

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа включает в себя реконструкцию ПС 110/6 «Стрелка». Приведен годовой график нагрузки ПС 110/6 «Стрелка». Рассчитана величина нагрузок электроприемников и используемая мощность от энергосистемы. Произведён расчёт токов короткого замыкания и устройств релейной защиты. Также в процессе выполнения данной работы были рассчитаны заземления и молниезащита.

Выбрано и проверено новое электрооборудование, необходимое для реконструкции ПС 110/6 «Стрелка», выбрана схема электроснабжения.

Пояснительная записка к выпускной квалификационной работе выполнена на 61 листе формата А4. Содержит 6 рисунков, 20 таблиц.

Графическая часть выполнена на чертежах формата А1.

ABSTRACT

The topic of the graduation work is «Reconstruction of the electrical part the substation Strelka 110/6 KV».

The object of the graduation work is the substation «Strelka» 110/6 kV. Equipped with two power transformers TDN-25000 110/6 kV.

The key issue of the graduation work is information about selection of the main circuit of the substation, the necessary electrical equipment and two power transformers are selected, because outdated equipment does not perform its tasks, all information is presented in the explanatory note.

We give full coverage to the main tasks: the choice of high-voltage switches, disconnectors, current transformers and other equipment and their correct location on the territory of the substation, the choice of power transformers for the calculated power, choice of lightning conductor to protect high-voltage equipment from lightning and overvoltage, grounding and modern relay protection, as well as the system of the required operational current at the substation.

As a result of the reconstruction, we can conclude that the substation 110/6 kV «Strelka» meets all modern standards of reliable and uninterrupted power supply to consumers and can be put into operation.

The graduation work consists of an explanatory note on 61 pages, including 6 figures, 20 tables, and the graphic part on 6 A1 sheets.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 6 |
| 1. Описание объекта проектирования и формулирование основной задачи .. | 7 |
| 1.1 Физико-географические характеристики района проектирования..... | 7 |
| 1.2 Климат | 7 |
| 1.3 Характеристика подстанции | 8 |
| 2. Расчет электрических нагрузок ПС 110/6 «Стрелка» | 9 |
| 3. Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов | 11 |
| 3.1.Проверка трансформаторов 2хТРДН–40000/110/6/6 кВ..... | 12 |
| 3.2 Проверка трансформаторов 2хТРДН–63000/110/6/6 кВ..... | 18 |
| 3.3 Итоги выбора силовых трансформаторов | 19 |
| 4. Выбор электрической схемы понизительной подстанции | 20 |
| 5. Расчет токов короткого замыкания..... | 21 |
| 5.1 Расчёт симметричных токов КЗ..... | 21 |
| 5.2 Расчет несимметричных токов КЗ..... | 24 |
| 6. Выбор электрических аппаратов | 30 |
| 6.1 Выбор высоковольтных выключателей..... | 30 |
| 6.2 Выбор выключателя на стороне 110 кВ..... | 31 |
| 6.3 Выбор выключателя на стороне 6 кВ..... | 33 |
| 6.4 Выбор разъединителей | 35 |
| 6.5 Выбор трансформатора тока | 36 |
| 6.6 Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ..... | 36 |
| 6.7 Выбор трансформатора тока на стороне 6 кВ..... | 38 |
| 6.8 Выбор трансформатора напряжения на стороне 6 кВ..... | 40 |
| 6.9 Выбор ограничителей перенапряжения..... | 41 |
| 7. Выбор основных конструкторских решений понизительной подстанции | 42 |
| 8. Система оперативного тока на подстанции | 43 |
| 9. Собственные нужды подстанции | 44 |
| 10. Релейная защита подстанции..... | 45 |

| | |
|---|----|
| 11. Расчёт заземления подстанции | 51 |
| 12. Расчёт молниезащиты подстанции..... | 55 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 57 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ | 59 |

ВВЕДЕНИЕ

«Электрическая подстанция – это объект энергосистемы, необходимый для приема, трансформирования и передачи электрической энергии, которая состоит из силового электрооборудования, такого как трансформатор, или другого преобразующего устройства, выключателей, устройств защиты и управления, а также распределительных и различных вспомогательных устройств» [22].

В нашей стране проблема электроснабжения городов и промышленных центров имеет большое значение, поскольку очень часто объекты электроснабжения находятся в суровых климатических зонах, а, следовательно, требования к системам электроснабжения ставятся строгие.

Целью реконструкции электрической части любой понизительной подстанции является повышение надежности функционирования системы электроснабжения и обеспечение электроэнергией и мощностью всех потребителей, путем замены электрооборудования.

В представленной выпускной квалификационной работе была проведена реконструкция электрической части понизительной подстанции «Стрелка» 110/6 кВ. Целью работы являлось выявление основных проблем данной подстанции, не отвечающих современным требованиям надежности, и их решение для обеспечения надежной работы электроустановок.

1 Описание объекта проектирования и формулирование основной задачи

1.1 Физико-географические характеристики района проектирования

Объектом реконструкции является понизительная подстанция «Стрелка» 110/6 кВ, которая располагается по адресу: Российская Федерация, Республика Чувашия, город Чебоксары, улица Декабристов 12А.

Данная подстанция была спроектирована и введена в эксплуатацию в 1981 году с целью осуществления электроснабжения калининского района города Чебоксары.

Подстанция «Стрелка» 110/6 кВ относится к высоковольтным подстанциям системообразующей сети системы электроснабжения Калининского района города Чебоксары и является основным источником питания чебоксарского хлебокомбината, расположенного по адресу: Российская Федерация, Республика Чувашия, город Чебоксары, Калинина, 80.

1.2 Климат

Климат Чебоксар – умеренно-континентальный, формируется под воздействием холодных арктических и влажных воздушных масс. Данному климату присущи морозная и снежная зима, длящаяся в среднем пять месяцев и жаркое лето, продолжительностью 3 месяца.

Средняя температура января составляет -12,9 °С, средняя температура июля +18,8 °С. Среднегодовая скорость ветра – 3,5 м/с. Среднемесячная – от 2,7 м/с в июле и августе до 4,1 м/с в январе и феврале. Среднегодовая относительная влажность воздуха – 74 %. Среднемесячная – от 58 % в мае до 87 % в ноябре и декабре.

1.3 Характеристика подстанции

Подстанция «Стрелка» оснащена силовыми трансформаторами ТДН-25000/110/6-У1.

При реализации реконструкции или технического перевооружения главной понизительной подстанции мощность силовых трансформаторов должна выбираться так, чтобы при выходе из строя и, как следствие, из сети, наиболее загруженного из них на время восстановления или замены, трансформатор, оставшийся в работе, мог обеспечивать электроснабжение всех потребителей.

Сервисное обслуживание ПС выполняется ремонтным персоналом филиала ПАО «МРСК Волги» «Чувашиэнерго» Северное ПО.

Сроки эксплуатации, рекомендованные производителем электроустановок, находящихся на территории ПС, превышены. Износ токоведущих частей, значительное ухудшение изоляции и внешнее состояние электрооборудования говорит об необходимости проведения реконструкции.

Также проведение реконструкции ПС необходимо, так как со времен введения ПС в эксплуатацию замены оборудования не проводилось.

В связи с чем, предлагается при проведении реконструкции ПС замена существующего оборудования на новое.

На данный момент на трансформаторной подстанции «Стрелка» 110/6 кВ установлены выключатели ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 на высокой стороне, и ВММ-6-630-10 У2 на низкой, также трансформаторы тока ТФЗМ-110Б УХЛ1 на ВС и на НС ТЛК-6-1 У2, трансформатор напряжения на НС ЗНОЛ.09-6.02 У2, с разъединителями РНДЗ 1-110/630 УХЛ1 на ВС, РВ-6/630 У3 на низкой стороне.

2 Расчет электрических нагрузок ПС 110/6 «Стрелка»

Важным этапом реконструкции является расчет электрических нагрузок, ведь на основе полученных данных будет производиться выбор количества и мощности силовых трансформаторов.

Подстанция питает таких потребителей как: торговый центр, стадион, Чебоксарский хлебкомбинат. Все фидеры получают электроэнергию по отходящим кабелям 6 кВ.

Установленная мощность силовых трансформаторов до реконструкции составляла 50 МВА. По графику видно, что на данный момент трансформаторная подстанции нагружена на 106% от установленной мощности.

Исходя из графика годовых нагрузок, представленного на рисунке 2.1, рассчитаем значения потребляемой мощности.

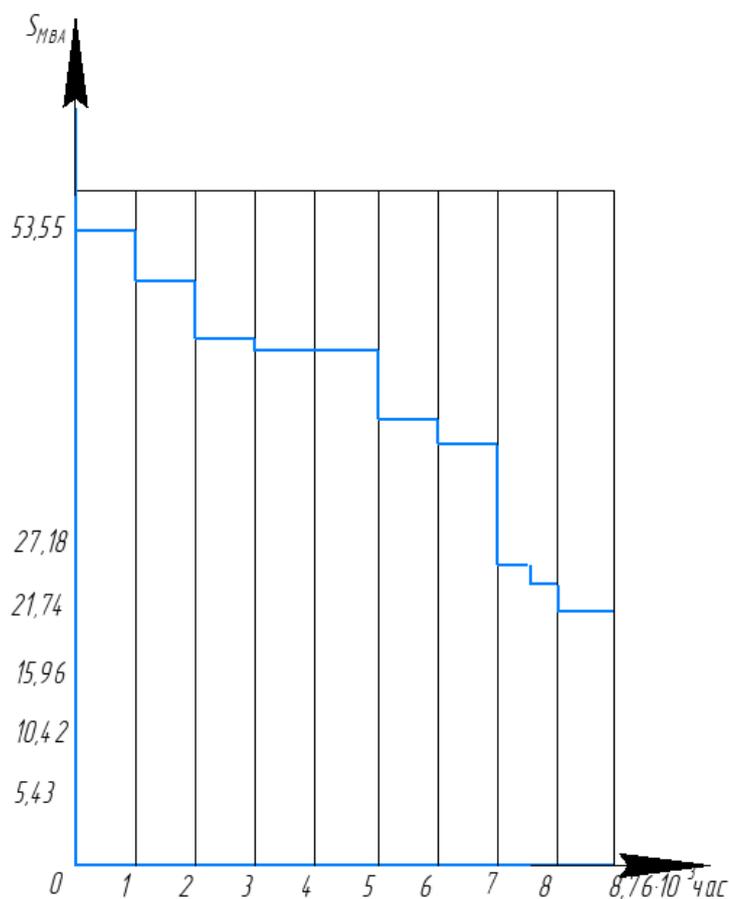


Рисунок 2.1 – График годовых нагрузок ПС

Произведем расчёт потребляемой электроэнергии всей подстанции

$$W_{nc} = \sum_{i=1}^k P_n \cdot t. \quad (2.1)$$

$$W_{ПС} = 53,55 \cdot 1000 + 49,25 \cdot 1000 + 43,4 \cdot 2000 + 37,62 \cdot 1000 + 35,52 \cdot 1000 + 25,35 \cdot 500 + 23,74 \cdot 500 + 21,43 \cdot 760 = 348207 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Найдем значение продолжительности максимальной годовой нагрузки

ПС:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}} = \frac{348207}{53,55} = 6685 \text{ ч.} \quad (2.2)$$

Рассчитываем коэффициент заполнения графика нагрузки ПС:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} = \frac{6685}{8760} = 0,76. \quad (2.3)$$

3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

В вопросе выбора силовых трансформаторов нужно учитывать следующие моменты:

- Рациональным является использование трехфазных трансформаторов, автотрансформаторов, или же несколько однофазных трансформаторов.

- Если один из потребителей подстанции имеет резкопеременный характер нагрузки, то целесообразно использование трансформатора с расщепленной обмоткой НН.

- Наличие встроенного устройства РПН (регулирование напряжения под нагрузкой) Данное устройство позволяет переключать число витков трансформатора без разрыва электрического соединения.

«Для двухтрансформаторной ПС, исходя из приближенной допустимой аварийной перегрузки (40%), для определения допустимой номинальной мощности каждого трансформатора принято использовать приближенное выражение» [1]:

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max}^{ПС}. \quad (3.1)$$

Тогда, из формулы (3.1) произведем расчет для проектируемой ПС:

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max}^{ПС} = 0,7 \cdot 53,55 = 37,48 \text{ МВА}. \quad (3.2)$$

Далее, после расчета номинальной мощности трансформатора, произведем технико-экономический расчет трансформаторов: ТРДН 40000/110-У1 и ТРДН 63000/110-У1.

Выбор трансформаторов производился по каталогу фирмы ООО «Тольяттинский трансформатор» [2].

3.1 Проверка трансформаторов 2хТРДН–40000/110/6/6 кВ

Таблица 3.1 – Каталожные данные трансформатора

| Тип | $S_{ном.}$ МВА | $U_{нВН.}$ кВ | $U_{нНН.}$ кВ | $U_{к,ВН-НН.}$ % | $\Delta P_k,$ кВт | $\Delta P_x,$ кВт | $i_{хх.}$ % |
|------|-------------------|------------------|------------------|---------------------|----------------------|----------------------|----------------|
| ТРДН | 40 | 115 | 6,6 | 10,5 | 170 | 22 | 0,28 |

Произведем расчет потерь реактивной мощности в трансформаторе по следующей формуле:

$$Q_x = \frac{i_{хх}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,28}{100} \cdot 40000 = 112 \text{ квар.} \quad (3.3)$$

Где:

Q_x – потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.,
квар;

$i_{хх}(\%)$ – ток холостого тока трансформатора, %;

$S_{ном.Т}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Далее рассчитаем приведенные потери активной мощности трансформатора при работе в режиме холостого хода по формуле (3.4):

$$P'_x = \Delta P_x + k_{III} \cdot Q_x = 22 + 0,05 \cdot 112 = 27,6 \text{ кВт.} \quad (3.4)$$

Где:

«0,05 кВт/квар – является коэффициентом изменения потерь, которые зависят от удаленности потребителей от источников питания и составляет 0,02 ... 0.2 кВт/квар» [2].

Следующим шагом является расчет коэффициентов загрузки обмоток трансформатора на каждый класс напряжения:

$$k_{з.в.} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{53550}{40000} = 1,3. \quad (3.5)$$

$$k_{з.нн.} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{26775}{40000} = 0,66. \quad (3.6)$$

S_B, S_H – это расчетные мощности нагрузки обмоток трансформатора соответствующего напряжения [2].

Далее рассчитаем потери активной мощности между обмотками трансформатора:

$$P_{к.в} = 0 \quad (3.7)$$

$$P_{к.нн1} = P_{к.нн2} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 170 = 340 \text{ кВт}.$$

Где:

$P_{к.в}, P_{к.н}$ – потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трансформатора в момент их полной нагрузки [1].

Рассчитаем напряжение к.з. (%) обмоток трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой по следующим формулам:

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot U_{к.ВН-НН} \quad (3.8)$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot U_{к.ВН-НН} \quad (3.9)$$

Следовательно, напряжения к.з обмоток трансформатора равны:

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot U_{к.ВН-НН} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31 \%$$

$$U_{к.н} = 1,75 \cdot U_{к.ВН-НН} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,37 \%$$

Произведем расчет потерь реактивной мощности к.з. обмоток трансформатора на каждый класс напряжения по формуле:

$$Q_{k.i} = \frac{U_{k.i}(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т.}} \quad (3.10)$$

По формуле (3.10) рассчитаем потери реактивной мощности к.з обмоток трансформатора:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т.}} = \frac{1,31}{100} \cdot 40000 = 524 \text{ квар.}$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т.}} = \frac{18,37}{100} \cdot 40000 = 7348 \text{ квар.}$$

Найдем нагрузочные потери к.з. на трансформаторе по следующим формулам:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + k_{III} \cdot Q_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 524 = 26,25 \text{ кВт.} \quad (3.11)$$

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + k_{III} \cdot Q_{к.н} = 340 + 0,05 \cdot 7348 = 711,5 \text{ кВт.} \quad (3.12)$$

Определим приведенные потери мощности силового трансформатора:

$$P'_T = P'_x + k_{з.в}^2 \cdot P'_{к.в} + k_{з.н}^2 \cdot P'_{к.н1} + k_{з.н}^2 \cdot P'_{к.н2} \quad (3.13)$$

По формуле (3.15) рассчитаем приведенные потери активной мощности:

$$P'_T = 27,6 + 1,3^2 \cdot 26,25 + 0,66^2 \cdot 711,5 + 0,66^2 \cdot 711,5 = 691,82 \text{ кВт.}$$

Потери электроэнергии – $\Delta W_{ПС}$ определяются из следующей формулы:

(3.14)

$$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{k,si} + \sum \Delta W_{k,n1i} + \sum \Delta W_{k,n2i} =$$

$$\sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n} \cdot P'_{k,s} \cdot k_{s,si}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{k,n1} \cdot k_{s,n1}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{k,n2} \cdot k_{s,n2}^2 \cdot T_i$$

Где:

i – порядковый номер на графике нагрузки;

n_i – число трансформаторов;

T_i – продолжительность нахождения нагрузки на S_i ступени [1].

При реконструкции подстанции необходимо рассчитать экономическую нагрузку трансформатора чтобы определить возможность отключения одного из силовых трансформаторов, при небольшой нагрузке, с целью уменьшения потерь, по выражению:

$$S_{\Delta, ПС} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_T}} \quad (3.15)$$

$S_{ном.Т}$ – это номинальная мощность трансформатора;

n – это число трансформаторов на подстанции;

P'_x – это приведенные потери трансформатора в режиме х.х;

$P'_{к.в}$ – это приведенные потери трансформатора в режиме к.з.

Для подстанции с трансформаторами ТРДН 40000/110-У1, значение экономической нагрузки, по формуле (3.15) будет следующим:

$$S_{\Delta, ПС} = 40 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{27,6}{737,75}} = 11 \text{ МВА.}$$

При составлении таблицы 3.2, количество одновременно работающих трансформаторов будет определяться исходя из следующих условий:

если $S_{ei} > S_{\text{Э.ЛС}}$, то работать будут два трансформатора и $n_i = 2$;

если $S_{ei} < S_{\text{Э.ЛС}}$, то работать будет один трансформатор и $n_i = 1$;

Результаты расчетов представлены в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе ТРДН 40000/110/6/6

| i | S_{Bi} , МВА | S_{Ci} , МВА | S_{Hi} , МВА | n_i | T_i , ч | ΔW_{xi} , кВт·ч | $\kappa^2_{\text{ЭВ}}$ | $\kappa^2_{\text{ЭН1}}$ | $\kappa^2_{\text{ЭН2}}$ | $\Delta W_{\text{к.В}}$, кВт·ч | $\Delta W_{\text{к.С}}$, кВт·ч | $\Delta W_{\text{к.Н}}$, кВт·ч |
|----------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------|--------------|----------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| 1 | 53,55 | 27,18 | 26,38 | 2 | 1000 | 55200 | 1,79 | 0,43 | 0,43 | 23478 | 164257 | 154730 |
| 2 | 49,25 | 25 | 24,26 | 2 | 1000 | 55200 | 1,51 | 0,37 | 0,37 | 19859 | 138964 | 130859 |
| 3 | 44,4 | 21,3 | 22,26 | 2 | 1000 | 55200 | 1,23 | 0,31 | 0,31 | 16140 | 100875 | 110173 |
| 4 | 43,4 | 21,3 | 21,66 | 2 | 2000 | 110400 | 1,17 | 0,29 | 0,29 | 30843 | 201750 | 208627 |
| 5 | 37,62 | 20,23 | 16,97 | 2 | 1000 | 55200 | 0,8 | 0,18 | 0,18 | 11587 | 90994 | 64030 |
| 6 | 35,52 | 20,23 | 14,87 | 2 | 1000 | 55200 | 0,78 | 0,14 | 0,14 | 10329 | 90994 | 49163 |
| 7 | 25,35 | 16,43 | 13,7 | 2 | 500 | 27600 | 0,40 | 0,05 | 0,05 | 2630 | 30010 | 8032 |
| 8 | 23,74 | 16,43 | 6,81 | 2 | 500 | 27600 | 0,35 | 0,03 | 0,03 | 2307 | 30010 | 5155 |
| 9 | 21,43 | 13,63 | 6,81 | 2 | 760 | 41952 | 0,28 | 0,03 | 0,03 | 2857 | 31392 | 7836 |
| Σ | | | | | | 483552 | | | | 120034 | 879250 | 738609 |
| $\Delta W_{\text{ЛС}} = 2221446$ | | | | | | | | | | | | |

Расчет потерь электроэнергии на каждой стороне напряжения производился по следующей формуле:

$$\Delta W_k = \frac{1}{n_i} \cdot P'_k \cdot K_s^2 \cdot T_1 \quad (3.16)$$

Произведем расчет экономической составляющей для трансформаторов ТРДН–40000/110.

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии составит:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{270}{6403} + 0,9 = 0,94 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}. \quad (3.17)$$

$\alpha=270$ – ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности;
 $\beta=0,9$ – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт активной энергии [2].

Рассчитаем стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 2221446 \cdot 0,94 = 2298208,5 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}. \quad (3.18)$$

$$K = 22000000 \text{ руб.}$$

$$I_O = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 22000000 = 2068000 \text{ руб.} \quad (3.19)$$

$$I = I_O + I_{\text{э}} = 2298208,5 + 2068000 = 4366208,5 \text{ руб.}$$

Где:

K – это итоговые затраты на оборудование ПС (учитывается только стоимость силовых трансформаторов).

$p_{\text{сум}}$ – суммарный коэффициент отчислений на амортизацию, обслуживание и ремонт;

I_O – годовые отчисления, руб;

I – годовые эксплуатационные издержки, руб.

Далее произведем расчет итоговых затрат по следующей формуле:

$$Z_{\text{пр1}} = E_n \cdot K + I = 0,15 \cdot 22000000 + 4366208,5 = 7666208,5 \text{ руб.} \quad (3.20)$$

Где:

E_n – нормативный коэффициент дисконтирования.

Перейдем к технико-экономическому расчету трансформатора типа ТРДН 63000/110-У1.

3.2 Проверка трансформаторов 2хТРДН–63000/110/6/6 кВ

Таблица 3.3 – Каталожные данные трансформатора

| Тип | $S_{ном.}$ МВА | $U_{нВН}$, кВ | $U_{нНН}$, кВ | $U_{к,ВН-НН}$, % | ΔP_k , кВт | ΔP_x , кВт | i_{xx} , % |
|------|-------------------|----------------|----------------|-------------------|-----------------------|-----------------------|--------------|
| ТРДН | 63 | 115 | 6,6 | 10,5 | 260 | 59 | 0,6 |

Все дальнейшие расчеты будут аналогичными пункту 3.1., и полученные данные будут занесены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе ТРДН 63000/110/6/6

| i | S_{Bi} , МВА | S_{Ci} , МВА | S_{Hi} , МВА | n_i | T_i , ч | ΔW_{xi} , кВт·ч | $\kappa^2_{3В}$ | $\kappa^2_{3Н1}$ | $\kappa^2_{3Н2}$ | $\Delta W_{к.В}$, кВт·ч | $\Delta W_{к.Н1}$, кВт·ч | $\Delta W_{к.Н2}$, кВт·ч |
|----------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------|--------------|----------------------------|-----------------|------------------|------------------|-----------------------------|------------------------------|------------------------------|
| 1 | 53,55 | 27,18 | 26,38 | 2 | 1000 | 155800 | 0,72 | 0,19 | 0,19 | 14905 | 78049 | 73522 |
| 2 | 49,25 | 25 | 24,26 | 2 | 1000 | 155800 | 0,61 | 0,16 | 0,16 | 12607 | 66031 | 62180 |
| 3 | 44,4 | 21,3 | 22,26 | 2 | 1000 | 155800 | 0,5 | 0,11 | 0,11 | 10247 | 47932 | 52350 |
| 4 | 43,4 | 21,3 | 21,66 | 2 | 2000 | 311600 | 0,47 | 0,11 | 0,11 | 19581 | 95864 | 99132 |
| 5 | 37,62 | 20,23 | 16,97 | 2 | 1000 | 155800 | 0,36 | 0,10 | 0,10 | 7356 | 43237 | 30425 |
| 6 | 35,52 | 20,23 | 14,87 | 2 | 1000 | 155800 | 0,31 | 0,10 | 0,10 | 6558 | 43237 | 23361 |
| 7 | 25,35 | 16,43 | 13,7 | 2 | 500 | 77900 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 1670 | 14259 | 13020 |
| 8 | 23,74 | 16,43 | 6,81 | 2 | 500 | 77900 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 1464 | 14259 | 2449 |
| 9 | 21,43 | 13,63 | 6,81 | 2 | 760 | 118408 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 1814 | 14916 | 3723 |
| Σ | | | | | | 1364808 | | | | 76203 | 417789 | 360165 |
| $\Delta W_{\text{ТС}} = 2218966$ | | | | | | | | | | | | |

Расчет потерь электроэнергии на каждой стороне напряжения производился по следующей формуле:

$$\Delta W_k = \frac{1}{n_i} \cdot P'_k \cdot K_3^2 \cdot T_1 \quad (3.17)$$

Произведем расчет экономической составляющей для трансформаторов ТРДН–63000/110.

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии составит:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{270}{6403} + 0,9 = 0,94 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}. \quad (3.18)$$

Рассчитаем стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 2218966 \cdot 0,94 = 2014197,43 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}. \quad (3.19)$$

$$K = 28000000 \text{ руб.}$$

$$I_O = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 28000000 = 2068000 \text{ руб.} \quad (3.20)$$

$$I = I_O + I_{\text{э}} = 2632000 + 2014197,43 = 4646197,43 \text{ руб.}$$

Далее произведем расчет итоговых затрат по следующей формуле:

$$Z_{\text{пр2}} = E_n \cdot K + I = 0,15 \cdot 28000000 + 4646197,43 = 8846197,43 \text{ руб.} \quad (3.21)$$

3.3 Итоги выбора силовых трансформаторов

В результате проведения технико-экономического расчета затраты на установку ТРДН-40000/110-УХЛ1 оказались меньше, чем на установку ТРДН-63000/110-УХЛ1.

По техническому расчёту следует, что коэффициент загрузки трансформатора ТРДН-40000/110-УХЛ1 оказался немного выше, чем ТРДН-63000/110-УХЛ1, но данный факт не учитывается, ввиду того, что в ближайшее время резкого скачка потребляемой мощности не возникнет, следовательно, допускается установка трансформатора меньшей мощности.

Исходя из проведенных расчетов, принимаем решение о замене трансформаторов ТДН-25000/110/6, отработавших свой временной ресурс на трансформаторы ТРДН-40000/110/6/6.

5 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания является одним из важнейших пунктов при реконструкции ПС, так как по результатам расчета токов КЗ в дальнейшем проводится выбора электрических установок, оборудования, коммутационных аппаратов, релейной защиты и. т. д.

Устранение коротких замыканий в сети – является основополагающей задачей при проектировании электрических сетей.

В данном пункте производились расчеты симметричных и несимметричных токов короткого замыкания, для проверки оборудования на устойчивость к различным аварийным режимам.

Значение сверхпереходной ЭДС для системы $E''_{*o.c} = 1,0$, $S_o = 1000$ МВ·А

«Расчёт будет производиться в базисных единицах» [5].

5.1 Расчёт симметричных токов КЗ

Составим расчетную схему, и схему замещения, представленных на рисунках 5.1 и 5.2 соответственно.

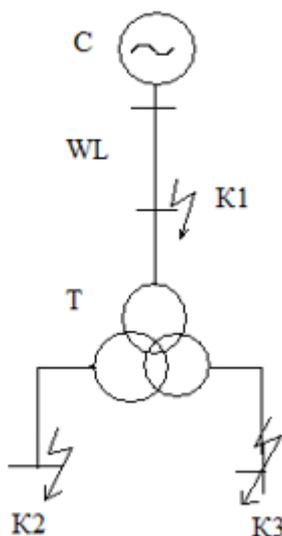


Рисунок 5.1 – Расчётная схема

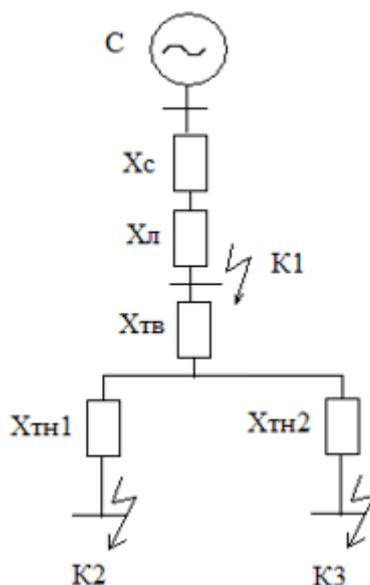


Рисунок 5.2 – Схема замещения

Для дальнейших расчетов токов К3 первым делом необходимо определить сопротивления схемы замещения:

Для системы:

$$x_{\sigma.c} = \frac{S_{\sigma}}{S_k} = \frac{1000}{2400} = 0,42. \quad (5.1)$$

Для высокой стороны трансформатора:

$$x_{\sigma.TB} = \frac{U_{кВ\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.Т}} = \frac{1,3}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,325. \quad (5.2)$$

Для низкой стороны трансформатора:

$$x_{\sigma.TH} = \frac{U_{кН\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.Т}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4,59. \quad (5.3)$$

Для линии:

$$x_{\sigma.l} = x_{y\sigma} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp.n}^2} = 0,4 \cdot \frac{12}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,181. \quad (5.4)$$

Где:

$x_{y\sigma} = 0,4 \text{ Ом} / \text{км}$ – удельное сопротивление линии.

Произведем расчет симметричных токов КЗ:

Определим результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{1\Sigma} = x_{\sigma.c} + x_{\sigma.l} = 0,42 + 0,181 = 0,601. \quad (5.5)$$

Далее найдем базисный ток:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}. \quad (5.6)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ.:

$$I_{n.o.}^{(3)} = \frac{E_{o.б.}''}{x_{1\Sigma}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{0,601} \cdot 5,02 = 8,35 \text{ кА}. \quad (5.7)$$

Теперь рассчитаем ударный ток к.з. по следующей формуле:

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o.}^{(3)} \cdot k_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 8,35 \cdot 1,8 = 21,26 \text{ кА}. \quad (5.8)$$

Где $k_{y\sigma} = 1,8$ – ударный коэффициент, по таблице 4.3 согласно [1, с. 33].

Так как выбранный силовой трансформатор имеет расщепленную обмотку, значит значения токов КЗ для данных точек будет одинаковым, следовательно, расчёт проводится только для одной точки.

Далее рассчитаем результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{2\Sigma} = x_{\sigma.c} + x_{\sigma.l} + x_{\sigma.TB} + x_{\sigma.TH1} = 0,42 + 0,161 + 0,325 + 4,59 = 5,5. \quad (5.9)$$

Найдем базисный ток:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 87,47 \text{ кА.} \quad (5.10)$$

Рассчитаем начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.:

$$I_{n.o.}^{(3)} = \frac{E_{o.б.}''}{x_{2\Sigma}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{5,5} \cdot 87,47 = 15,9 \text{ кА.} \quad (5.11)$$

Произведем расчет ударного ток к.з. в точке К2 по следующей формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o.}^{(3)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 15,9 \cdot 1,8 = 40,48 \text{ кА.} \quad (5.12)$$

Результаты расчетов тока трехфазного КЗ занесём в таблицу

Таблица 5.1 – результаты расчетов токов КЗ

| Точка короткого замыкания | $I_{n.o.}^{(3)}$, кА | $i_{y\delta}$, кА |
|---------------------------|-----------------------|--------------------|
| К1 | 8,35 | 21,26 |
| К2 и К3 | 15,9 | 40,48 |

5.2 Расчет несимметричных токов КЗ

Первым делом составим схему замещения прямой, обратной, а также нулевой последовательности чтобы произвести расчет несимметричных токов КЗ.

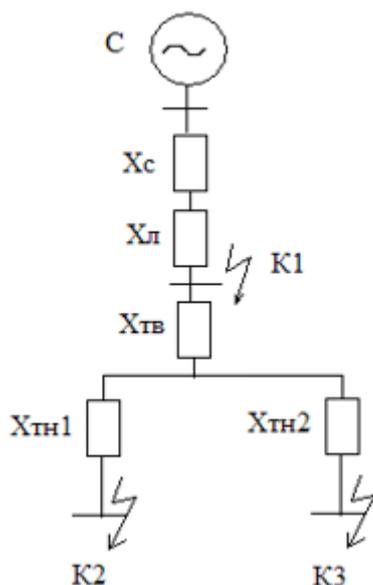


Рисунок 5.3 – Схема замещения прямой, обратной последовательности

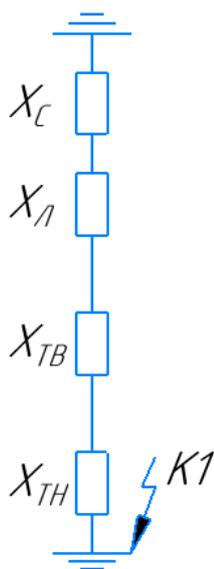


Рисунок 5.4 – Схема замещения нулевой последовательности

В представленных схемах замещения сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности, значит, следовательно, его расчётом можно пренебречь

Найдем результирующее сопротивление до точки K1 в схеме замещения прямой и обратной последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{\bar{0}.c} + x_{\bar{0}.l} = 0,42 + 0,181 = 0,601. \quad (5.13)$$

Далее найдем сопротивление нулевой последовательности по следующей формуле:

$$x_{0\Sigma} = \frac{x_{\bar{0}.c} + x_{\bar{0}.l} \cdot x_m}{x_{\bar{0}.c} + x_{\bar{0}.l} + x_m} \quad (5.14)$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{0,601 \cdot 4,92}{0,601 + 4,92} = 0,54.$$

Далее, опираясь на [1] «проводится расчёт однофазного, двухфазного и двухфазного на землю коротких замыканий».

Для расчёта однофазного КЗ требуется рассчитать дополнительно индуктивное сопротивление:

$$\Delta X^{(1)} = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma} = 0,601 + 0,54 = 1,141. \quad (5.15)$$

Далее проведем тока КЗ по следующей формуле:

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{E_{\bar{0}}''}{x_{1\Sigma} + \Delta X^{(1)}}. \quad (5.16)$$

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{1}{0,601 + 1,141} = 0,57 \text{ кА} \quad (5.17)$$

Ток однофазного КЗ находится из формулы:

$$I_{\kappa}^{(1)} = m^{(1)} \cdot I_{\kappa 1}^{(1)} = 3 \cdot 0,57 = 1,71 \text{ кА}$$

« m – это коэффициент, зависящий от вида происходящего КЗ, значение которого нормируется по таблице 4.4» [1].

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ определяется по формуле:

$$I_{n.o}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_{\delta}. \quad (5.18)$$

$$I_{n.o}^{(1)} = 3 \cdot 0,57 \cdot 5,02 = 8,58 \text{ кА}.$$

Ударный ток находится по формуле:

$$i_{y\delta}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 8,58 \cdot 1,8 = 21,85 \text{ кА}. \quad (5.19)$$

Расчёт двухфазного КЗ

Дополнительное индуктивное сопротивление:

$$\Delta X^{(2)} = x_{2\Sigma} = 0,601. \quad (5.20)$$

Найдем ток КЗ:

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{1}{0,601 + 0,601} = 0,83 \text{ кА} \quad (5.21)$$

Ток двухфазного КЗ находится из выражения:

$$I_{\kappa}^{(2)} = m^{(2)} \cdot I_{\kappa 1}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 0,83 = 1,44 \text{ кА}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ определяется по формуле:

$$I_{n.o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_{\delta} = \sqrt{3} \cdot 0,83 \cdot 5,02 = 7,22 \text{ кА}. \quad (5.22)$$

Ударный ток находится по формуле:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,22 \cdot 1,8 = 18,37 \text{ кА}. \quad (5.23)$$

Расчёт двухфазного КЗ на землю

Дополнительное индуктивное сопротивление

$$\Delta X^{(1,1)} = \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = \frac{0,601 \cdot 0,54}{0,601 + 0,54} = 0,28 \quad (5.24)$$

Далее находим ток КЗ

$$I_{\kappa 1}^{(1,1)} = \frac{1}{0,601 + 0,28} = 1,14 \text{ кА} \quad (5.25)$$

Ток двухфазного КЗ находится из выражения:

$$m^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,601 \cdot 0,54}{(0,601 + 0,54)^2}} = 1,5 \quad (5.26)$$

$$I_{\kappa}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot I_{\kappa 1}^{(1,1)} = 1,5 \cdot 1,14 = 1,71 \text{ кА}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ определяется по формуле:

$$I_{n.o}^{(1,1)} = 1,5 \cdot 1,14 \cdot 5,02 = 8,6 \text{ кА} \quad (5.27)$$

Найдем ударный ток:

$$i_{y\delta}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(1,1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 8,6 \cdot 1,8 = 21,9 \text{ кА}. \quad (5.28)$$

Далее необходимо рассчитать значение тока двухфазного КЗ на землю по выражению:

$$I_{n.o}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}} \cdot I_{\delta}. \quad (5.29)$$

$$I_{n.o}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,601 + \frac{0,601 \cdot 0,4}{0,601 + 0,4}} \cdot 5,02 = 10,34 \text{ кА}.$$

Низкая сторона напряжения трансформатора ТРДН 40000-У1 соединена согласно схеме треугольник. Это означает, что токов нулевой последовательности на стороне низкого напряжения не будет. В таком случае токи при однофазном КЗ будут достаточно малы, чтобы не брать их в расчет. Следовательно, для точки КЗ расчет будет производиться только для двухфазного короткого замыкания.

По полученным значениям токов КЗ в различных точках электрической сети, можно выполнить выбор оборудования и аппаратов на реконструируемую подстанцию.

Найдем результирующее сопротивление до точки КЗ:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{б.с} + x_{б.л} + x_{б.ТВ} + x_{б.ТН} = 0,42 + 0,161 + 0,325 + 4,59 = 5,5. \quad (5.30)$$

Далее из формулы (5.17) найдем значение тока двухфазного КЗ:

$$I_{н.о}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{5,5 + 5,5} \cdot 87,47 = 13,77 \text{ кА.}$$

Из формулы (5.9) определим ударный ток КЗ:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 13,77 \cdot 1,92 = 27,86 \text{ кА.}$$

Где $k_{y\delta} = 1,92$ –ударный коэффициент, по таблице 4.3 согласно [1, с. 33].

6 Выбор электрических аппаратов

Выбор электрических аппаратов для проектируемой подстанции начинается с определения по заданной электрической схеме расчетных условий, а именно расчётных номинальных токов, расчетных токов короткого замыкания. Расчетные величины сопоставляются с соответствующими номинальными параметрами электрических аппаратов, выбираемых по каталогам и справочникам.

При выборе электрических аппаратов следует учитывать род установки (внешняя или внутренняя), температуру окружающей среды, влажность и загрязнённость помещения, а также габариты, вес, стоимость аппарата, удобство его размещения.

При выборе и установке оборудования на 6–10 кВ, параллельно должен производиться выбор типа КРУ.

Для дальнейших расчетов была выбрана ячейка КРУ СЭЩ 70-6 кВ завода производителя «Электрощит» из города Самара. [4].

6.1 Выбор высоковольтных выключателей

Высоковольтные выключатели, в зависимости от используемых в них дугогасительной и изолирующей сред подразделяются на масляные, воздушные, элегазовые, вакуумные и выключатели с магнитным гашением дуги.

Масляные выключатели до сих пор являются самым популярным видом выключателя. У данного вида выключателей присутствует значительное количество недостатков, таких как:

- Высокая пожароопасность
- Использование больших объемов масла (в баковых версиях), что ведёт к увеличению габаритов самого выключателя.
- Необходимость частого капремонта
- Постоянный контроль за уровнем масла

- Малый ресурс работы

На смену масляным выключателям пришли электромагнитные и воздушные выключатели, но они не нашли большого отклика на рынке, ввиду своих недостатков, таких как внушительные габариты, эти недостатки не всегда позволяют использовать данные виды выключателей при реконструкции подстанций.

Наиболее современными являются элегазовые и вакуумные выключатели.

Данные виды выключателей имеют множество преимуществ, по сравнению с другими видами выключателей. Электрическая прочность и теплопроводность данных выключателей значительно выше, чем у их предшественников, а также, меньшие габариты, делают установку этих выключателей наиболее удобной, для реконструкции. Исходя из этого, будет производится выбор из этих двух видов выключателей.

6.2 Выбор выключателя на стороне 110 кВ

Сравним выключатели ВВП-110Ш-31,5/2000 и ВГТ-110П-40/2000

Таблица 6.1 – Сравнение вакуумного и элегазового выключателей

| Параметр выключателя | ВВП-110Ш-31,5/2000 | ВГТ-110П-40/2000 |
|-----------------------------------|--------------------|------------------|
| Номинальное напряжение, кВ | 110 | 110 |
| Наибольшее рабочее напряжение, кВ | 126 | 126 |
| Номинальный ток, А | 2000 | 2000 |
| Номинальный ток отключения, кА | 31,5 | 40 |
| Цена, руб. | 2850000 | 1505940 |

Исходя из табличных данных, делаем выбор в пользу элегазового выключателя ВГТ-110П-40/2000, так как его параметры наиболее соответствуют требованиям технико-экономической целесообразности.

Теперь, произведем расчеты, для проверки выбранного выключателя.

Определим расчетные токи продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4 = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,4 = 281,14 \text{ А.} \quad (6.1)$$

Рассчитаем термическую стойкость при КЗ:

$$B_k = I_{\text{н.о}}^{(1,1)2} \cdot t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.в.}} + T_a. \quad (6.2)$$

$$B_k = 8,6^2 \cdot (0,01 + 0,055 + 0,12) = 13,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Где:

$t_{\text{откл.}}$ – время полного отключения тока КЗ;

$t_{\text{р.з.}}$ – время для срабатывания релейной защиты» [3].

Далее найдем максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$\tau = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,04 = 0,05. \quad (6.3)$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока к.з. определяется по формуле:

$$i_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о}}^{(1,1)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,6 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,12}} = 8,02 \text{ кА.} \quad (6.4)$$

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 6.1

В результате проверки выключателя типа ВГТ-110П-40/2000 на соответствие данных из каталога расчётным данным и удовлетворения всех условий надежности, делаем вывод, данный выключатель подходит для установки на стороне 110 кВ.

Таблица 6.2 – Проверка выключателя ВГТ-110П-40/2000

| Расчетные данные | Каталожные данные | Условия проверки |
|--|---|--|
| $U_{\text{ном.р.}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном.р}} \leq U_{\text{ном}}$ |
| $I_{\text{ном.р.}} = 281,14 \text{ А}$ | $I_{\text{max.}} = 2000 \text{ А}$ | $I_{\text{max.р}} < I_{\text{max}}$ |
| $I_{\text{но}}^{1,1} = 8,6 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном.откл}} = 40 \text{ кА}$ | $I_{\text{но}}^3 < I_{\text{ном.откл}}$ |
| $i_{\text{ат}} = 8,02 \text{ кА}$ | $i_{\text{а.н}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} \cdot 0,01) \cdot I_{\text{откл.н}}$ $\bar{2} \cdot 0,01 \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}$ | $i_{\text{ат}} < i_{\text{а.ном}}$ |
| $\sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о}}^{(1,1)} + i_{\text{а.т}}$ $\sqrt{2} \cdot 8,6 + 8,02 = 20,18 \text{ кА}$ | $\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} \cdot (1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100})$ $\sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + \frac{40}{100}) = 79,2 \text{ кА}$ | $\bar{2} \cdot I_{\text{нт}} + i_{\text{ат}} < \bar{2} \cdot \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \cdot I_{\text{ном.откл}}$ |
| $i_{\text{уд}} = 21,9 \text{ кА}$ | $i_{\text{прс}} = 80 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} < i_{\text{прс}}$ |
| $B_k = 13,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $t_{\text{откл}} < t_T$, то $I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k < I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}$ |

6.3 Выбор выключателя на стороне 6 кВ

На стороне 6 кВ было выбрано комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-70-6 [4]. Произведем проверку выключателя ВВУ-СЭЩ-6-20/3000 установленного в ячейку КРУ.

«Определим расчетные токи продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки по формуле (6.1):

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4 = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 2} \cdot 1,4 = 2566 \text{ А.}$$

Рассчитаем термическую стойкость при КЗ по формуле (6.2):

$$B_k = I_{\text{н.о}}^{(2)2} \cdot t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.в.}} + T_a.$$

$$B_k = 15,9^2 \cdot (0,01 + 0,07 + 0,014) = 23,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Где:

$t_{откл.}$ – время полного отключения тока КЗ;

$t_{р.з.}$ – время для срабатывания релейной защиты» [3].

Далее найдем максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ по формуле (6.3):

$$\tau = t_{р.з.} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,015 = 0,025.$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока к.з. определяется по формуле (6.4):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 15,9 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,014}} = 3,77 \text{ кА}.$$

Выключатель типа ВВУ-СЭЩ 6 был подвержен проверке на соответствие между данными из каталога и рассчитанными параметрами. Все условия надежности были удовлетворены, следовательно, данный выключатель подходит для установки в заданную цепь на стороне 6 кВ.

Таблица 6.3 – Проверка выключателя ВВУ-СЭЩ 6

| Расчетные данные | Каталожные данные | Условия проверки |
|---|---|---|
| $U_{ном.р} = 6 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ | $U_{ном.р} \leq U_{ном}$ |
| $I_{max} = 2566 \text{ А}$ | $I_{ном} = 3000 \text{ А}$ | $I_{max.р} < I_{max}$ |
| $I_{но}^3 = 15,9 \text{ кА}$ | $I_{ном.откл} = 20 \text{ кА}$ | $I_{но}^3 < I_{ном.откл}$ |
| $i_{a\tau} = 3,77 \text{ кА}$ | $i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} \cdot I_{ном.откл}$ $= \sqrt{2} \cdot 0,2 \cdot 20 = 5,66 \text{ кА}$ | $i_{a\tau} < i_{a,ном}$ |
| $\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 15,9 + 3,77 = 26,26 \text{ кА}$ | $\sqrt{2} \cdot I_{откл.н} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{нор}}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 1 + 0,2 = 33,94 \text{ кА}$ | $\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{a\tau} < \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} \cdot I_{ном.откл}$ |
| $i_{уд} = 40,48 \text{ кА}$ | $i_{прс} = 50 \text{ кА}$ | $i_{уд} < i_{прс}$ |
| $B_k = 23,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $t_{откл} < t_T, I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,2 = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k < I_T^2 \cdot t_{откл}$ |

6.4 Выбор разъединителей

«Выбор разъединителей осуществляется по следующим параметрам:

- 1) номинальному напряжению – $U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$;
- 2) номинальному току – $I_{ном.дл.} \leq I_{ном.}$;
- 3) электродинамической стойкости – $I_{н,о} \leq I_{пр,с}, i_{уд.} \leq i_{пр,с}$;
- 4) термической стойкости – $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$, если $t_{откл} < t_T$, то $B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$;
- 5) конструкции, роду установки» [3].

Выбор разъединителя на стороне 110 кВ:

На стороне 110 кВ по рассчитанным параметрам, выберем из каталога [7] разъединитель наружной остановки с заземляющим ножом типа РГП-СЭЩ–1–110/1250. Выполним его проверку (таблица 6.4).

Таблица 6.4 – Выполнение проверки разъединителя РГП-СЭЩ–1–110/1250

| Расчетные данные | Условие выбора | Каталожные данные |
|--|---------------------------------|--|
| $U_{ном. сети} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{н.с} \leq U_n$ | $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{ном.дл.} = 281,14 \text{ А}$ | $I_{н.д} \leq I_{ном}$ | $I_{ном} = 1250 \text{ А}$ |
| $I_{н,о}^{(1,1)} = 8,6 \text{ кА}$ | $I_{н,о}^{(1,1)} \leq I_{пр,с}$ | $I_{пр,с} = 31,5 \text{ кА}$ |
| $i_{уд}^{(1,1)} = 21,9 \text{ кА}$ | $i_{уд}^{(1,1)} \leq i_{пр,с}$ | $i_{пр,с} = 80 \text{ кА}$ |
| $B_k = 13,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ | $I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 0,2 = 198,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Проверка разъединителя РГП-СЭЩ-110 показала, что он подходит по всем необходимым требованиям для установки на реконструируемой подстанции.

6.5 Выбор трансформатора тока

Трансформаторы тока на подстанции необходимы для преобразования первичного тока, протекающего в сети, до значений безопасных для измерения.

Также трансформаторы тока позволяют отделить низковольтное оборудование подстанции, такие как реле, приборы учета, которые подключаются ко вторичной обмотке ТТ, от первичного напряжения ПС.

Выбор трансформаторов тока будет осуществляться, следуя необходимым указаниям «Типовые технические требования к трансформаторам тока 110 и 220 кВ» [8].

6.6 Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ

Определим расчетные токи по следующему выражению:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,82 \text{ А.} \quad (6.5)$$

«Определим термическую стойкость при КЗ:

$$B_k = I_{\text{н.о}}^{(1,1)2} \cdot t_{\text{р.з.}} + t_T + T_a. \quad (6.6)$$

$$B_k = 8,6^2 \cdot (0,01 + 0,2 + 0,05) = 226,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Где:

t_T – время протекания тока термической стойкости трансформатора;

$t_{\text{р.з.}}$ – время для срабатывания релейной защиты

T_a – среднее значение» [3].

По данным полученных расчетным путем, по каталогу [10] выберем трансформатор тока ТОГФ–110–300/5 УХЛ1 (трансформатор тока одновитковый элегазовый с фарфоровой изоляцией).

Ведомость проверки трансформатора тока, на соответствие расчетным данным, сведена в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Проверка трансформатора тока ТОГФ–110–300/5 УХЛ1

| Расчетные данные | Условие выбора | Каталожные данные |
|--|---|--|
| $U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{ном}}$ | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном1}}$ | $I_{\text{ном1}} = 300 \text{ А}$ |
| $i_{\text{уд}} = 21,9 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$ | $i_{\text{д}} = 64 \text{ кА}$ |
| $B_{\text{к}} = 19,3 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$ | $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 64^2 \cdot 0,2 = 819,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

По таблице 6.5. можно сделать вывод, что трансформатор тока типа ТОГФ–110–300/5 УХЛ1 соответствует расчетным данным и подходит для установки на подстанцию.

Таблица 6.6 - Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОГФ–110–300/5

| Прибор | Тип | Нагрузка ВА на фазы | | |
|-----------|-----|---------------------|-----|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | Щ96 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| | | ИТОГО | 0,6 | 0,6 |

Проведем проверку выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке сети:

«Рассчитаем сопротивление приборов по следующей формуле:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом} \quad (6.7)$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{k}} - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,1 - 0,024 = 1,076 \text{ Ом.} \quad (6.8)$$

Где:

$S_{\text{приб}}$ – мощность прибора, ВА;

I_2 – вторичный ток трансформатора тока, А.

R_{k} – сопротивление контактов, Ом;

$Z_{2ном}$ – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки» [3].

Согласно [3] «длину соединительных проводов с медными жилами выберем равной 40 м.» Далее рассчитаем необходимые сечения для проводников по следующей формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{np}}{R_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,076} = 0,651 \text{ мм}^2. \quad (6.9)$$

«Примем стандартное сечение проводов с медными жилами для вторичной нагрузки трансформаторов тока 2,5 мм² (минимально допустимое сечение по условиям механической прочности)» [3].

6.7 Выбор трансформатора тока на стороне 6 кВ

Определим расчетные токи по выражению (6.5):

$$I_{\max} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 2} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 2} = 1749 \text{ А.}$$

«Определим термическую стойкость при КЗ по выражению (6.6):

$$B_k = I_{n.o}^{(3)2} \cdot t_{p.z.} + t_T + T_a.$$
$$B_k = 15,9^2 \cdot (0,01 + 0,2 + 0,14) = 65,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Где:

t_T – время протекания тока термической стойкости трансформатора;

$t_{p.z.}$ – время для срабатывания релейной защиты

T_a – среднее значение» [3].

По данным полученных расчетным путем, по каталогу [6] выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-6-1500/5 У2. (трансформатор тока опорный с литой изоляцией).

Ведомость проверки трансформатора тока, на соответствие расчетным данным, сведена в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-6-2000/5

| Расчетные данные | Условие выбора | Каталожные данные |
|---|---|---|
| $U_{\text{ном. сети}} = 6 \text{ кВ}$ | $U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{ном}}$ | $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{ном}} = 1749 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном1}}$ | $I_{\text{ном1}} = 2000 \text{ А}$ |
| $i_{\text{уд}} = 40,48 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$ | $i_{\text{д}} = 80 \text{ кА}$ |
| $B_{\text{к}} = 65,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$ | $I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 80^2 \cdot 0,2 = 1280 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

По таблице 6.7. можно сделать вывод, что трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЩ-6-2000/5 соответствует расчетным данным и подходит для установки на подстанцию.

Таблица 6.8 - Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-6-2000/5

| Прибор | Тип | Нагрузка ВА, фазы | | |
|---|-----------|-------------------|-----|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | Щ96 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| Ваттметр | СР 3020-5 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| Варметр | СР 3020-5 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| Счётчик активной и реактивной энергии СЕ302-S33 | СЕ302-S33 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| Итого | | 2,6 | 2,6 | 2,6 |

Проведем проверку выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке сети:

«Рассчитаем сопротивление приборов по следующим формулам (6.7. – 6.8.):

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2,6}{5^2} = 0,104 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_k - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,1 - 0,104 = 0,996 \text{ Ом.}$$

Далее рассчитаем необходимые сечения для проводников по следующей формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,996} = 0,7 \text{ мм}^2. \quad (6.9)$$

«Примем стандартное сечение проводов с медными жилами для вторичной нагрузки трансформаторов тока 2,5 мм² (минимально допустимое сечение по условиям механической прочности)». [3]

6.8 Выбор трансформатора напряжения на стороне 6 кВ

Учитывая выбранную ячейку КРУ и зная, что в её комплект поставки входит трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-6, то выбираем его и проводим проверку расчётных данных с каталожными значениями. Далее к выбранному трансформатору напряжения будут подключены измерительные приборы (вольтметры, ваттметры и т.д.). Подсчёт нагрузки приведён в таблице 6.9.

Таблица 6.9 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

| Прибор | Тип | Мощность 1 катушки | Число катушек | cosφ | sinφ | Число приборов | Общая потребляемая мощность | |
|--|---------------|-----------------------|------------------|------|------|-------------------|-----------------------------------|------|
| | | | | | | | Рвт | Qвар |
| Вольтметр | ЩП72П | 2 | 1 | 1 | 0 | 1 | 3 | - |
| Ваттметр | СР3021 - 5 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3,2 | - |
| Счетчик активной и реактивной энергии | СЕ302- S33 | 3 | 2 | 0,4 | 0,9 | 3 | 0,6 | 2 |
| Варметр | СР 3020 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 4 | 1 |
| Σ | | | | | | | 10,8 | 3 |

6.9 Выбор ограничителей перенапряжения

Одним из самых опасных явлений в электрических сетях является импульсный скачок напряжения при различных обстоятельствах (атмосферные разряды, перехлест линии, коммутационные операции, и т.д.). Данная величина значительно опережает нарастание импульсного тока и негативно воздействует на изоляцию электрооборудования и других устройств, поэтому многие защитные устройства, реагирующие на скачок тока, против неё не эффективны.

Величина перенапряжения может в несколько раз превышать номинальное напряжение, поэтому данное явление опасно для всего оборудования и элементов сети. Для предотвращения подобных явлений и затрат на восстановление оборудования используют ограничители перенапряжения (ОПН).

Для данной подстанции были выбраны следующие ограничители перенапряжения:

Для напряжения 110 кВ используем ограничитель типа ОПН–П1–110/73/10/2УХЛ1.

Для напряжения 6 кВ используем ограничитель типа ОПН - 6 УХЛ1

7 Выбор основных конструкторских решений понизительной подстанции

При проектировании данной понизительной подстанции были приняты следующие конструкторские решения: установка высокочастотного заградителя в разрыв фазного провода ЛЭП. Данное решение обуславливается тем, что:

- Высокочастотный заградитель предотвращает появление потерь ВЧ сигнала на подстанции
- Блокирует ВЧ сигналы от сторонних объектов
- Поддерживает заданные параметры ВЧ сигнала линии

Установка высокочастотного заградителя производилась на специальном конденсаторе связи.

Следуя нормам технологического проектирования была выбрана типовая схема концевой подстанции типа 4Н. Оборудование на высокой стороне напряжения было выбрано и проверено согласно методическим указаниям. На низкую сторону были выбраны ячейки КРУ закрытого исполнения в соответствии, с климатическим исполнением 4, для удобства проведения монтажных работ. Так как используется КРУ-СЭЩ-70 на стороне 6 кВ применяется оборудование, идущее в его комплекте.

Также выбор был сделан в пользу открытого распределительного устройства на высокой стороне напряжения подстанции, выбора ячеек КРУ, от компании СЭЩ, на низкой стороне напряжения подстанции. Ключевыми моментами в выборе открытого распределительного устройства были: возможности применения гибкой и жесткой ошиновки, экономичность (ОРУ не требуют дополнительного строительства сооружений, как ЗРУ). Так, как был выбран масляный трансформатор марки ТРДН, то на территории подстанции сооружается специальная масло-сборная яма. С целью повышения надежности и бесперебойности электроснабжения, было принято решение об установке секционного выключателя на стороне 6кВ.

8 Система оперативного тока на подстанции

Управление различными устройствами на подстанции (выключателями, короткозамыкателями, автоматикой и т.д.) осуществляют с помощью оперативного тока, так же, при нарушениях нормальной работы ПС оперативный ток используется как источник питания для аварийного освещения.

Питание оперативных цепей подстанции, обычно, осуществляется переменным или постоянным током, но по нормам технологического проектирования и стандартам ПАО «Россети», применение переменного и выпрямленного тока не желательно, ввиду ненадежности [16], поэтому выбирается постоянный ток.

К системам оперативного тока предъявляют высокие требования к надежности при КЗ и других ненормальных режимах работы в цепях главного тока.

В соответствии с [4] «аккумуляторные батареи должны иметь срок службы не менее 20 лет. Сами аккумуляторные батареи находятся в режиме постоянной подзарядки».

9 Собственные нужды подстанции

На подстанциях определенная часть энергии расходуется на собственные нужды подстанции, такие как: подзарядка АКБ, охлаждение силовых трансформаторов, освещение, подогрев выключателей и приводов, шкафов КРУ и КРУН, и т.д.

На двухтрансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливают два трансформатора собственных нужд. [3] Мощность данных трансформаторов выбирается с учётом нагрузки, с учётом допустимой перегрузки при выполнении ремонтных работ и отказа одного из трансформаторов.

Таблица 9.1 – Расчёт мощности потребителей ТСН

| Потребитель | Мощность, кВт |
|------------------------------------|---------------|
| Зарядно-подзарядная аппаратура | 40 |
| Охлаждение силового трансформатора | 10 |
| Подогрев шкафов КРУН | 12 |
| Маслохозяйство | 50 |
| Обогрев аккумуляторной | 7 |
| Освещение ОРУ 110 кВ | 6 |
| Освещение КРУН 6 кВ | 7 |
| Вентиляция | 10 |
| Обогрев релейного шкафа | 2 |
| Обогрев выключателей и приводов | 16 |
| Обогрев разъединителей | 8 |
| Итого | 168 |

Учитывая коэффициент загрузки $K_3 = 0,7$; проводим расчёт потребляемой мощности.

$$S_n = \frac{S_{сн}}{K_3 \cdot \cos \phi}$$
$$S_n = \frac{168}{0,7 \cdot 0,9} = 343 \text{ кВА}$$

Исходя из полученной мощности, принимаем к установке 2 трансформатора ТМГ 400/6/0,4 кВ.

10 Релейная защита подстанции

При проектировании и эксплуатации любой электрической системы необходимо учитывать возможность возникновения в данной системе повреждений и ненормальных режимов работы, ведущих к возникновению аварии в системе, что может сопровождаться недоотпуском электроэнергии потребителям, значительным ухудшением её качества или полным разрушением оборудования.

Для того, чтобы быстро предотвратить возникновение аварии или её последствия и обеспечить бесперебойную работу электрического оборудования используется комплекс релейной защиты.

Релейная защита – совокупность устройств, основная задача которых, скорейшая ликвидация последствий повреждения или ненормальных режимов работы в элементе или участке энергосистемы.

Для релейной защиты предъявляются следующие требования:

- Селективность (избирательность) – способность устройства РЗА отключать только поврежденный элемент, не затрагивая работу всех других частей системы.
- Чувствительность – способность релейной защиты срабатывать на минимальные значения аварийных параметров.
- Быстродействие – способность защиты отключать поврежденный элемент в кратчайшее время.
- Надежность – способность устройства РЗА выполнять заданные функции в течении длительного времени при определенных условиях эксплуатации.

Дифференциальная защита, на сегодняшний день, является одной из самых распространённых видов защиты, достоинствами которой являются абсолютная селективность и срабатывание без выдержки времени.

В принципе работы дифференциальной защиты лежит сравнение токов, протекающих на защищаемом участке. Для измерения и сравнения протекающих токов, как правило, используются трансформаторы тока, в

случае рассматриваемой подстанции для стороны 110 кВ – трансформаторы тока ТОГФ-110-300/5, для стороны 6 кВ – ТОЛ-СЭЦ-6-1500/5. Для данной ПС была выбрана защита типа “СИРИУС – Т”, все дальнейшие расчёты ведутся по [11]

Рассчитаем первичное значение тока на каждой стороне напряжения по следующим формулам:

Номинальный ток сторон высокого и низкого напряжения силового трансформатора:

$$I_{пер.ном.ВН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,8 А. \quad (10.1)$$

$$I_{пер.ном.НН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 2} = 1749,5 А. \quad (10.2)$$

Где:

$S_{Т.ном}$ - номинальная мощность силового трансформатора

$U_{ном}$ - средненоминальное напряжение стороны силового трансформатора

Далее произведем расчет вторичного значения тока на каждой стороне напряжения по следующим формулам:

$$I_{втор.ном.ВН} = \frac{I_{перв.ном.ВН} \cdot K_{сх}}{K_1} = \frac{201 \cdot 1}{60} = 3,35 А. \quad (10.3)$$

$$I_{втор.ном.НН} = \frac{I_{перв.ном.НН} \cdot K_{сх}}{K_1} = \frac{1751,6 \cdot \sqrt{3}}{300} = 10,1 А. \quad (10.4)$$

Где:

K_1 - коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны;

$K_{сх}$ - коэффициент схемы, учитывающий схему соединения вторичных обмоток ТТ.

Полученные значения вторичных токов $I_{втор.ном.}$ далее будут приниматься в качестве базисных величин, и будут задаваться при помощи соответствующих уставок: $I_{баз.ВН}$, $I_{баз.НН}$.

Таблица 10.1 – Выбор уставок

| Наименование величины | Обозначение и метод определения | Значения для ВН | Значения для НН |
|--|---|------------------------------|-------------------------------|
| Первичный ток на сторонах трансформатора | $I_{пер.ном.} = \frac{S_{Т.ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}$ | $I_{пер.ном. ВН} = 200,8 А.$ | $I_{пер.ном. НН} = 1749,5 А.$ |
| Коэффициент трансформации | K_1 | 300/5 | 1500/5 |
| Вторичный ток в плечах защиты | $I_{втор.ном.} = \frac{I_{перв.ном.} \cdot K_{сх.}}{K_1}$ | $I_{втор.ном. ВН} = 3,35 А.$ | $I_{втор.ном. НН} = 10,1 А$ |
| Значение уставок | $I_{баз.ВН}, I_{баз.НН}.$ | 3,4 | 10,1 |
| Размах РПН % | | 16 | |

«Далее базисные токи, рассчитанные выше, должны попасть в допустимый диапазон выравнивания, который задается номинальным током входа устройства. Базисные токи при вторичном токе 5 А должны входить в диапазон 1,01 – 10,00 А.» [11].

Значения 3,4 и 10,1 укладываются в указанный диапазон, значит условие выполняется.

Расчёт уставок ДЗТ -2

«Базовая уставка дифференциального тока срабатывания на горизонтальном участке без торможения $I_{01}/I_{баз}$ определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. При проведении расчетов следует стремиться иметь уставку в пределах 0,3 – 0,5.» [11].

Рассчитаем ток небаланса, который возникает из-за прохождения сквозного тока, по следующей формуле:

$$I_{неб.расч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб.} \quad (10.5)$$

$$I_{неб.расч} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,4.$$

Где:

$K_{пер}$ - коэффициент для учета переходного режима;

$K_{одн}$ - коэффициент однотипности ТТ;

ε - значение погрешности ТТ;

$\Delta U_{рпн}$ - размах РПН;

$\Delta f_{доб}$ - погрешность задания токов сторон трансформатора.

«Коэффициент торможения обеспечивает несрабатывание дифференциальной защиты при прохождении сквозных токов короткого замыкания. Перед расчетом коэффициента торможения, необходимо рассчитать коэффициент снижения тормозного тока, его расчет необходим, для того, чтобы реле не сработало при прохождении сквозного тока». [11]

Рассчитаем значение коэффициента снижения тормозного тока по следующей формуле:

$$K_{CH.T} = \sqrt{1 - K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб}} = \sqrt{1 - 0,4} = 0,77 \quad (10.6)$$

Рассчитаем коэффициент торможения:

$$K_{торм} = \frac{K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб}}{K_{сн.т}} \cdot 100\%. \quad (10.7)$$

$$K_{торм} = \frac{0,52}{0,77} \cdot 100\% = 67,5\%.$$

Полученные значения уставок коэффициента торможения подлежат округлению до целого числа и находиться в диапазоне от 10 до 100% [11].

Коэффициент торможения будем считать равным 68 %.

Произведем расчет первой точки излома и осуществим выбор второй:

$$\frac{I_{m1}}{I_{Ном}} = \frac{I_{Д1} / I_{Н}}{K_{торм}} \cdot 100 = \frac{0,3}{68} \cdot 100 = 0,44. \quad (10.8)$$

Для второй точки излома рекомендуется значение в диапазоне от 1 до

2, поэтому примем уставку равной $I_{m2}/I_{баз} = 1,5$.

Далее выберем уставку по блокировки второй гармониками I_{d22}/I_{d21} , значение которой рекомендуется принимать в диапазоне от 12-15%. Таким образом величину отношения I_{d22}/I_{d21} примем 0,13.

Таблица 10.2 – Расчёт уставок ДЗТ-2

| Наименование величины | Обозначение и метод определения | Числовое значение |
|---|---|-------------------|
| Расчетный ток небаланса при прохождении номинального тока трансформатора, А | $I_{неб.расч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб}$ | 0,4 |
| Выбор уставки срабатывания | Должно выполняться условие: $I_{\partial 1} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{неб.расч}$ | 0,48 |
| Принятое базовой значение уставки срабатывания | $I_{\partial 1} / I_{баз}$ диапазон уставки: $(0,3-1,0) I_{баз}$ | Принимаем 0,5 |
| Коэффициент снижения тормозного тока | $K_{CH.T} = \sqrt{1 - K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб}}$ | 0,77 |
| Расчетный коэффициент торможения, % | $K_{торм} = \frac{I_{диф}}{I_{CH.T}} \cdot 100\%$ | 67,5 |
| Принимаемая уставка коэффициента торможения | $K_{торм} \%$ диапазон уставки: (10-100)% | 68 |
| Принятое значение уставки второй точки излома | $\frac{I_{m1}}{I_{Ном}}$ Рекомендуемый диапазон уставки $(1,0-2,0) I_{Ном}$ | 1,5 |
| Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике | I_{d22}/I_{d21} диапазон уставки (0,06-0,20) | 0,15 |

Расчёт ДЗТ – 1

Отстройка от резкого увеличения тока намагничивания рассчитывается по соблюдению следующего условия:

$$\frac{I_{диф}}{I_{Ном}} \geq 6 \quad (10.9)$$

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ

$$\frac{I_{диф}}{I_{Ном}} = K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.вн.макс} \quad (10.10)$$

Где:

$K_{нб(1)}$ - коэффициент небаланса

$K_{отс}$ - коэффициент отстройки

Таблица 10.3 – Выбор уставок для ДЗТ - 1

| Наименование величины | Обозначение и метод определения | Числовое значение |
|--|-------------------------------------|-------------------|
| Максимальный ток внешнего короткого замыкания на стороне НН, А | $I_{кз.вн.макс}$ | 1590 |
| Расчетный ток внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора | $\frac{I_{кз.вн.макс}}{I_{ном.вк}}$ | 6,9 |
| Расчётный ток небаланса при внешнем КЗ | $\frac{I_{диф}}{I_{Ном}}$ | 7 |
| Принятое значение уставки | $(4.0-30.00)I_{баз}$ | 7 |

11 Расчёт заземления подстанции

Заземление – умышленное электрическое соединение с землей частей электроустановок, которые могут оказаться под напряжением. В качестве заземления используют естественные и искусственные заземлители.

Естественные заземлители – заземлители, которые не предназначены для заземления напрямую, например, металлические конструкции зданий, соединенные с землей, свинцовые оболочки кабелей и т.д.

Искусственное заземление – это заземление, которое выполняется при помощи вкапывания специальных заземлителей, таких как, металлические уголки, либо круглые трубы.

Главная задача заземление – обеспечение максимальной защиты рабочего персонала от поражения электрическим током при появлении разности потенциалов в открытых частях электроустановки. Главный параметр электробезопасности – предельное напряжение прикосновения, значения этого параметра приведены в таблице [18].

Согласно [5] в установках 110 кВ и выше, максимальное сопротивление заземляющего контура должно составлять не более $R_{з,опт} = 0,5 \text{ Ом}$.

Для расчётов заземления была составлена таблица 10,1, в которой сведены основные характеристики данной подстанции.

Таблица 11.1 - Начальные данные для расчета заземления

| Название | Значение |
|--|--------------------------------|
| Площадь подстанции $S, \text{ м}^2$ | 1800 м^2 (30м x 60м) |
| Грунт однородный, чернозём с $\rho_{в.с}, \text{ Ом} \cdot \text{ м}$ | 20 |
| Глубина заложения стержней от верхнего слоя земли, м | 5 |
| Время действия РЗ, с | 0,1/0,055 |
| Значение однофазного тока КЗ, кА | 8,58 |

Для того, чтобы определить предельное напряжение прикосновения,

найдем время длительности воздействия. по [3, с.98]

$$\text{Т.к. } \tau = t_{p.з} + t_{o.в} = 0,1 + 0,055 = 0,065 \text{ с, то } U_{np.дон} = 500 \text{ В.}$$

Где:

τ – длительность воздействия;

$t_{p.з}$ – время срабатывания релейной защиты;

$t_{o.в}$ – время полного отключения выключателя.

Далее проведем расчёт напряжения на заземлителе:

$$U_з = \frac{U_{np.дон.}}{k_{II}} = \frac{500}{0,122} = 4098 \text{ В.} \quad (11.1)$$

Где:

« k_{II} – коэффициент напряжения прикосновения» [3].

Коэффициент напряжения прикосновения рассчитаем по следующей формуле для сложных заземлителей:

$$k_{II} = \frac{M \beta}{\frac{l_B L_G}{a \sqrt{S}}^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,9}{\frac{5 \cdot 810}{5 \cdot \sqrt{1800}}^{0,45}} = 0,122. \quad (11.2)$$

Где:

« l_B – длина вертикального заземлителя, м;

L_G – длина горизонтальных заземлителей, м;

S – площадь заземляющего контура подстанции, м²;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

M – параметр, зависящий от соотношения ρ_1 / ρ_2 в соответствии с [3];

β – коэффициент сопротивления человека» [3].

Коэффициент сопротивления человека, найдем по следующей формуле

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c \cdot \rho_{в.с.}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 90} = 0,9. \quad (11.3)$$

Т.к. напряжение на заземляемом устройстве получилось меньше 10 кВ, то проведем расчёт сопротивления заземлителя по следующей формуле:

$$R_{3.дон} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{4098}{8580} = 0,48 \text{ Ом.} \quad (11.4)$$

Где:

I_3 – ток однофазного КЗ на стороне 110 кВ.

«Рассчитаем общее сопротивление сложного заземлителя, Ом» [3]:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{S} + \frac{\rho_3}{L_{\Gamma} + L_B}. \quad (11.5)$$

Рассчитаем количество ячеек по контуру заземления:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{810}{2 \cdot \sqrt{1800}} - 1 = 8,5. \quad (11.6)$$

Округлим количество ячеек до $m=9$.

Рассчитаем длину полос в расчетной модели:

$$L'_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{1800} \cdot (9 + 1) = 850 \text{ м.} \quad (11.7)$$

Определим расчетную длину сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{1800}}{9} = 4,71 \text{ м.} \quad (11.8)$$

«Наиболее рациональное использование вертикальных электродов достигается при их размещении по периметру заземлителя. Число вертикальных заземлителей при их расположении по периметру» [3]:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} = \frac{\sqrt{1800} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 33,9. \quad (11.9)$$

Принимаем, что $n_B=34$:

Рассчитаем общую длину вертикальных заземляющих устройств:

$$L_{B\Sigma} = l_g n_g = 5 \cdot 34 = 170 \text{ м.} \quad (11.10)$$

«Рассчитаем относительную глубину вертикальных электродов для погружения» [3]:

$$H_{\text{отн}} = \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{\sqrt{1800}} = 0,129 > 0,1. \quad (11.11)$$

Значит:

$$A = (H_{\text{отн}} - 0,25 \cdot \frac{l_g + t}{\sqrt{S}}) = 0,129 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,5}{\sqrt{1800}} = 0,097. \quad (11.12)$$

Далее, по формуле (11.5), произведем расчет сопротивления общего сложного заземляющего устройства:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{S} + \frac{\rho_3}{L_T + L_B} = 0,097 \cdot \frac{90}{\sqrt{1800}} + \frac{90}{810 + 170} = 0,215 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивления получилось меньше, чем $R_{3,\text{дон}}$, что позволяет перейти к расчету напряжения прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{II}} I_3 R_3 = 0,122 \cdot 8580 \cdot 0,215 = 225,05 \text{ В.} \quad (11.13)$$

Рассчитанное значение напряжения получилось меньше предельно допустимого значения $U_{\text{пр,дон}} = 500 \text{ В}$, из чего следует, что данный план заземления подстанции обеспечит необходимую безопасность обслуживающего персонала и будет принят к монтажу на ПС «Стрелка» 110/6.

12 Расчёт молниезащиты подстанции

Всё оборудование, установленное на ПС необходимо защитить от прямых ударов молнии специальными устройствами – молниеотводами.

Молниезащита необходима для защиты оборудования понизительной подстанции от прямых ударов молнии. Молниезащиту осуществляем с помощью молниеотводов, а также проводников, соединяющих молниеотвод и землю через заземлители.

«Надежность защиты будем считать равной 0,99, тогда принимаем» [3, с. 103]:

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 17 = 13,6 \text{ м.} \quad (12.1)$$

$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 17 = 13,6 \text{ м.} \quad (12.2)$$

На трансформаторных порталах установлены электроды на высоте $h_1 = h_2 = 15 \text{ м}$, высоту защищаемых объектов примем $h_x = 6 \text{ м}$, тогда по формулам (12.1 – 12.2):

Далее, проведём расчет защищаемого радиуса молниезащиты.

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_0 \cdot h_0 - h_x}{h_0} = \frac{13,6 \cdot 13,6 - 6}{13,6} = 13,2 \text{ м.} \quad (12.3)$$

Где:

« h_0 – высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м;

h_x – высота защищаемого объекта, м;

r_0, r_x – радиусы защиты на уровне земли и на высоте защищаемого сооружения,» [3].

«Молниезащиту подстанции выполним с помощью отдельно стоящих молниеотводов МОГК-17» [18]

Защищаемый радиус, для ОРУ 110кВ при высоте защищаемого оборудования 6 м, составит $r_0 = 13,6 \text{ м}$, $r_x = 13,2 \text{ м}$, так что установим 4 молниеотводов по периметру.

Для того, чтобы защитить КРУН от прямых ударов молнии, установим один молниеотвод МОГК-17. Произведем расчет защищаемого радиуса с учетом высоты КРУН 4 м.

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_0 \cdot h_0 - h_x}{h_0} = \frac{13,6 \cdot 13,6 - 4}{13,6} = 13,3 \text{ м.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы, была реконструирована электрическая часть понизительной подстанции «Стрелка» 110/6 кВ. Была подробно изучена понизительная подстанция «Стрелка», поставлены задачи и цели для выпускной квалификационной работы.

В связи с увеличением нагрузки на подстанцию, было принято решение о замене установленных трансформаторов ТДН-25000/110/6 в связи с истечением срока эксплуатации и недостатком мощности. На замену были рассмотрены два трансформатора типа ТРДН-40 и ТРДН-63. Технико-экономический расчёт показал, что более выгодный вариант для заметны – ТРДН-40.

Для подстанции была выбрана типовая схема 110-4Н, на основе которой были рассчитаны токи короткого замыкания для выбора дальнейшего оборудования.

Согласно цели выпускной квалификационной работы, электрическая часть понизительной подстанции «Стрелка» - 110/6 кВ была полностью реконструирована. На замену устаревших выключателей на стороне высокого напряжения 110 кВ ВМТ-110 были установлены современные элегазовые выключатели ВГТ-110, также выбраны разъединители марки РГП-СЭЩ-1-110/1250, трансформаторы тока ТОГФ-110-300/5.

На стороне низкого напряжения 6 кВ была выбрана ячейка КРУ-СЭЩ-70-6 со встроенным оборудованием, таким как: выключатели ВВУ-СЭЩ-6-20/1600, трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-6-2000/5, трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-6.

Также были выбраны два трансформатор собственных нужд типа ТМГ 400/6/0,4 кВ.

Всё выбранное оборудование прошло проверку по необходимым условиям, а также по токам короткого замыкания.

Оперативный ток выбран постоянным, питание оперативных цепей идет от аккумуляторных батарей.

Релейная защита на подстанции выполнена микропроцессорными блоками «СИРИУС-Т»

Была выбрана схема заземления и получены расчетные данные с целью обеспечить необходимую безопасность обслуживающего персонала. Расчёт заземления подстанции методом сложных заземлителей.

Для обеспечения молниезащиты, были установлены одиночные стержневые молниеотводы МОГК-17, высотой 17 м.

По итогу проведенной работы, разработан проект реконструкции подстанции «Стрелка» - 110/6 кВ удовлетворяющий требованиям надежности электроснабжения потребителей. Проект реконструкции выполнен согласно действующим нормативным документам и методикам расчётов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые общие технические условия. М.: Издательство стандартов, 2014. 38 с.
2. Трансформаторы силовые масляные напряжения 110 кВ [Электронный ресурс]: URL: http://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/tr_110kv.php?GALLERY_ID=12 (дата обращения 18.02.2019).
3. Степкина Ю. В., Салтыков В. М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. Тольятти.: ТГУ, 2015. 124 с.
4. КРУ-СЭЩ-70 6-20 кВ [Электронный ресурс] : URL: <https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspre-delitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> (дата обращения 19.04.2019).
5. Трансформаторы измерительные тока и напряжения. Датчики тока» [Электронный ресурс]: URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformator-y-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/> (дата обращения 12.03.2019).
6. Технический каталог газонаполненного оборудования [Электронный ресурс]: URL: <http://zeto.ru/download/5571/2016.pdf> (дата обращения 15.03.2019).
7. Разъединители наружной установки 110 кВ [Электронный ресурс] URL: <https://electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/razediniteli-naruzhnoy-ustanovki-110-kv/> (дата обращения 18.03.2019).
8. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб. пособие Москва: Форум: ИНФРА-М, 2018. 416 с.
9. Трансформаторы тока элегазовые с фарфоровой изоляцией [Электронный ресурс] : URL: http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipments/elegazovye-%20transformatory-toka-serii-togf-110-220-330-500/togf-110-togf-220 (дата обращения 15.03.2019).
10. Ограничители перенапряжений 6-110 кВ [Электронный ресурс] : URL: <https://www.tavrida.com/ter/> (дата обращения 12.04.2019).
11. Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов

«Сириус-Т» [Электронный ресурс]: URL: <https://docplayer.ru/61142866-Zao-radius-avtomatika-mikroprocessornoe-ustroystvo-zashchity-sirius-t-rukovodstvo-po-ekspluatacii-bpva-re-moskva.html> (дата обращения: 15.04.2019).

12. Киреева Э. А., Цырук С. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: 3-е изд. М.: Академия, 2013. 282с.

13. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). М.: Издательство стандартов, 2009. 96 с.

14. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп. М.: Норматика, 2017. 704 с.

15. СТО 56947007- 29.120.40.041-2010. Системы оперативного постоянного тока подстанций. М.: Издательство стандартов, 2015. 21 с.

16. Floyd T. L. Principles of Electric Circuits London: Pearson, 2014. 967 p.

17. Каталог молниеотводов серии МОГК [Электронный ресурс]: URL <https://svetpro.ru/brendyi/oporyi-amira/mogk-mot-molnieotvodyi-granyonyie-i-trubchatyie.html> (дата обращения 27.04.2019).

18. Sivanagaraju S. Electric Power Transmission and Distribution Pearson Education, 2015, 607 p.

19. Using latched contactors to switch transformers [Text] URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/latched-contactors-switch-transformers> (дата обращения 15.03.2019)

20. Mammano A.R. Fundamentals of Power Supply Design Texas: Instruments, 2017. 352 p.

21. Нормы технологического проектирования [Электронный ресурс]: URL: http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/NTP_PS.pdf (дата обращения 23.02.2019).

22. Ефанов А.В. Проектирование электрической части подстанции: Ставрополь: АГРУС, 2014. 70 с.

23. Кудрин Б.И. Электроснабжение. М.: Издательский центр «Академия», 2012. 352 с.

24. Вахнина В. В., Черненко А. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебно-методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования; Тольятти: ТГУ; 2015. 54 с.

25. Свиридов Ю.П., Свиридов С.М. Проектирование электрических станций и подстанций. Ульяновск: УлГТУ, 2012. 26 с.

26. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. 684 p.