1}{250} = 0,004.$$

9. Приведенные потери мощности рассчитываются по формуле:

$$P'_T = P'_X + K_{3.BH}^2 \cdot P'_{к.BH} + K_{3.CH}^2 \cdot P'_{к.CH} + K_{3.HH}^2 \cdot P'_{к.HH}, \quad (4.13)$$

$$P'_T = 72,5 + 1,4^2 \cdot 1772 + 1,396^2 \cdot 210 + 0,004^2 \cdot 3023 = 3954,92 \text{ кВт.}$$

10. Потери энергии холостого хода на ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{xx.i} = n_T \cdot P'_x \cdot T_i, \quad (4.14)$$

11. Сумма потерь холостого хода каждой ступени:

$$\Delta W_{xx} = \sum \Delta W_{xx.i}, \quad (4.15)$$

12. Потери энергии короткого замыкания на ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{кз.i} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.} \cdot K_{3.i}^2 \cdot T_i, \quad (4.16)$$

13. Сумма потерь короткого замыкания каждой ступени:

$$\Delta W_{кз} = \sum \Delta W_{кз.i}, \quad (4.17)$$

14. Потери энергии в двух трансформаторах:

$$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_{xx.i} + \sum \Delta W_{к.BHi} + \sum \Delta W_{к.CHi} + \sum \Delta W_{к.HHi}, \quad (4.18)$$



15. Экономическая нагрузка  $S_{\mathcal{O}}$ , ниже которой рекомендуется отключать один из трансформаторов:

$$S_{\mathcal{O}} = S_{\text{ном.Т}} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P'_{xx}}{P'_k}}, \quad (4.19)$$

$$S_{\mathcal{O}} = 250000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{72,5}{210}} = 146892 \text{ кВА.}$$

Расчет потерь энергии каждой ступени годового графика представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчет потерь энергии в трансформаторе АТДЦТН-250000/220/110/10

i	$S_{\text{ВН}}$ МВА	$S_{\text{СН}}$ МВА	$S_{\text{НН}}$ МВА	$n_T$	$T_i, \text{ч.}$	$\Delta W_{xx}$ кВт·ч	$K_{3, \text{ВН}}$	$K_{3, \text{СН}}$	$K_{3, \text{НН}}$	$\Delta W_{k, \text{ВН}}$ кВт·ч	$\Delta W_{k, \text{СН}}$ кВт·ч	$\Delta W_{k, \text{НН}}$ кВт·ч
1	350	349	1	2	131	19024	1,4	1,396	0,0040	227901	26847	3,2
2	340	339	0,97	2	389	56507	1,36	1,354	0,0039	637235	75067	8,9
3	332	331	0,95	2	812	117711	1,33	1,325	0,0038	1271055	149731	17,7
4	326	326	0,93	2	2067	299715	1,30	1,300	0,0037	3115752	367038	43,4
5	316	318	0,91	2	3117	451950	1,28	1,271	0,0036	4490549	528990	62,5
6	314	313	0,90	2	1346	195141	1,25	1,251	0,0036	1876062	221001	26,1
7	306	305	0,88	2	722	104661	1,23	1,222	0,0035	959943	113082	13,4
8	290	289	0,83	2	164	23780	1,16	1,155	0,0033	195014	22973	2,7
					$\sum \Delta W_{xx} =$	1268489			$\sum \Delta W_k =$	12773512	1504728	178

$$\sum \Delta W_{xx.i} = 1268489 \text{ кВт·ч,}$$

$$\Delta W_{\text{ПС}} = 1268489 + 12773512 + 1504728 + 178 = 15546907 \text{ кВт·ч.}$$

16. Стоимость потерь энергии в трансформаторах:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}}, \quad (4.20)$$

где,  $C_{\text{Э}}$  – стоимость 1 кВт·ч, руб/ кВт·ч, определяется по формуле:

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_m} + \beta, \quad (4.21)$$

где:  $\alpha$  – основная ставка за 1 кВт;  $\beta$  – дополнительная ставка за каждый кВт·ч.

$$C_{\text{Э}} = \frac{420 \cdot 12}{8017} + 1,009 = 1,64 \text{ руб/кВт·ч,}$$

$$I_{\text{Э}} = 15546907 \cdot 1,64 = 25496927 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K + I_0 + I_{\text{Э}}, \quad (4.22)$$

где:  $K$  – капитальные затраты на трансформатор, ( $K=82,6$  млн. руб);  $E_H$  – нормативный коэффициент дисконтирования ( $E_H = 0,1$ );  $I_0$  – годовые отчисления, руб.

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot K, \quad (4.23)$$

где,  $p_{\text{сум}}$  – коэффициент отчисления, ( $p_{\text{сум}} = 0,084$ )

$$I_0 = 0,084 \cdot 82,6 = 6,94 \text{ млн. руб.}$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,1 \cdot 82600000 + 6940000 + 25496927 = 40696927 \text{ руб.}$$

## 4.2 Технико-экономический расчет 3×АОДЦТН-95000/220/110/10

1. Потери реактивной мощности в режиме холостого хода:

$$Q_X = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{номТ}}, \quad (4.24)$$

$$Q_X = \frac{0,5}{100} \cdot 285000 = 1425 \text{ квар.}$$

2. Приведенные потери активной мощности в режиме холостого хода рассчитываются по формуле:

$$P'_X = P_X + K_{un} \cdot Q_X, \quad (4.25)$$

где,  $K_{un}$  – коэффициент изменения потерь, зависящий от удаленности потребителя.  $K_{un} = 0,05 \text{ кВт/квар.}$

$$P'_X = 160 + 0,05 \cdot 1425 = 231,25 \text{ кВт.}$$

#### 17. Напряжение короткого замыкания

$$U_{к.ВН} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.ВН-НН} - U_{к.СН-НН}), \quad (4.26)$$

$$U_{к.ВН} = 0,5 \cdot (30 + 10 - 18) = 11 \text{ \%}.$$

$$U_{к.СН} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-НН}), \quad (4.27)$$

$$U_{к.СН} = 0,5 \cdot (10 + 18 - 30) = 0 \text{ \%}.$$

$$U_{к.НН} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-СН}), \quad (4.28)$$

$$U_{к.НН} = 0,5 \cdot (30 + 18 - 10) = 19 \text{ \%}.$$

#### 18. Потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания:

$$Q_K = \frac{U_K \text{ \%}}{100} \cdot S_{\text{номТ}}, \quad (4.29)$$

$$Q_{к.ВН} = \frac{11}{100} \cdot 285000 = 31350 \text{ квар,}$$

$$Q_{к.СН} = \frac{0}{100} \cdot 250000 = 0 \text{ квар,}$$

$$Q_{к.НН} = \frac{22,5}{100} \cdot 250000 = 54150 \text{ квар.}$$

19. Приведенные потери активной мощности в режиме короткого замыкания:

$$P'_к = P_{КЗ} + K_{ин} \cdot Q_к, \quad (4.30)$$

$$P'_{к.ВН} = 465 + 0,05 \cdot 31250 = 2032,5 \text{ кВт,}$$

$$P'_{к.СН} = 465 + 0,05 \cdot 0 = 465 \text{ кВт,}$$

$$P'_{к.НН} = 465 + 0,05 \cdot 54150 = 3172,5 \text{ кВт.}$$

где,  $P_{КЗ}$  – потери активной мощности короткого замыкания обмотки при полной нагрузке, рассчитываются по формуле:

$$P_{КЗ} = 0,5 \cdot \Delta P_{ВН-НН}, \quad (4.31)$$

$$P_{КЗ} = 0,5 \cdot 930 = 465 \text{ кВт.}$$

20. Коэффициент загрузки обмотки ВН:

$$K_{з.ВН} = \frac{S_{\max.ВН}}{S_{\text{ном.Т}}}, \quad (4.32)$$

$$K_{з.ВН} = \frac{350}{285} = 1,23.$$

21. Коэффициент загрузки обмотки СН:

$$K_{3.CH} = \frac{S_{\max.CH}}{S_{\text{ном.Т}}}, \quad (4.33)$$

$$K_{3.CH} = \frac{349}{285} = 1,22.$$

22. Коэффициент загрузки обмотки НН:

$$K_{3.HH} = \frac{S_{\max.HH}}{S_{\text{ном.Т}}}, \quad (4.34)$$

$$K_{3.CH} = \frac{1}{285} = 0,0035.$$

23. Приведенные потери мощности рассчитываются по формуле:

$$P'_T = P'_X + K_{3.BH}^2 \cdot P'_{к.BH} + K_{3.CH}^2 \cdot P'_{к.CH} + K_{3.HH}^2 \cdot P'_{к.HH}, \quad (4.35)$$

$$P'_T = 231,25 + 1,23^2 \cdot 2032 + 1,22^2 \cdot 465 + 0,0035^2 \cdot 3172,5 = 3998,11 \text{ кВт.}$$

24. Потери энергии холостого хода на ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{xx.i} = n_T \cdot P'_x \cdot T_i, \quad (4.36)$$

25. Сумма потерь холостого хода каждой ступени:

$$\Delta W_{xx} = \sum \Delta W_{xx.i}, \quad (4.37)$$

26. Потери энергии короткого замыкания на ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{кз.i} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.} \cdot K_{з.i}^2 \cdot T_i, \quad (4.38)$$

27. Сумма потерь короткого замыкания каждой ступени:

$$\Delta W_{кз} = \sum \Delta W_{кз.i}, \quad (4.39)$$

28. Потери энергии в двух трансформаторах:

$$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_{xx.i} + \sum \Delta W_{к.ВНi} + \sum \Delta W_{к.СНi} + \sum \Delta W_{к.ННi}, \quad (4.40)$$

29. Экономическая нагрузка  $S_{э}$ , ниже которой рекомендуется отключать один из трансформаторов:

$$S_{э} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P'_{xx}}{P'_к}}, \quad (4.41)$$

$$S_{э} = 250000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{72,5}{210}} = 146892 \text{ кВА.}$$

Расчет потерь энергии каждой ступени годового графика представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет потерь энергии в трансформаторе АОДЦТН-95000/220/110/10

i	S <sub>ВН</sub> МВА	S <sub>СН</sub> МВА	S <sub>НН</sub> МВА	n <sub>T</sub>	T <sub>i</sub> , ч.	ΔW <sub>xx</sub> кВт·ч	K <sub>з.ВН</sub>	K <sub>з.СН</sub>	K <sub>з.НН</sub>	ΔW <sub>к.ВН</sub> кВт·ч	ΔW <sub>к.СН</sub> кВт·ч	ΔW <sub>к.НН</sub> кВт·ч
1	350	349	1	2	131	60680	1,23	1,22	0,0035	201085	45742	2,6
2	340	339	0,97	2	389	180236	1,19	1,19	0,0034	562256	127900	7,2
3	332	331	0,95	2	812	375457	1,17	1,16	0,0033	1121499	255115	14,3
4	326	326	0,93	2	2067	955987	1,14	1,14	0,0033	2749144	625367	35,0
5	316	318	0,91	2	3117	1441566	1,12	1,12	0,0032	3962179	901304	50,5
6	314	313	0,90	2	1346	622432	1,10	1,10	0,0031	1655319	376547	21,2
7	306	305	0,88	2	722	333832	1,07	1,07	0,0031	846993	192671	10,8
8	290	289	0,83	2	164	75850	1,02	1,01	0,0029	172068	39141	2,2
					ΣΔW <sub>xx</sub> =	4046043			ΣΔW <sub>к</sub> =	11270545	2563788	144

$$\sum \Delta W_{xx.i} = 4046043 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$\Delta W_{ПС} = 4046043 + 11270545 + 2563788 + 144 = 17880519 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

30. Стоимость потерь энергии в трансформаторах:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{ПС} \cdot C_{\text{Э}}, \quad (4.42)$$

где,  $C_{\text{Э}}$  – стоимость 1 кВт·ч, руб/кВт·ч, определяется по формуле:

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_m} + \beta, \quad (4.43)$$

$$C_{\text{Э}} = \frac{420 \cdot 12}{8017} + 1,009 = 1,64 \text{ руб/ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$I_{\text{Э}} = 17880519 \cdot 1,64 = 29324051 \text{ руб.}$$

$$I_0 = 0,084 \cdot 94,8 = 7,96 \text{ млн.руб.}$$

$$Z_{np} = 0,1 \cdot 94800000 + 7960000 + 25496927 = 42936927 \text{ руб.}$$

В таблице 4.4 показано сравнение затрат на два варианта установки трансформаторов.

Таблица 4.4 – Сравнение затрат

Тип и количество трансформаторов	Затраты $Z_{np}$ , тыс.руб.
2×АТДЦТН-250000/220/110/10	40 697
6×АОДЦТН-95000/220/110/10	42 937

На основании расчета был выбран АТДЦТН-250000/220/110/10-У, так как он соответствует самому выгодному варианту.



## 5 Ток короткого замыкания

Одним из самых основных расчетов для любой системы питания является вычисление возможного тока короткого замыкания. Величина предполагаемого тока короткого замыкания используется для выбора: электрооборудования, сечений токоведущих частей, заземлений, а также уставок срабатывания релейных защит. Ниже перечислены неисправности, которые могут возникнуть:

- Трёхфазное КЗ. На их долю приходится 3-5% случаев короткого замыкания.
- Двухфазное КЗ. 20-25% от всех КЗ.
- Двухфазное на землю. Составляют 10-15% от всех КЗ.
- Однофазное КЗ на землю. Самый распространённый вид КЗ. Составляют 60-70% от всех КЗ [29].

На рисунке 5.1 изображена расчетная схема.

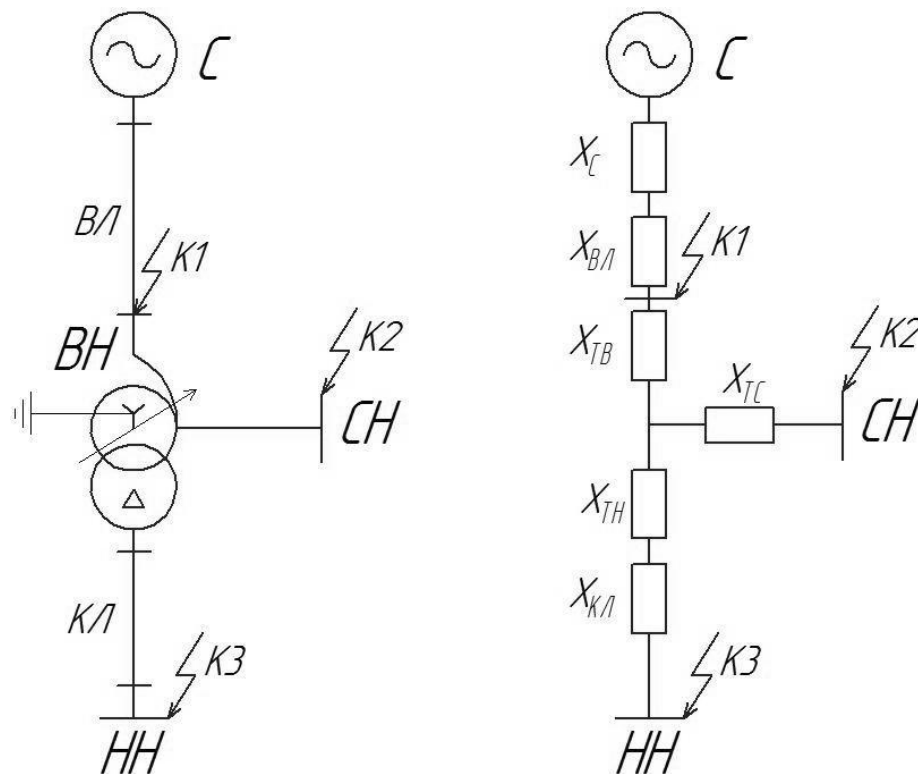


Рисунок 5.1 – Расчётная схема

Исходные данные:

Система:  $U_H = 230$  кВ,  $S_{K3} = 6350$  МВА.

Воздушная линия электропередач:  $U_H = 230$  кВ,  $X_{y\partial} = 0,4$  Ом/км,  $l = 12,6$  км.

Кабельная линия:  $U_H = 10,5$  кВ,  $X_{y\partial} = 0,08$  Ом/м,  $l = 0,04$  км.

Трансформатор:  $S_{ном.Т} = 250$  МВА.

Определение параметров при:  $S_{\sigma} = 250$  МВА.

### 5.1 Расчет токов трехфазного КЗ в точке К1

Сопротивление системы определяется по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\sigma}}{S_{K3}}, \quad (5.1)$$

$$X_C = \frac{250}{6350} = 0,039 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии 230 кВ:

$$X_L = X_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_H^2}, \quad (5.2)$$

$$X_L = 0,4 \cdot 12,6 \cdot \frac{250}{230^2} = 0,024 \text{ о.е.}$$

Сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma 1} = X_C + X_L, \quad (5.3)$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,024 + 0,039 = 0,063 \text{ о.е.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ в точке К1:

$$I_{K1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot X_{\Sigma 1}}, \quad (5.4)$$

$$I_{K1} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 0,063} = 9,97 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K1}, \quad (5.5)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,97 = 25,13 \text{ кА.}$$

где:  $K_y$  – ударный коэффициент.

Мощность короткого замыкания:

$$S_{K1} = \sqrt{3} \cdot I_{K1} \cdot U_H, \quad (5.6)$$

$$S_{K1} = \sqrt{3} \cdot 9,97 \cdot 230 = 3967 \text{ МВА.}$$

## 5.2 Расчет токов трехфазного КЗ в точке К2

Сопротивление обмотки трансформатора высокого напряжения:

$$X_{TB} = \frac{U_{к.ВН}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном.Т}}, \quad (5.7)$$

$$X_{TB} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{250}{250} = 0,125 \text{ о.е.}$$

Сопротивление обмотки трансформатора среднего напряжения:

$$X_{TC} = \frac{U_{к.СН}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.Т}}, \quad (5.8)$$

$$X_{TC} = \frac{0}{100} \cdot \frac{250}{250} = 0 \text{ о.е.}$$

Сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma 2} = X_C + X_L + X_{TB} + X_{CH}, \quad (5.9)$$

$$X_{\Sigma 2} = 0,024 + 0,039 + 0,125 + 0 = 0,188 \text{ о.е.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ в точке К1:

$$I_{K2} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot X_{\Sigma 2}}, \quad (5.10)$$

$$I_{K2} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,188} = 6,68 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2}, \quad (5.11)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 6,68 = 18,14 \text{ кА.}$$

где:  $K_y$  – ударный коэффициент.

Мощность короткого замыкания:

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot I_{K2} \cdot U_H, \quad (5.12)$$

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot 6,68 \cdot 115 = 1329 \text{ МВА.}$$

### 5.3 Расчет токов однофазного КЗ в точке К2

Дополнительное индукционное сопротивление:

$$\Delta X^{(1)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}, \quad (5.13)$$

где:  $X_{2\Sigma}$  – сопротивление обратной последовательности ( $X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma} = 0,188 \text{ о.е.}$ );  $X_{0\Sigma}$  – сопротивление нулевой последовательности.

Сопротивление нулевой последовательности для ЛЭП:

$$X_{Л(0)} = \left( \frac{X_0}{X_1} \right) \cdot X_{Л}, \quad (5.14)$$

$$X_{Л(0)} = 3,5 \cdot 0,0024 = 0,084 \text{ о.е.}$$

Сопротивление нулевой последовательности до точки К2:

$$X_{0\Sigma} = X_C + X_{Л(0)} + X_{ТВ} + X_{СН}, \quad (5.15)$$

$$X_{0\Sigma} = 0,039 + 0,084 + 0,125 + 0 = 0,248 \text{ о.е.}$$

$$\Delta X^{(1)} = 0,188 + 0,248 = 0,436 \text{ о.е.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ в точке К1:

$$I_{K2} = \frac{m \cdot S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot (X_{1\Sigma} + \Delta X)}, \quad (5.16)$$

$$I_{K2} = \frac{3 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,188 + 0,436)} = 6,04 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_Y \cdot I_{K2}, \quad (5.17)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 6,04 = 16,4 \text{ кА.}$$

где:  $K_Y$  – ударный коэффициент.

Мощность короткого замыкания:

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot I_{K2} \cdot U_H, \quad (5.18)$$

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot 6,04 \cdot 115 = 1201 \text{ МВА.}$$

#### 5.4 Расчет токов трехфазного КЗ в точке К3

Сопротивление обмотки трансформатора низкого напряжения:

$$X_{TH} = \frac{U_{к.НН}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.Т}}, \quad (5.19)$$

$$X_{TH} = \frac{22,5}{100} \cdot \frac{250}{125} = 0,45 \text{ о.е.}$$

Сопротивление кабельной линии:

$$X_{KL} = X_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_H^2}, \quad (5.20)$$

$$X_{KL} = 0,08 \cdot 0,04 \cdot \frac{250}{10,5^2} = 0,007 \text{ о.е.}$$

Сопротивление до точки КЗ:

$$X_{\Sigma 3} = X_C + X_L + X_{TB} + X_{HH} + X_{KL}, \quad (5.21)$$

$$X_{\Sigma 3} = 0,024 + 0,039 + 0,125 + 0,45 + 0,007 = 0,65 \text{ о.е.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ в точке К1:

$$I_{K3} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot X_{\Sigma 3}}, \quad (5.22)$$

$$I_{K3} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,65} = 21,17 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_Y \cdot I_{K3}, \quad (5.23)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 21,17 = 57,5 \text{ кА.}$$

где:  $K_Y$  – ударный коэффициент.

Мощность короткого замыкания:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot I_{K3} \cdot U_H, \quad (5.24)$$

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 21,17 \cdot 10,5 = 384,55 \text{ МВА.}$$

Расчет токов короткого замыкания представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Результат расчета тока КЗ ПС «Васильевская»

Точка КЗ	$I_K$ , кА	$i_{зд}$ , кА	$S_{K3}$ , МВА
К1	9,97	25,13	3967
К2	6,68	18,14	1329
К3	21,17	57,5	384,55



## **6 Выбор высоковольтного оборудования**

Любое оборудование, такое как распределительные устройства, токоведущие части и изоляторы, при эксплуатации могут работать в трёх режимах: номинальная нагрузка, режим перегрузки и короткого замыкания.

Для обеспечения безопасности, при расчете и выборе оборудования, должны учитываться все три режима работы.

Для безопасной работы в номинальном режиме, оборудование выбирается по номинальным значениям тока и напряжения.

Также необходимо убедиться, что в режиме перегрузки, оборудование имеет запас прочности и может надежно работать в этом режиме.

В режиме короткого замыкания, надежность оборудования проверяется по условиям стойкости. Например, для выключателей и разъединителей, для обеспечения работы в режиме КЗ, производится проверка по их отключающей способности.

В работе выбирается оборудования для ОРУ 110 кВ с применением полимерной изоляции. В качестве поставщика выключателей, разъединителей и трансформаторов напряжения был выбран производитель электротехнического оборудования «Уралэлектротяжмаш», который специализируется на оборудование с полимерной изоляцией.

### **6.1 Выбор выключателей**

Производитель поставляет элегазовые выключатели бакового исполнения ВЭБ–УЭТМ–110, которые оснащены полимерной изоляцией, пружинным приводом и трансформаторами тока.

Проверка условий выбора:

- 1) Номинальное напряжение  $-U_{ном} \leq U_{расп}$

2) Номинальный ток –  $I_{ном.дл} \leq I_{ном}$

Номинальный ток с учетом перегрузки определяется по формуле:

$$I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (6.1)$$
$$I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1759 \text{ А.}$$

3) Отключающая способность:

а) На симметричный ток отключения –  $I_{КЗ} \leq I_{откл.ном}$

б) На отключение аperiodической составляющей –  $i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (6.2)$$
$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 6,68 \cdot e^{-0,045/0,16} = 7,06 \text{ кА,}$$

где , время отключения тока КЗ равно  $\tau = t_{pz} + t_{св} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$

$$i_{a,ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta / 100) \cdot I_{откл.ном}, \quad (6.3)$$
$$i_{a,ном} = (\sqrt{2} \cdot 35 / 100) \cdot 40 = 19,6 \text{ кА.}$$

4) Электродинамическая стойкость –  $I_{КЗ} \leq I_{прс}, i_{уд} \leq i_{прс}$

5) Термическая стойкость –  $B_K \leq B_{к.ном}$

$$B_K = I_{КЗ}^2 \cdot (t_{pz} + t_{св} + T_a), \quad (6.4)$$

$$B_K = 6,68^2 \cdot (0,01 + 0,055 + 0,16) = 10,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

$$B_K = I_T^2 \cdot t_{отк}, \quad (6.5)$$

$$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Результат проверки представлен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Расчетные и паспортные данные ВЭБ–УЭТМ–110

ВЭБ–УЭТМ–110	
Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{пасп} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1759 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{кз} = 6,68 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 7,06 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 19,6 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{н.о} + i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 6,68 + 7,06 = 18,62 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном}}{100}\right) = 1,4 \cdot 40 \cdot (1 + 0,4) = 78,4 \text{ кА}$
$i_{y\partial} = 18,14 \text{ кА}$	$i_{нрс} = 102 \text{ кА}$
$B_K = 10,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный выключатель удовлетворяет условиям проверки.

## 6.2 Выбор разъединителей

### 6.2.1 Разъединитель с двумя заземляющими ножами

Производитель поставляет разъединители, колонны которого выполнены из полимерного материала.

Проверка условий выбора:

- 1) Номинальное напряжение –  $U_{ном} \leq U_{пасп}$
- 2) Номинальный ток –  $I_{ном.дл} \leq I_{ном}$

Номинальный ток с учетом перегрузки определяется по формуле:

$$I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (6.6)$$

$$I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1759 \text{ А.}$$

3) Электродинамическая стойкость –  $I_{кз} \leq I_{прс}, i_{уд} \leq i_{прс}$

4) Термическая стойкость –  $B_k \leq B_{к.ном}$

$$B_k = I_{кз}^2 \cdot (t_{пз} + t_{г} + T_a), \quad (6.7)$$

$$B_k = 6,68^2 \cdot (0,01 + 0,055 + 0,16) = 10,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_k = I_T^2 \cdot t_{отк}, \quad (6.8)$$

$$B_k = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результат проверки представлен в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Расчетные и паспортные данные РПД-УЭТМ-110

РПД-УЭТМ-110	
Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{пасп} = 110 \text{ кВ}$
$I_{макс} = 1759 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{кз} = 6,68 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 18,14 \text{ кА}$	$i_{прс} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 10,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный разъединитель удовлетворяет условиям проверки.

## 6.2.2 Разъединитель с одним заземляющим ножом

Проверка условий выбора:

- 1) Номинальное напряжение  $-U_{ном} \leq U_{расп}$
- 2) Номинальный ток  $-I_{ном.дл} \leq I_{ном}$

Номинальный ток с учетом перегрузки определяется по формуле:

$$I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (6.9)$$

$$I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{13890}{\sqrt{3} \cdot 115} = 98 \text{ А.}$$

- 3) Электродинамическая стойкость  $-I_{КЗ} \leq I_{прс}, i_{уд} \leq i_{прс}$
- 4) Термическая стойкость  $-B_K \leq B_{к.ном}$

$$B_K = I_{КЗ}^2 \cdot (t_{пз} + t_г + T_a), \quad (6.10)$$

$$B_K = 6,68^2 \cdot (0,01 + 0,055 + 0,16) = 10,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_K = I_T^2 \cdot t_{отк}, \quad (6.11)$$

$$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результат проверки представлен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Расчетные и паспортные данные РПД-УЭТМ-110

РПД-УЭТМ-110	
Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{пасп} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 98 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{кз} = 6,68 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 18,14 \text{ кА}$	$i_{прс} = 64 \text{ кА}$
$B_{к} = 10,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный разъединитель удовлетворяет условиям проверки.

### 6.3 Проверка трансформатора тока

Выключатель ВЭБ–УЭТМ–110 имеет встроенный трансформатор тока.

Условия проверки:

- 1) Номинальное напряжение –  $U_{ном} \leq U_{пасп}$
- 2) Номинальный ток –  $I_{ном.дл} \leq I_{ном}$
- 3) Электродинамическая стойкость –  $i_{уд} \leq i_{прс}$
- 4) Термическая стойкость –  $B_{к} \leq B_{к.ном}$

$$B_{к} = I_{кз}^2 \cdot (t_{рз} + t_{в} + T_{а}), \quad (6.12)$$

$$B_{к} = 6,68^2 \cdot (0,01 + 0,055 + 0,16) = 10,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к} = I_{Т}^2 \cdot t_{отк}, \quad (6.13)$$

$$B_{к} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

5) Вторичная нагрузка –  $Z_2 \leq Z_{2ном}$

Вторичная нагрузка трансформатора тока представлена в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Счетчик активной и реактивной энергии	Альфа А1800	9	-	9
Ватт- и вар-метр	ЦВ02.1	6		6
Итого:	$Z_{приб}$	15,5		15

Сопротивление приборов:

$$Z_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (6.14)$$

$$Z_{приб} = \frac{15,5}{5^2} = 0,62 \text{ Ом.}$$

Номинальное вторичное сопротивление определяется по формуле:

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_2^2}, \quad (6.15)$$

где,  $S_{2ном}$  – номинальная вторичная нагрузка, ВА

$$Z_{2ном} = \frac{100}{5^2} = 4 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов:

$$Z_{пр} = Z_{2ном} - Z_{приб} - Z_k, \quad (6.16)$$

где,  $Z_k$  – переходное сопротивление проводов ( $Z_k = 0,1 \text{ Ом}$ )

$$Z_{np} = 4 - 0,62 - 0,1 = 3,28 \text{ Ом.}$$

Сечение соединительного провода определяется по формуле:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{Z_{пров}}, \quad (6.17)$$

где:  $\rho$  – удельная плотность медного провода ( $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ );  $l_p$  – расчетная длина провода ( $l_p = 75,9 \text{ м}$ )

$$s = \frac{0,0175 \cdot 77,9}{3,28} = 0,4 \text{ мм}^2.$$

Принятое сечение медного провода  $s = 2,5 \text{ мм}^2$ .

Встроенный трансформатор тока удовлетворяет условиям выбора.

#### 6.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения ЗНГ-УЭТМ-110 фирмы «Уралэлектротяжмаш» являются взрыво- и пожаробезопасными, так как внутри полимерного изолятора закачен инертный негорючий газ.

Условия проверки:

1) Номинальное напряжение –  $U_{ном} \leq U_{насп}$

2) Вторичная нагрузка –  $S_2 \leq S_{2ном}$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлен в таблице

6.5.



Таблица 6.5 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы	Тип приборов	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число приборов	Общая потребляемая мощность
				$S_{2\Sigma}$ , ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	2
Вольтметр с переключ. фаз	ЕС72FNII I	2	1	2
Ватт- и варметр	ЩВ02.1	6	6	36
Счетчик активной и реактивной энергии	Альфа А1800	9	6	54
Частотомер	ЩК 120	12,5	1	12,5
Итого $S_2$				106,5

где,  $S_2$  — суммарная нагрузка приборов.

Нагрузка приборов, присоединенных к трансформатору напряжения ЗНГ-УЭТМ-110 не должна превышать 1000 ВА.

### 6.5 Выбор ограничителя перенапряжений

Для защиты от коммутационных и атмосферных перенапряжений был выбран ОПН-П1-110/88/10-УХЛ1. Имеет полимерную изоляцию и представляет из себя последовательно соединенные нелинейные варисторы.

### 6.6 Выбор гибких шин

### 6.6.1 Выбор сечения проводов для участка трансформатор – секция шин.

Провода выполнены из сталеалюминиевого провода (АС)

Номинальный ток с учетом перегрузки вычисляется по формуле:

$$I_{\max} = \frac{1.4 \cdot S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (6.18)$$

$$I_{\max} = \frac{1.4 \cdot 250000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1759,24 \text{ А.}$$

Гибкие шины, которые могут выдержать ток величиной 1760 А не выпускаются, поэтому было решено использовать расщепленный надвое провод.

Ток в каждом проводе расщепленной фазы:

$$I_{\text{расц. макс}} = \frac{I_{\max}}{2}, \quad (6.19)$$

$$I_{\text{расц. макс}} = \frac{1759,24}{2} = 879,62 \text{ А.}$$

Условия выбора:

1) Сечение провода выбирается из условий нагрева –  $I_{\text{расц. макс}} \leq I_{\text{дл. доп}}$ .

Провод АС-500/27 имеет допустимый ток равный 960 А, что удовлетворяет условию нагрева.

2) Проверка по условию коронирования

Максимальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (6.20)$$

где:  $m$  — коэффициент шероховатости;  $r_0$  — радиус провода

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,3}} \right) = 31,36 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность возле провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_n}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp.z}}{r_0}}, \quad (6.21)$$

где,  $D_{cp.r}$  – среднее геометрическое расстояния между фазами

$$D_{cp.z} = 1,26 \cdot D, \quad (6.22)$$

где,  $D$  – расстояние между проводами.

$$D_{cp.z} = 1,26 \cdot 250 = 315 \text{ см.}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,3 \cdot \lg \frac{315}{1,3}} = 13,13 \text{ кВ/см.}$$

Условие отсутствия короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (6.23)$$

$$1,07 \cdot 13,13 \leq 0,9 \cdot 31,36$$

$$14,05 \leq 28,22 \text{ кВ/см.}$$

Выбранный провод АС-500/27 удовлетворяет условиям выбора.

Провод АС-500/27 также используется в секциях шин и в обходных секциях шин.

## 6.6.2 Выбор сечения проводов для отходящих линий

Номинальный ток с учетом перегрузки:

$$I_{\max} = \frac{1.4 \cdot S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (6.24)$$
$$I_{\max} = \frac{1.4 \cdot 27778}{\sqrt{3} \cdot 115} = 195,47 \text{ А.}$$

Условия выбора:

1) Экономичная плотность тока:

$$S = \frac{I_{\max}}{j_{\text{эк}}}, \quad (6.25)$$
$$S = \frac{195,47}{1} = 195,47 \text{ мм}^2.$$

2) Условия нагрева –  $I_{\text{расц. макс}} \leq I_{\text{дл. доп}}$ .

Провод АС-240/39 имеет допустимый ток равный 610 А, что удовлетворяет условию нагрева.

2) Проверка по условию коронирования

Максимальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (6.26)$$
$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,87}} \right) = 24,85 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность возле провода:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp.z}}{r_0}}, \quad (6.27)$$

где,  $D_{cp.r}$  – среднее геометрическое расстояния между фазами

$$D_{cp.z} = 1,26 \cdot D, \quad (6.28)$$

где,  $D$  – расстояние между проводами.

$$D_{cp.z} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см},$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 115}{0,87 \cdot \lg \frac{504}{0,87}} = 16,94 \text{ кВ/см.}$$

Условие отсутствия короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (6.29)$$

$$1,07 \cdot 18,13 \leq 0,9 \cdot 24,85$$

$$18,13 \leq 22,37 \text{ кВ/см.}$$

Выбранный провод АС-240/39 удовлетворяет условиям выбора.

Для крепления проводов используется линейный подвесной полимерный изолятор ЛК-120/110.

## 7 Релейная защита

Исходные данные:

АТДЦТН-250000/220/110( $\pm 6 \times 2,0\%$ )/10 (кВ). Схема соединения и группа обмоток –  $Y_{н.автo}/\Delta$ -0-11. Коэффициент трансформации на стороне ВН – 1000/5; на СН – 2000/5; на НН – 6000/5. Реально возможный диапазон регулирования напряжения находится в диапазоне от 101,2 кВ до 128 кВ, а середина диапазона 113,6 кВ. Дальнейший расчет представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Определение вторичных токов

Величина	Обозначение	Расчет для стороны		
		ВН	СН	НН
Первичный ток, $A$	$I_{ном.перв} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ср}}$	$\frac{250000}{230\sqrt{3}} = 628,3$	$\frac{250000}{113,6\sqrt{3}} = 1272,1$	$\frac{125000}{10,5\sqrt{3}} = 6881$
Масштабирование тока	$K_T$	1000/5	2000/5	7000/5
Схема соединения обмоток	Y,D	Y	Y	Y
Вторичный ток, $A$	$I_{ном.втор} = \frac{I_{ном.перв}}{K_T} \cdot k_{сх}$	$\frac{628,3 \cdot 1}{1000/5} = 3,14$	$\frac{1272,1 \cdot 1}{2000/5} = 3,18$	$\frac{6881 \cdot 1}{7000/5} = 4,9$
Значения уставок	" $I_{базВН}$ " " $I_{базСН}$ " " $I_{базНН}$ "	3,14	3,18	4,9
Диапазон РПН, %	—	$100 \cdot (126-101,2)/(2 \cdot 113,6) = 10,9$		

### 7.1 Выбор уставок ДЗТ-2

Определение уставок чувствительной тормозной характеристики рассчитывается с учетом, что благодаря алгоритма компенсации составляющая  $\Delta U_{РПН}$  не больше 0,04 (таблица 7.2).

Таблица 7.2 – Уставки чувствительной тормозной характеристики (с учетом компенсации)

Величина	Обозначение	Значение
Расчетный ток небаланса (в о.е)	$I_{НБ.РАСЧ.*} = K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}$	$2 \cdot 0,1 + 0,04 + 0,04 = 0,28$
Уставка срабатывания	Условие: $I_{\partial 1 \text{ чувс}} / I_{\text{баз}} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.*}$	$1,2 \cdot 0,28 = 0,34$
Принятое значение уставки	" $I_{\partial 1 \text{ чувс}} / I_{\text{баз}}$ " Диапазон: $(0,3 - 1,0)I_{\text{БАЗ}}$	Принимаем 0,4
Коэффициент уменьшения тормозного тока	$K_{СН.Т} = \sqrt{1 - I_{НБ.РАСЧ.*}}$	$\sqrt{1 - 0,28} = 0,85$
Коэффициент торможения в процентах	$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.*}}{K_{СН.Т}}$	$\frac{100 \cdot 1,2 \cdot 0,28}{0,85} = 39,5$
Принятое значение уставки	" $K_{ТОРМ.ЧУВС. \%}$ " Диапазон : $(10 - 100)\%$	40
Принятая уставка второй точки излома	" $I_{m2 \text{ чувс}} / I_{НОМ}$ " Диапазон: $(1,0 - 2,0)I_{НОМ}$	2,0
Уставка блокировки по второй гармонике	$I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$ Диапазон: $(0,06 - 0,20)$	0,15

где:  $K_{ПЕР}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим ( $K_{ПЕР} = 2,0$ );  $K_{ОДН}$  – коэффициент однотипности ТТ ( $K_{ОДН} = 1,0$ );  $\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности ТТ ( $\varepsilon = 0,1$ );  $K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки  $K_{ОТС} = 1,2$ .

Расчет грубой тормозной характеристики учитывает реальный диапазон регулирования РПН ( $\Delta U_{РПН} = 0,11$ ) (Таблица 7.3).

Таблица 7.3 – Уставки грубой тормозной характеристики (без учета компенсации)

Величина	Обозначение	Значение
Расчетный ток небаланса (в о.е)	$I_{НБ.РАСЧ.*} = K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}$	$2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,11 + 0,04 = 0,35$
Уставка срабатывания	Условие: $I_{\partial 1чус} / I_{баз} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.*}$	$1,2 \cdot 0,35 = 0,42$
Принятое значение уставки	" $I_{\partial 1чус} / I_{баз}$ " Диапазон: $(0,3 - 1,0)I_{БАЗ}$	Принимаем 0,5
Коэффициент уменьшения тормозного тока	$K_{СН.Т} = \sqrt{1 - I_{НБ.РАСЧ.*}}$	$\sqrt{1 - 0,35} = 0,81$
Коэффициент торможения в процентах	$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.*}}{K_{СН.Т}}$	$\frac{100 \cdot 1,2 \cdot 0,35}{0,81} = 51,9$
Принятое значение уставки	" $K_{ТОРМ.ЧУВС. \%}$ " Диапазон: $(10 - 100)\%$	52
Принятая уставка второй точки излома	" $I_{m2чус} / I_{НОМ}$ " диапазон: $(1,0 - 2,0)I_{НОМ}$	2,0



## 7.2 Уставки дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)

Отстройка производится от тока КЗ на стороне СН и НН (Таблица 7.4).

Таблица 7.4 – Уставки дифференциальной отсечки

Величина	Обозначение	Значение для сторон	
		СН	НН
Внешний максимальный ток КЗ, приведенный к стороне ВН, А	$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС}$	6680	21170
Расчетный ток приведенный к номинальному току (в о.е.)	$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = \frac{I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}{I_{БАЗ.ВН}}$	$\frac{6680}{628,3} = 10,6$	$\frac{21170}{628,3} = 33$
Ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{НБ} = K_{отс} \left( \frac{K_{пер} K_{одн} \cdot \varepsilon +}{+ \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}} \right) I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*}$	7,2	22,3
Уставка срабатывания с учетом отстройки от небаланса	условие: $I_{диф} / I_{баз} \geq I_{НБ}$ и $I_{диф} / I_{баз} \geq 6$	Принимаем значение 22	
Принятое значение уставки	" $I_{диф.чусс} / I_{баз}$ " = " $I_{диф.груб} / I_{баз}$ " Диапазон: (4,0 – 30,0) $I_{БАЗ}$	22	

## 7.3 Чувствительность защиты

Для защит трансформаторов в качестве тока короткого замыкания принимается двухфазное.

Первичный ток срабатывания при отсутствии торможения:

$$I_{СЗ} = I_{НОМ} \cdot (I_{д1груб} / I_{НОМ}), \quad (7.1)$$

$$I_{C3} = 628,3 \cdot 0,5 = 314,15 \text{ A.}$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}}, \quad (7.2)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{21170 \cdot 0,87}{314,15} = 58,6.$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне СН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{6680 \cdot 0,87}{314,15} = 18,5.$$

Защита трансформатора достаточно чувствительна к двухфазному КЗ.

## 8 Заземление подстанции

Заземление является важной системой любой подстанции.

Функции заземляющих систем включают в себя:

- Обеспечение безопасности персонала на подстанции от поражения электрическим током.
- Обеспечивает подключение нейтрали обмотки трансформатора.
- Разрядка перенапряжений линий электропередач или молниеотводов.
- Обеспечивает подключение заземления к оборудованию и другим конструкциям, которые могут оказаться под напряжением.

Для заземления ПС «Васильевская» используются стержневые заземлители; соединительные полосы; полосы, расположенные вдоль оборудования.

Проводники должны быть достаточно большими, чтобы выдержать любые ожидаемые токи без плавления. Длина, количество и расположение заземляющих стержней влияют на удельное сопротивление пути к земле. Каждое удвоение длины заземляющего стержня снижает удельное сопротивление на 45%, при условии, что почва является однородной. Но на практике почва редко является однородной, поэтому очень важно получить точные данные удельного сопротивления путем измерения с помощью соответствующих приборов.

Для максимальной эффективности стержни должны располагаться не ближе друг к другу, чем длина самого стержня. Это связано с тем, что вокруг каждого стержня, при протекании тока, образуются электромагнитные поля, которые снижают эффективность заземления.

Проводимость почвы является важным фактором при проектировании подстанции. Чем ниже удельное сопротивление, тем легче получить хорошее заземление. В районах, где низкая проводимость почвы или, когда засуха может изменить проводимость почвы, возможно будет необходимым использование посыпки другим грунтом для увеличения проводимости [28,30].

### 8.1 Расчет заземления подстанции

Время отключения тока КЗ:

$$\tau = t_{pз} + t_{св}, \quad (8.1)$$

где:  $t_{pз}$  – время действия РЗ, с;  $t_{св}$  – время отключения выключателя, с.

$$\tau = t_{pз} + t_{св} = 0,01 + 0,035 = 0,045.$$

Наибольшее допустимое напряжение прикосновения  $U_{пр.дон} = 500$  В.

$l_г = 5$  м – длина вертикального стержня;

$L_г = 2510$  м – длина горизонтальных полос;

$a = 7,5$  м – расстояние между стержнями;

$S = 15170$  м<sup>2</sup> – площадь заземляемого участка;

$\rho = 40$  Ом·м – удельное сопротивление почвы;

$n_г = 175$  – число вертикальных заземлителей;

$t = 1$  м – глубина заложения.

Коэффициент  $\beta$ :

$$\beta = \frac{R_г}{R_г + 1,5 \cdot \rho}, \quad (8.2)$$

где,  $R_v$  – сопротивление человека, ( $R_v = 1000 \text{ Ом}$ ).

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 40} = 0,94.$$

Коэффициент напряжения прикосновения:

$$k_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_g L_z}{a\sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (8.3)$$

$$k_{II} = \frac{0,5 \cdot 0,94}{\left(\frac{5 \cdot 2510}{7,5 \cdot 123,2}\right)^{0.45}} = 0,15.$$

Напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np.\partial on}}{k_{II}}, \quad (8.4)$$

$$U_3 = \frac{500}{0,15} = 3333 \text{ В.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{з.\partial on} \leq \frac{U_3}{I_K^{(1)}}, \quad (8.5)$$

где,  $I_K^{(1)}$  – однофазное КЗ, А.

$$R_{з.\partial on} \leq \frac{3333}{6040} = 0,55 \text{ Ом.}$$

Модель представляет собой квадрат со стороной  $-\sqrt{S} = \sqrt{115170} = 123,2 \text{ м.}$

Число ячеек на сторонах квадрата:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (8.6)$$

$$m = \frac{2510}{2 \cdot 123,2} - 1 = 9.$$

Длина горизонтальных полос в модели:

$$L'_2 = 2\sqrt{S} \cdot (n + 1), \quad (8.7)$$

$$L'_2 = 2 \cdot 123,2 \cdot (9 + 1) = 2464 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (8.8)$$

$$b = \frac{123,2}{9} = 13,7 \text{ м.}$$

Длина вертикальных заземлителей:

$$L_g = l_g \cdot n_g, \quad (8.9)$$

$$L_g = 5 \cdot 175 = 875 \text{ м.}$$

Глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 1}{123,2} = 0,05 < 1, \quad (8.10)$$

Тогда:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5+1}{123,2} = 0,403. \quad (8.11)$$

Сопротивление заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L_2 + L_6}, \quad (8.12)$$

$$R_3 = 0,403 \cdot \frac{40}{123,2} + \frac{40}{2510 + 875} = 0,14 \text{ Ом.}$$

Напряжение прикосновения:

$$U_{np} = k_{II} \cdot I_K^{(1)} \cdot R_3, \quad (8.13)$$

$$U_{np} = 0,15 \cdot 6040 \cdot 0,14 = 127 \text{ В.}$$

Напряжение прикосновения меньше 400 В, что является удовлетворительным.

Схема заземления представлена на рисунке 8.1.

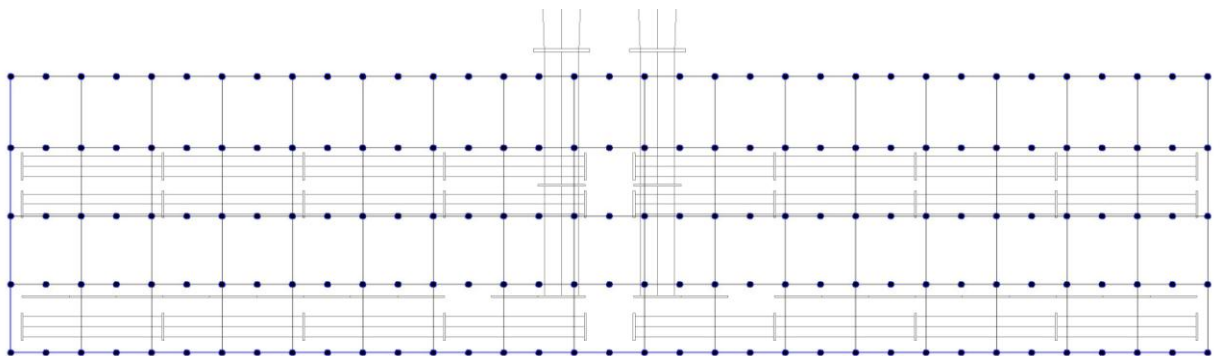


Рисунок 8.1 – Схема заземления ОРУ-110

## 9 Молниезащита подстанции

Молниеотвод необходим для защиты подстанции от прямых ударов молний. Стержневой молниеприёмник установлен на опоре и соединен с заземленным токоотводом.

Обеспечения высокой надежности защиты заключается в выборе зоны и защиты, а также в расчете параметров молниеотводов.

Параметры молниезащиты:

$h = 31$  м – высота стержневого молниеотвода;

$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 31 = 26,4$  м – высота вершины конуса защиты;

$h_x = 11$  м – высота защищаемого объекта;

$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 31 = 37,2$  м – радиус конуса защиты на уровне земли;

$h_c = 32,2$  м – высота средней части между молниеотводами;

$L$  – расстояние между молниеотводами, м.

$L_{\max} = 4,25 \cdot h = 5,6 \cdot 31 = 173,6$  м – максимальное расстояние между молниеотводами.

Радиус конуса защиты на высоте  $h_x$ :

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (9.1)$$

$$r_x = \frac{37,2 \cdot (26,4 - 11)}{26,4} = 21,7 \text{ м.}$$

Ширина сечения между молниеотводами на высоте  $h_x$ :



$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_C - h_x)}{h_C}, \quad (9.2)$$

$$r_{cx} = \frac{37,2 \cdot (32,2 - 11)}{32,2} = 24,5 \text{ м.}$$

На рисунке 9.1 изображена схема установки молниеотводов и зона их защиты.

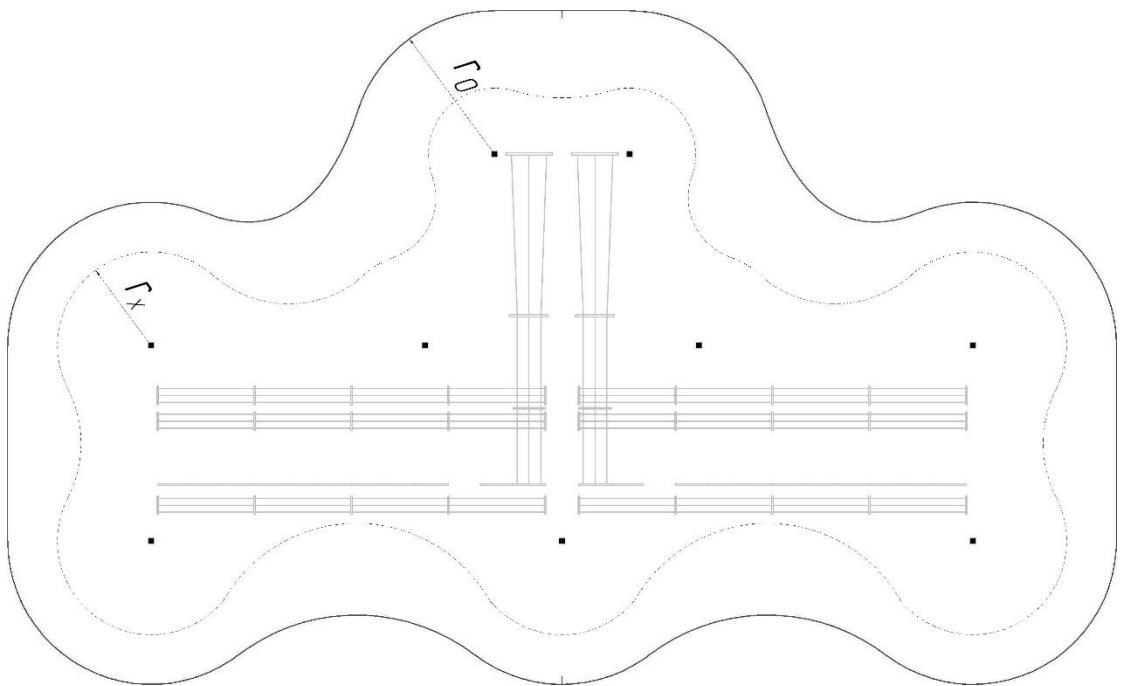


Рисунок 9.1 – Зона действия молниезащиты

## 10 Оперативный ток

На ПС «Васильевская» используется система оперативного постоянного тока (СОПТ), которая включает в себя:

а) аккумуляторную батарею (АБ) и зарядное устройство (ЗУ)

б) потребителей постоянного тока, к ним относятся:

- релейная защита
- привода коммутационного оборудования
- автоматическая система управления
- аварийное освещение
- резервные устройства связи

в) распределительный щит.

В качестве резерва используется АБ, которая находится в административном корпусе. АБ должна обеспечивать номинальное напряжение в нормальных и аварийных режимах. В нормальном режиме АБ находится в режиме постоянного подзаряда. Срок службы АБ в таком режиме увеличивается. АБ берет на себя всю нагрузку случаях аварии на стороне переменного тока и временной значительной перегрузки. После восстановления номинального режима, АБ снова переходит в режим постоянного подзаряда.

## 11 Собственные нужды подстанции

Система собственных нужд необходима обеспечения электроснабжения внутренних потребителей подстанции. Шины собственных нужд ПС «Васильевская» питаются от двух трансформаторов собственных нужд ТМ-400/10/0,4. Для обеспечения работоспособности подстанции в случае отключения основного источника питания, собственные нужды должны иметь резервный источник. В качестве резервного источника ПС «Васильевская» используется линия электропередач 10 кВ главной понизительной подстанции «ТоАЗ».

Перечень потребителей собственных нужд и их мощность сведена в таблицу 11.1.

Таблица 11.1 – Потребители собственных нужд

№	Наименование потребителя	Мощность, кВт
1	РПН АТ-1	6
2	Насосная пожаротушения	70
3	Аппаратная связи	20
4	Освещение ОРУ-220	23
5	Освещение ОРУ-110	29
6	Освещение АТ-1, АТ-2	9
7	Обогрев выключателей	143
8	Электрочотёл	200
9	Компрессорная	250
10	Охлаждение АТ-1, АТ-2	250
11	Маслохозяйство	100
Итого		1100
С учетом коэффициента загрузки ( $K_z = 0,7$ )		770

## **Заключение**

Реконструкция ОРУ-110 ПС «Васильевская», основанная на произведенных расчетах и выбранному оборудованию, обеспечивает соответствие современным требованиям надежности и качества электроэнергии.

Установка трансформатора АДЦТН-250000/220/110/10-У1 позволит в будущем подключить новых потребителей. Выбранное коммутационное и зашитое оборудование с изоляцией на основе полимерных материалов обеспечит надежность и безопасность персонала на подстанции. Применение оборудования с полимерной изоляцией на подстанции позволит выявить существующие недостатки данного материала, способы их устранения и полученный опыт поспособствует развитию и усовершенствованию данного изолирующего материала.

## Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок – 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 2015.
2. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Учебно – методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2007.
3. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Методические указания к курсовому проектированию. / В.В. Сенько. – Тольятти: ТГУ, 2010.
4. Шеховцов, В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцов. – 2-е изд. – М.: ФОРУМ – Инфра – М, 2011. – 136 с.
5. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник для студентов учреждений высшего профессионального образования / Б.И. Кудрин. - М.: ИЦ Академия, 2012.
6. Петрова, С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций / С.С. Петрова. – М.: НЦ ЭНАС, 2013.
7. Нейфельд, М.Р. Что такое защитное заземление и как устраивать / М.Р. Нейфельд. – М.: Энергоиздат, 2014.
8. Лиронов, В.П. Защита жилых домов и производственных помещений от молний / В.П. Ларионов. – М.: Энергоиздат, 2012.
9. Долин, П.А. Основы техники безопасности в электроустановках / П.А. Долин. – М.: Энергоатомиздат, 2014.
10. Самолина, О.В. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учебное пособие / О.В. Самолина. – Тольятти: ТГУ, 2007.
11. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанция и подстанций / Б.Н. Неклепаев – СПб.: БХВ-Петербург, 2013.

12. Тихомиров, П.М. Расчет трансформаторов / П.М. Тихомиров. – М.: Энергоатомиздат, 2014.
13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – СПб.: Деан, 2014.
14. Булычев, А.В. Релейная защита в распределительных сетях. Пособие для практических расчетов / А.В. Булычев – М.: НЦ ЭНАС, 2012.
15. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова – М.: Энергоиздат, 2015.
16. Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад – СПб.: Деан, 2011.
17. Дьяков, В.И. Типовые расчеты по электрооборудованию / В.И. Дьяков. – 7-е изд. – М.: Высш.шк., 2016.
18. Сибикин, Ю.Д. Проектирование электрической части подстанций в энергосистемах / Ю.Д. Сибикин. – М.: РадиоСофт, 2014.
19. Басс, Э.И. Релейная защита электроэнергетических установок / Э.И. Басс. – М.: Энергоатомиздат, 2012.
20. Хорольский, В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский. – М.: ФОРУМ – Инфра – М, 2013.
21. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учебное пособие / Г.Н. Ополева. – М.: ФОРУМ – Инфра – М, 2015.
22. Быстрицкий, Г.Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: учебное пособие для вузов / Г.Ф. Быстрицкий – М.: Academia, 2014. – 174 с.
23. Неклепаев, Б.Н. Руководящее указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Б.Н. Неклепаев. – М.: НЦ ЭНАС, 2014.
24. Панев, Б.И. Электрические измерения / Б.И. Панев. – М.: Агропромиздат, 2012.

25. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т. / под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М.: Энергия, 2014.
26. Lars, J. Hollow composite insulators, 2016 [Text] – URL: <http://new.abb.com/products/transformers/transformer-components/insulation-and-fluids/silicone-composite-insulators/composite-insulators>.
27. Huan, N. Service Experience with Hollow Composite Insulators, 2016 [Text]: – URL: [inmr.com/service-experience-with-hollow-composite-insulators](http://inmr.com/service-experience-with-hollow-composite-insulators).
28. Keith, W. Eleven practical tips for grounding substations, 2015 [Text] – URL: <http://ecmweb.com/content/eleven-practical-tips-grounding-substations>.
29. Domitrovich, A.T. Going to Basics, Maximum Fault Current, 2014 [Text] – URL: <http://iaeimagazine.org/magazine/2014/09/16/going-to-basics-maximum-fault-current>.
30. Parnam, J. Substation Earthing System (Grounding System), 2014 [Text] – URL: <http://www.studyelectrical.com/2014/05/substation-earthing-system-grounding.html>.