

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 35/6 кВ
«Береговая»

Студент

Е.С. Ризаев

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Руководитель

Д.А. Кретов

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

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

_____ (личная подпись)

« ____ » _____ 2019 г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

В бакалаврской работе был разработан проект по реконструкции электрической части подстанции 35/6 кВ «Береговая». Работа направлена на разработку мероприятий, направленных на обновление электрооборудования подстанции и в конечном счете повышение надежности электроснабжения запитанных от нее потребителей.

По мере выполнения бакалаврской работы были разработаны следующие разделы, содержащие результаты выполненного анализа и произведенных расчетов:

- анализ загрузки трансформаторного оборудования подстанции;
- выбор по годовому графику нагрузки количества и номинальной мощности трансформаторов подстанции (ПС) «Береговая»;
- выбор и проверка на воздействие токов короткого замыкания электрооборудования на ПС «Береговая»;
- определение расчетных уставок устройств микропроцессорной релейной защиты на ПС;
- расчет параметров контура заземления на подстанции;
- определение параметров стержневой молниезащиты подстанции «Береговая».

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объемом 50 листов, содержащей 6 схем и рисунков, а также 10 таблиц. Графическая часть работы содержит 6 чертежей, выполненных на листах формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| Введение | 4 |
| 1 Краткая характеристика подстанции «Береговая» | 5 |
| 2 Анализ загрузки трансформаторного оборудования подстанции | 7 |
| 3 Выбор по годовому графику нагрузки количества и номинальной мощности трансформаторов подстанции «Береговая» | 9 |
| 4 Расчет значений токов КЗ | 18 |
| 5 Выбор и проверка на воздействие токов короткого замыкания электрооборудования на ПС «Береговая» | 24 |
| 6 Определение расчетных уставок устройств микропроцессорной релейной защиты на ПС | 36 |
| 7 Расчет нагрузки системы собственных нужд ПС «Береговая» | 41 |
| 8 Расчет параметров контура заземления на подстанции | 42 |
| 9 Определение параметров стержневой молниезащиты подстанции «Береговая» | 46 |
| Заключение..... | 47 |
| Список используемых источников | 48 |

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика является одной из важнейших областей хозяйственно-экономической деятельности человека, состоит из большой совокупности подсистем, необходимых для преобразования, передачи и потребления энергетических ресурсов.

Своевременное обновление электрооборудования подстанции, его рациональный и обоснованный выбор является залогом надежного электроснабжения подключенных к подстанции потребителей [1-4].

Подстанция «Береговая» снабжает электроэнергией Шигонский район Самарской области.

Цель бакалаврской работы - разработка мероприятий, направленных на обновление электрооборудования подстанции «Береговая» и в конечном счете повышение надежности электроснабжения запитанных от нее потребителей.

К задачам ВКР относятся:

- краткая характеристика подстанции «Береговая»;
- анализ загрузки трансформаторного оборудования подстанции;
- выбор по годовому графику нагрузки количества и номинальной мощности трансформаторов подстанции «Береговая»;
- расчет значений токов КЗ;
- выбор и проверка на воздействие токов короткого замыкания электрооборудования на ПС «Береговая»;
- определение расчетных уставок устройств микропроцессорной релейной защиты на ПС;
- выбор системы оперативного тока на ПС «Береговая»;
- расчет нагрузки системы собственных нужд ПС «Береговая»;
- расчет параметров контура заземления на подстанции;
- определение параметров стержневой молниезащиты подстанции «Береговая».

1 Краткая характеристика подстанции «Береговая»

Подстанция «Береговая» расположена в поселке Береговой в Шигонском районе Самарской области и снабжает электроэнергией также поселки Нижний Тукшум, Новый Тукшум, Гривенский и др. Месторасположение подстанции «Береговая» показано на фрагменте спутникового снимка из Google карт на рисунке 1.



Рисунок 1 – Фрагмент спутникового снимка из Google карт с месторасположением подстанции «Береговая»

Подстанция «Береговая» была построена в 1974 году и в настоящее время обслуживается подразделением Жигулевское ПО филиала Самарские распределительные сети.

Сведения о загрузке трансформаторов подстанции взяты с официального сайта ПАО «МРСК Волги» и показаны на рисунке 2.

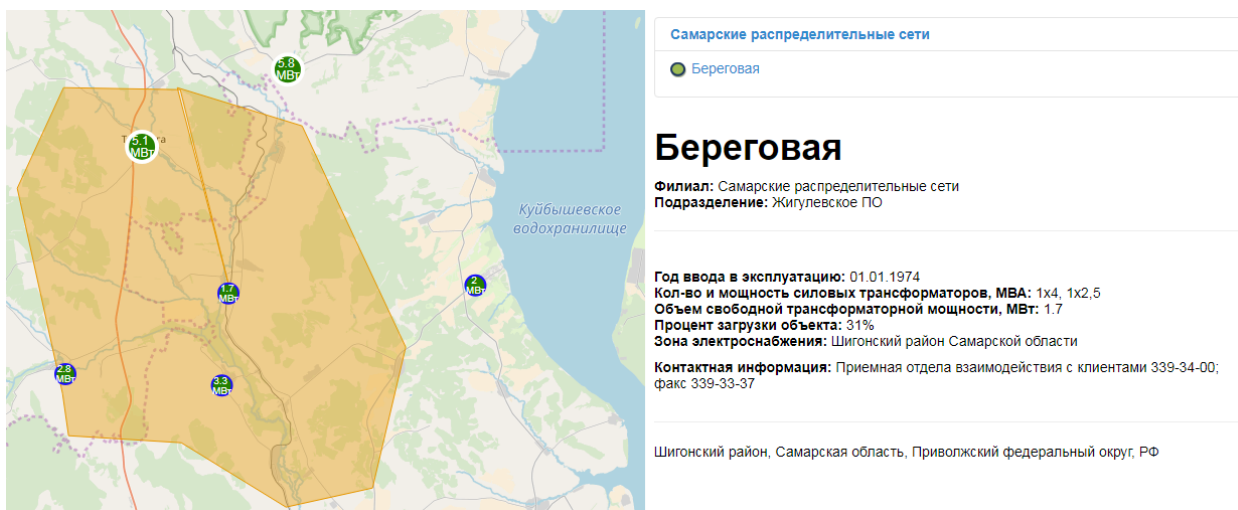


Рисунок 2 – Сведения о загрузке трансформаторов подстанции «Береговая»

Оборудование подстанции находится в изношенном состоянии и морально устарело. Так как на подстанции установлено два трансформатора разной мощности (4 и 2,5 МВА), то при выходе из строя более мощного нет возможности обеспечить надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей.

2 Анализ загрузки трансформаторного оборудования подстанции

Сначала строится годовой график нагрузки подстанции по известным суточным графикам годового минимума и максимума нагрузки. Итоговый упорядоченный график представлен на рисунке 3.

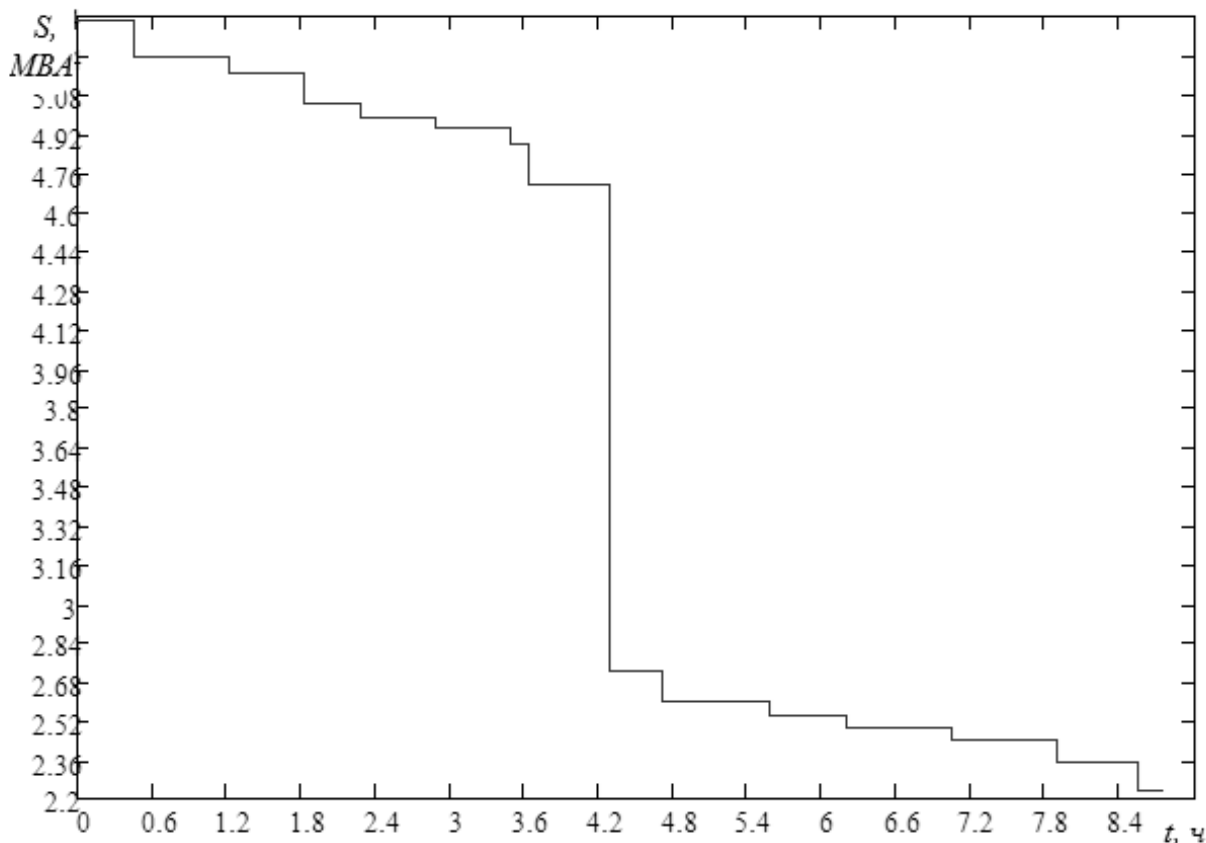


Рисунок 3 – Итоговый упорядоченный график ПС «Береговая»

Зная мощность и продолжительность каждой ступени годового графика найдем суммарное потребление электрической энергии по формуле:

$$W_{nc} = \sum S \cdot t \cdot t, \quad (1)$$
$$W_{nc} = 32860 \text{ MVA} \cdot \text{ч}.$$

Находим значение продолжительности максимума годовой нагрузки по формуле [5, 6]:

$$T_M = \frac{W_{nc}}{S_{max}}, \quad (2)$$

$$T_M = \frac{32860}{5.4} = 6110 \text{ ч.}$$

Находим значение коэффициента заполнения графика нагрузки подстанции по выражению:

$$K_3 = \frac{T_M}{8760}, \quad (3)$$

$$K_3 = \frac{6110}{8760} = 0.7.$$

Полученные данные будут использованы при выборе силовых трансформаторов и оборудования на подстанции.

3 Выбор по годовому графику нагрузки количества и номинальной мощности трансформаторов подстанции «Бреговая»

Каждый трансформатор характеризуется номинальной мощностью. Под номинальной мощностью трансформатора понимается мощность, на которую он может быть нагружен непрерывно на протяжении всего своего срока службы (около 20 лет) при номинальных температурных условиях охлаждающей среды.

Выбор номинальной мощности трансформатора, согласно госстандарту необходимо выполнять на основе эквивалентных прямоугольных двухступенчатых графиков нагрузок для трех возможных режимов его работы:

- нормального продолжительного режима нагрузок;
- нормального режима систематических нагрузок;
- режима аварийных перегрузок (кратковременных и продолжительных) [7].

Силовые трансформаторы на подстанции необходимо выбрать с учетом категории надежности электроснабжения потребителей. Так как от подстанции получают питание потребители, расположенные на обширных территориях и относящиеся ко всем трем категориям по надежности электроснабжения, то необходимую мощность трансформаторов определим из выражения [8]:

$$S_{н.Т} \geq \frac{S_{\max} \cdot K_{1-2}}{K_{\text{пер}} \cdot n - 1}, \quad (4)$$
$$S_{н.Т} = \frac{5.4 \cdot 0.8}{1.4 \cdot 2 - 1} = 3.1 \text{ МВА.}$$

Для найденного значения по каталогам производителей определяем номинальную мощность силовых трансформаторов. Для дальнейшего

сравнения выбираем трансформаторы типа ТМ с номинальными мощностями 4000 кВА и 6300 кВА, и номинальным напряжением обмотки ВН 35 кВ.

3.1 Технико-экономическое сравнение вариантов установки трансформаторов на ГПП

Расчеты производятся для определения варианта с наименьшими приведенными затратами, в которые входит стоимость самого оборудования, издержки и стоимость потерь электроэнергии.

3.1.1 Первый вариант с установкой трансформаторов типа ТМ-4000/35

По каталогу производителя определяем технические характеристики трансформатора ТМ-4000/35 и заносим их в таблицу 1.

Таблица 1 – Технические характеристики трансформатора ТМ-4000/35

| $S_{н.Т},$ $кВА$ | $U_{ВН}, кВ$ | $U_{НН}, кВ$ | $U_k, \%$ | $\Delta P_{xx}, кВт$ | $\Delta P_{кз}, кВт$ | $I_{xx}, \%$ |
|---------------------|--------------|--------------|-----------|----------------------|----------------------|--------------|
| 4000 | 35 | 6.3 | 7.5 | 5.3 | 33.5 | 1 |

«Приведенные потери мощности» [9]:

$$P_T^{\wedge} = P_{xx}^{\wedge} + \kappa_3^2 \cdot P_{кз}^{\wedge}; \quad (5)$$

«Приведенные потери мощности в режиме холостого хода» [9]:

$$P_{xx}^{\wedge} = \Delta P_{xx} + \kappa_{им} \cdot Q_{xx}; \quad (6)$$

«Потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода» [9]:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx} \%}{100} \cdot S_{н.Т}; \quad (7)$$

$$Q_{xx} = \frac{1}{100} \cdot 4000 = 40 \text{ квар}.$$

Подставляя найденное значение в выражение (6), определим значение приведенных потерь мощности в режиме холостого хода:

$$P'_{xx} = 5.3 + 0.05 \cdot 40 = 7.3 \text{ кВт}.$$

«Коэффициент загрузки трансформатора» [9]:

$$\kappa_3 = \frac{S_{\max}}{S_{н.Т}}; \quad (8)$$

$$\kappa_3 = \frac{5400}{4000} = 1.35;$$

«Приведенные нагрузочные потери короткого замыкания трансформатора» [9]:

$$P'_{кз} = \Delta P_{кз} + \kappa_{un} \cdot Q_{кз}; \quad (9)$$

«Потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания трансформатора» [9]:

$$Q_{кз} = \frac{U_{к} \%}{100} \cdot S_{н.Т}; \quad (10)$$

$$Q_{кз} = \frac{7.5}{100} \cdot 4000 = 300 \text{ квар} \cdot$$

Подставляя найденное значение в выражение (9), определим значение приведенных нагрузочных потерь короткого замыкания трансформатора:

$$P_{кз}^{\cdot} = 33.5 + 0.05 \cdot 300 = 48.5 \text{ кВт} \cdot$$

Найденные значения подставляем в выражение (5):

$$P_T^{\cdot} = 7.3 + 1.345^2 \cdot 300 = 550 \text{ кВт} \cdot$$

Потери электроэнергии в трансформаторе для каждой из ступеней годового графика нагрузки определяем по формуле:

$$\Delta W_{nc} = \sum n_i \cdot P_{xx}^{\cdot} \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n} \cdot P_{к.В}^{\cdot} \cdot \kappa_{з.Вi}^2 \cdot T_i \right), \quad (11)$$

«Загрузка обмоток высшего напряжения трансформатора соответствующей ступени» [9]:

$$\kappa_{з.Вi} = \frac{S_{Bi}}{S_{н.Т}}; \quad (12)$$

«Потери активной мощности на холостом ходу» [9]:

$$P_{xx}^{\cdot} = \Delta P_{xx} + \kappa_{un} \cdot Q_{xx}; \quad (13)$$

$$P_{xx}^{\cdot} = 5.3 + 0.05 \cdot 40 = 7.3 \text{ кВт} \cdot$$

«Потери короткого замыкания трансформатора» [9]:

$$P_{к.Б}^{\cdot} = P_{кз} + \kappa_{un} \cdot Q_{кз}; \quad (14)$$

$$P_{к.Б}^{\cdot} = 0 + 0.05 \cdot 300 = 15 \text{ кВт}.$$

При параллельной работе двух трансформаторов на подстанции найдем значение мощности при котором целесообразно отключать один из трансформаторов:

$$S_{эк} = S_{н.Т} \cdot \sqrt{n \cdot \left(\left(\frac{P_{кз}^{\cdot}}{P_{кз}} \right)^2 - 1 \right)}, \quad (15)$$

$$S_{эк} = 4000 \cdot \sqrt{2 \cdot \left(\left(\frac{7.3}{48.5} \right)^2 - 1 \right)} = 2194.65 \text{ кВА}.$$

Результаты расчета значений потерь электроэнергии в трансформаторе для каждой из ступеней годового графика нагрузки заносим в таблицу 2.

Найдем величину годовых потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ПС по следующей формуле:

$$I_{э} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (16)$$

Стоимость одного кВт · ч электроэнергии:

$$C_{э} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta; \quad (17)$$

$$C_{э} = \frac{101}{6107.67} + 0.18 = 0.197 \text{ руб / кВт} \cdot \text{ч}.$$

Таблица 2 – Результаты расчета значений потерь электроэнергии в трансформаторе ТМ-4000/35 для каждой из ступеней годового графика нагрузки

| Ступень | $S_B, \text{кВА}$ | $T, \text{ч}$ | $K_{зв}$ | $n, \text{шт}$ | $\Delta W_{\text{хх}}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$ | $\Delta W_{\text{кз}}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$ |
|---------|-------------------|---------------|----------|----------------|---|---|
| 1 | 5400 | 456 | 1.80903 | 2 | 6657.6 | 6186.87 |
| 2 | 5240 | 760 | 1.7161 | 2 | 11096 | 9781.77 |
| 3 | 5170 | 608 | 1.67056 | 2 | 8876.8 | 7617.74 |
| 4 | 5050 | 456 | 1.59391 | 2 | 6657.6 | 5451.16 |
| 5 | 4990 | 608 | 1.55626 | 2 | 8876.8 | 7096.53 |
| 6 | 4940 | 608 | 1.52523 | 2 | 8876.8 | 6955.03 |
| 7 | 4880 | 152 | 1.4884 | 2 | 2219.2 | 1696.78 |
| 8 | 4710 | 639 | 1.38651 | 2 | 9329.4 | 6644.83 |
| 9 | 2720 | 426 | 0.4624 | 2 | 6219.6 | 1477.37 |
| 10 | 2600 | 852 | 0.4225 | 2 | 12439.2 | 2699.78 |
| 11 | 2540 | 639 | 0.40323 | 2 | 9329.4 | 1932.46 |
| 12 | 2500 | 852 | 0.39063 | 2 | 12439.2 | 2496.09 |
| 13 | 2440 | 852 | 0.3721 | 2 | 12439.2 | 2377.72 |
| 14 | 2350 | 639 | 0.34516 | 2 | 9329.4 | 1654.16 |
| 15 | 2240 | 213 | 0.3136 | 2 | 3109.8 | 500.976 |
| | | | | | 127896 | 64569.2 |

Подставляя найденное значение в выражение (16), определим величину годовых потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ПС:

$$I_9 = 192465 \cdot 0.197 = 37915 \text{ руб.}$$

Величину приведенных затрат определим из выражения:

$$Z_{\text{привед.}} = E_n \cdot K + I_o + I_9; \quad (18)$$

$$Z_{\text{привед.}} = 0.25 \cdot 2412000 \cdot 2 + 226728 + 37915 = 1470643 \text{ руб.}$$

3.1.2 Второй вариант с установкой трансформаторов типа ТМ-6300/35

По каталогу производителя определяем технические характеристики трансформатора ТМ-6300/35 и заносим их в таблицу 3.

Таблица 3 – Технические характеристики трансформатора ТМ-6300/35

| $S_{н.Т},$ $кВА$ | $U_{ВН},$ $кВ$ | $U_{НН},$ $кВ$ | $U_k,$ $\%$ | $\Delta P_{xx},$ $кВт$ | $\Delta P_{кз},$ $кВт$ | $I_{xx},$ $\%$ |
|---------------------|----------------|----------------|-------------|------------------------|------------------------|----------------|
| 6300 | 35 | 6.3 | 7.5 | 7.6 | 46.5 | 0.8 |

«Приведенные потери мощности» [9]:

$$P_T^{\cdot} = 10.12 + 0.85^2 \cdot 70.125 = 60.79 \text{ кВт} .$$

«Приведенные потери мощности в режиме холостого хода» [9]:

$$P_{xx}^{\cdot} = 7.6 + 0.05 \cdot 50.4 = 10.12 \text{ кВт} .$$

«Потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода» [9]:

$$Q_{xx} = \frac{0.8}{100} \cdot 6300 = 50.4 \text{ квар} .$$

Подставляя найденное значение в выражение (9), определим значение приведенных нагрузочных потерь короткого замыкания трансформатора:

$$P_{кз}^{\cdot} = 46.5 + 0.05 \cdot 472.5 = 70.125 \text{ кВт} .$$

«Потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания трансформатора» [9]:

$$Q_{кз} = \frac{7.5}{100} \cdot 6300 = 472.5 \text{ квар} \cdot$$

«Потери активной мощности на холостом ходу» [9]:

$$P_{xx} = 7.6 + 0.05 \cdot 50.4 = 10.12 \text{ кВт} \cdot$$

«Потери короткого замыкания трансформатора» [9]:

$$P_{к.в} = 0 + 0.05 \cdot 472.5 = 23.63 \text{ кВт} \cdot$$

При параллельной работе двух трансформаторов на подстанции найдем значение мощности при котором целесообразно отключать один из трансформаторов:

$$S_{эк} = 6300 \cdot \sqrt{2 \cdot \left(\frac{10.12}{70.125} - 1 \right)} = 3384.62 \text{ кВА} \cdot$$

Результаты расчета значений потерь электроэнергии в трансформаторе для каждой из ступеней годового графика нагрузки заносим в таблицу 4.

Стоимость одного кВт · ч электроэнергии:

$$C_э = \frac{101}{6107.67} + 0.18 = 0.197 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч} \cdot$$

Таблица 4 – Результаты расчета значений потерь электроэнергии в трансформаторе ТМ-6300/35 для каждой из ступеней годового графика нагрузки

| Ступень | $S_B, \text{кВА}$ | $T, \text{ч}$ | $K_{зВ}$ | $n, \text{шт}$ | $\Delta W_{\text{хт}}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$ | $\Delta W_{\text{кз}}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$ |
|---------|-------------------|---------------|----------|----------------|---|---|
| 1 | 5400 | 456 | 0.72926 | 2 | 9229.44 | 3929 |
| 2 | 5240 | 760 | 0.6918 | 2 | 15382.4 | 6211.962 |
| 3 | 5170 | 608 | 0.67344 | 2 | 12305.9 | 4837.682 |
| 4 | 5050 | 456 | 0.64254 | 2 | 9229.44 | 3461.786 |
| 5 | 4990 | 608 | 0.62736 | 2 | 12305.9 | 4506.686 |
| 6 | 4940 | 608 | 0.61486 | 2 | 12305.9 | 4416.824 |
| 7 | 4880 | 152 | 0.60001 | 2 | 3076.48 | 1077.546 |
| 8 | 4710 | 639 | 0.55893 | 2 | 12933.4 | 4219.833 |
| 9 | 2720 | 426 | 0.1864 | 2 | 4311.12 | 1876.42 |
| 10 | 2600 | 852 | 0.17032 | 2 | 8622.24 | 3429.011 |
| 11 | 2540 | 639 | 0.16255 | 2 | 6466.68 | 2454.431 |
| 12 | 2500 | 852 | 0.15747 | 2 | 8622.24 | 3170.314 |
| 13 | 2440 | 852 | 0.15 | 2 | 8622.24 | 3019.965 |
| 14 | 2350 | 639 | 0.13914 | 2 | 6466.68 | 2100.967 |
| 15 | 2240 | 213 | 0.12642 | 2 | 2155.56 | 636.2946 |
| | | | | | 132035.6 | 49348.72 |

Подставляя найденное значение в выражение (16), определим величину годовых потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ПС:

$$I_{\text{г}} = 181384.4 \cdot 0.197 = 35732.73 \text{ руб.}$$

Величину приведенных затрат определим из выражения:

$$Z_{\text{привед}} = 0.25 \cdot 2930000 \cdot 2 + 275420 + 35732.73 = 1776152.7 \text{ руб.}$$

В результате анализа величины приведенных затрат для обоих вариантов был сделан вывод о целесообразности установки на подстанции силовых трансформаторов ТМ-4000/35.

4 Расчет значений токов КЗ

КЗ называется всякое, не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленными нейтральными (или четырехпроводных) – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод). В системах с незаземленными нейтральными или с нейтральными, которые заземлены через специальные компенсирующие устройства, замыкания одной из фаз на землю называют простым замыканием.

Расчеты токов КЗ делают с целью:

- 1) проверки проводников и аппаратов на термическую и динамическую стойкость при протекании максимально возможных токов КЗ (чаще всего тока трехфазного КЗ);
- 2) проверки параметров работы релейной защиты при минимальных токах КЗ (чаще всего двух- или однофазного тока КЗ при КЗ в конце защищаемого участка).

При расчетах токов КЗ могут приниматься некоторые предположения. Нормативными предположениями являются:

- все ИП, которые принимают участие в питании места КЗ, работают одновременно и с номинальными нагрузками;
- все синхронные генераторы и компенсаторы имеют устройства автоматического регулирования возбуждения;
- электродвижущие силы (ЭДС) всех ИП совпадают с фазой;
- при расчетах максимальных токов КЗ напряжение каждой ступени сети принимается выше номинальной на 5%, при расчетах минимальных токов КЗ - равной номинальной;
- КЗ наступает в тот момент времени, когда ударный ток КЗ принимает наибольшее значение [10].

Определение значений токов короткого замыкания используется для проверки выбранного оборудования на подстанции, проводников и выбора уставок устройств релейной защиты.

Так как подстанция со стороны высокого напряжения работает в сети с изолированной нейтралью, то определяем только значение тока трехфазного короткого замыкания, как имеющего наибольшую величину [11, 12].

Определение значений токов короткого замыкания производится в следующей последовательности:

- составляется расчетная схема подстанции в нормальном режиме работы и на нее наносятся характерные точки для расчета токов КЗ. Расчетная схема для определения значений токов КЗ на подстанции «Береговая» представлена на рисунке 4;

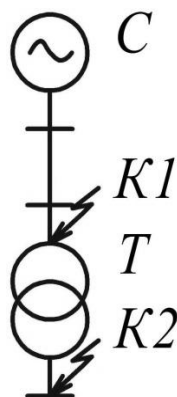


Рисунок 4 – Расчетная схема для определения значений токов КЗ на подстанции «Береговая»

- по расчетной схеме разрабатывается ее схема замещения в которой каждый элемент представляется своим сопротивлением. Схема замещения для определения значений токов КЗ на подстанции «Береговая» представлена на рисунке 5;

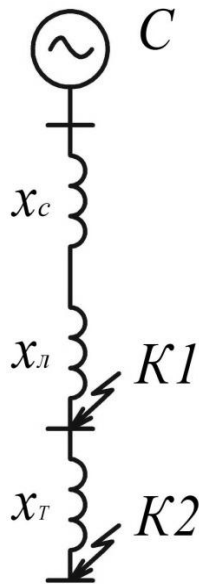


Рисунок 5 – Схема замещения для определения значений токов КЗ на подстанции «Береговая»

- находятся значения сопротивлений для каждого из элементов схемы замещения;
- находятся значения начальных действующих значений периодической составляющей тока короткого замыкания для каждой точки и значения ударных токов в этих точках.

В таблицу 5 сведем исходные данные для расчета токов КЗ.

Таблица 5 – Исходные данные для расчета токов КЗ

| Параметры системы | | | Воздушная ЛЭП | | Силовой трансформатор на подстанции | |
|-------------------|----------------------|----------------------|---------------------------|------------|-------------------------------------|--------------------|
| $U_{cp},$ кВ | $S_{\sigma},$ МВА | $S_{\kappa},$ МВА | $x_{y\delta},$ Ом / км | $L,$ км | $S_n,$ кВА | $U_{\kappa},$ % |
| 37 | 1000 | 1100 | 0.4 | 13.5 | 4000 | 7.5 |

Найдем значения сопротивлений для каждого из элементов схемы.

Сопротивление системы определим по формуле:

$$x_{c.\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{S_{\kappa}}; \quad (19)$$

$$x_{c.\bar{b}} = \frac{1000}{1100} = 0.909.$$

Сопротивление воздушной ЛЭП:

$$x_{л.\bar{b}} = x_{y\partial} \cdot \frac{L}{2} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_{сн}^2}; \quad (20)$$

$$x_{л.\bar{b}} = 0.4 \cdot \frac{13.5}{2} \cdot \frac{1000}{37^2} = 1.972.$$

Сопротивление силового трансформатора на подстанции:

$$x_{T.\bar{b}} = \frac{U_{\kappa}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_{н}}; \quad (21)$$

$$x_{T.\bar{b}} = \frac{7.5}{100} \cdot \frac{1000}{4000} = 0.0187.$$

Определим значение результирующего сопротивления в точке К1:

$$x_{рез1} = x_{c.\bar{b}} + x_{л.\bar{b}}; \quad (22)$$

$$x_{рез1} = 0.909 + 0.0187 = 2.88.$$

Определим значение базисного тока, начальное действующее значение тока короткого замыкания и значение ударного тока в точке К1:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}}; \quad (23)$$

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15.6 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa 1}^{\Sigma} = \frac{E_{\sigma}^{\wedge}}{x_{\text{рез1}}} \cdot I_{\sigma}; \quad (24)$$

$$I_{\kappa 1}^3 = \frac{1}{2.88} \cdot 15.6 = 5.4 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot \kappa_{y\delta}; \quad (25)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 5.4 \cdot 1.8 = 13.9 \text{ кА}.$$

Определим значение результирующего сопротивления в точке К2:

$$x_{\text{рез2}} = x_{\text{рез1}} + x_{T.6}; \quad (26)$$

$$x_{\text{рез2}} = 2.881 + 0.0187 = 2.899.$$

Определим значение базисного тока, начальное действующее значение тока короткого замыкания и значение ударного тока в точке К2:

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 9.164 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa 2}^{\Sigma} = \frac{1}{2.899} \cdot 9.1643 = 3.2 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3.2 \cdot 1.92 = 8.7 \text{ кА}.$$

Результаты определения значений токов КЗ сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты определения значений токов КЗ для точек К1 и К2

| | $U_{сн}, кВ$ | $K_{уд}$ | $I_{к}^3, кА$ | $i_{уд}, кА$ |
|---------|--------------|----------|---------------|--------------|
| Точка 1 | 37 | 1.8 | 5.4 | 13.9 |
| Точка 2 | 6.3 | 1.92 | 3.2 | 8.7 |

5 Выбор и проверка на воздействие токов короткого замыкания электрооборудования на ПС «Береговая»

При реконструкции подстанции «Береговая» планируется применение комплектной трансформаторной подстанции типа КТП-СЭЩ-Б(М), выпускаемой Самарским заводом «Электрощит». Тип оборудования, применяемого на комплектной подстанции, заложен заводом изготовителем, в работе необходимо выбрать номинальные токи оборудования и проверить его на стойкость к токам короткого замыкания.

Основными элементами комплектной блочной подстанции являются открытое распределительное устройство 35 кВ, силовые масляные трансформаторы с напряжением ВН 35 кВ и напряжением НН 6 кВ, закрытое комплектное распределительное устройство на напряжение 6 кВ.

Открытое распределительное устройство 35 кВ состоит из крупно узловых блоков. В ОРУ 35 кВ применена жесткая ошиновка.

Линии вторичных цепей расположены в кабельных лотках.

Для присоединения КРУ к силовым трансформаторам применяются гибкие шины.

В помещении ЗРУ устанавливаются заводские ячейки типа КРУ-СЭЩ-70 выпускаемые на заводе «Электрощит» с номинальным напряжением 6 кВ и номинальным током главных цепей 1000 А.

5.1 Выбор высоковольтных выключателей на подстанции

Высоковольтные выключатели выбираются и проверяются по методике, изложенной в [13, 14].

Условия выбора и проверки:

- номинальное напряжение U_n ;
- номинальный ток $I_{max} < I_n$;

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}. \quad (27)$$

- «отключающая способность на симметричный ток отключения» [13]:

$$I_{к1} \leq I_{откл.н}; \quad (28)$$

- отключающая способность на аperiodическую составляющую тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н}; \quad (29)$$

Значение номинальной допустимой аperiodической составляющей тока КЗ находится по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}; \quad (30)$$

При этом суммируется время действия РЗ и собственное время отключения высоковольтного выключателя:

$$\tau = t_{pз} + t_{св}; \quad (31)$$

- предельный сквозной ток короткого замыкания:

$$I_{к1} \leq I_{нр.с}; \quad (32)$$

$$i_{yд} \leq i_{нр.с}; \quad (33)$$

- тепловой импульс:

$$B_{\kappa} \leq I_{\text{пр.с}}^2 \cdot t_{\text{пр.с}} ; \quad (34)$$

Результаты расчетов и технические характеристики высоковольтных выключателей типа ВВН-СЭЩ-35 и ВВУ-СЭЩ-П9-6 сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов и технические характеристики высоковольтных выключателей

| Высоковольтный выключатель типа ВВН-СЭЩ-35 | |
|---|---|
| Результаты расчетов | Технические характеристики |
| $U_{\text{н}} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{\text{н}} = 35 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{max}} = 1.4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 87 \text{ А}$ | 1000 А |
| $I_{\kappa 1}^3 = 5.44 \text{ кА}$ | $I_{\text{откл.н.}} = 25 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot 5.42 \cdot e^{\frac{-0.07}{0.12}} = 4.29 \text{ кА}$ | $i_{\text{а.н.}} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{20}{100} \right) \cdot 25 = 7.07 \text{ кА}$ |
| $I_{\kappa 1}^3 = 5.44 \text{ кА}$ | $I_{\text{пр.с.}} = 25 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{yд}} = 13.85 \text{ кА}$ | $i_{\text{пр.с.}} = 63 \text{ кА}$ |
| $B_{\kappa} = 5.44^2 \cdot 0.06 + 0.12 = 5.32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\kappa} = 25^2 \cdot 0.06 = 37.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| Высоковольтный выключатель типа ВВУ-СЭЩ-П9-6 | |
| $U_{\text{н}} = 6 \text{ кВ}$ | $U_{\text{н}} = 6 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{max}} = 1.4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 513.2 \text{ А}$ | 1000 А |
| $I_{\kappa 2}^3 = 3.2 \text{ кА}$ | $I_{\text{откл.н.}} = 20 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot 3.2 \cdot e^{\frac{-0.07}{0.12}} = 2.53 \text{ кА}$ | $i_{\text{а.ном}} = 5.66 \text{ кА}$ |
| $I_{\kappa 2}^3 = 3.2 \text{ кА}$ | $I_{\text{пр.с.}} = 20 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{yд}} = 8.68 \text{ кА}$ | $i_{\text{пр.с.}} = 50 \text{ кА}$ |
| $B_{\kappa} = 3.2^2 \cdot 0.05 + 0.12 = 1.74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\kappa} = 20^2 \cdot 0.05 = 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

5.2 Выбор разъединителей в ОРУ 35 кВ

Разъединители в ОРУ 35 кВ выбираются и проверяются так же, как и высоковольтные выключатели, но не проверяются на отключающую способность.

Результаты расчетов и технические характеристики разъединителей 35 кВ сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты расчетов и технические характеристики разъединителей 35 кВ

| Разъединитель типа РГПЗ-СЭЩ-35 | |
|---|---|
| Результаты расчетов | Технические характеристики |
| $U_n = 35 \text{ кВ}$ | $U_n = 35 \text{ кВ}$ |
| $I_{max} = 87 \text{ А}$ | $I_n = 1000 \text{ А}$ |
| $i_{yd} = 13.85 \text{ кА}$ | $i_{nrc} = 50 \text{ кА}$ |
| $B_k = 5.44^2 \cdot 0.06 + 0.12 = 5.32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

5.3 Выбор измерительных трансформаторов тока на подстанции

Измерительные трансформаторы тока выбираются и проверяются по методике, изложенной в [13].

Условия выбора и проверки:

- номинальное напряжение U_n ;
- номинальный ток - $I_{max} \leq I_{н.тТ}$;
- электродинамическая стойкость

$$i_{yd} \leq K_T \cdot \sqrt{2} \cdot I_{н.тТ} ; \quad (35)$$

- конструктивное исполнение и класс точности.

Результаты расчетов и технические характеристики измерительных трансформаторов тока на стороне 35 и 6 кВ сведены в таблице 9. По таким же критериям выбираются и проверяются измерительные трансформаторы тока на отходящих линиях (результаты выбора и проверки приведены в таблице) Аналогично выбираются ТТ для отходящих линий к потребителям, таблица 10.

Таблица 9 – Результаты расчетов и технические характеристики измерительных трансформаторов тока на сторонах 35 и 6 кВ

| Измерительный трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-35 | |
|---|--|
| Результаты расчетов | Технические характеристики |
| $U_n = 35 \text{ кВ}$ | $U_n = 35 \text{ кВ}$ |
| $I_{\max} = \frac{1.4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 87.38 \text{ А}$ | $I_{\text{н.тт}} = 100 \text{ А}$ |
| $i_{\text{yd}} = 13.85 \text{ кА}$ | $i_{\text{yd}} = 25 \text{ кА}$ |
| $B_k = 5.32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 10 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| Измерительный трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10 | |
| Результаты расчетов | Технические характеристики |
| $U_n = 6 \text{ кВ}$ | $U_n = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{\max} = \frac{1.4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 513 \text{ А}$ | $I_{\text{н.тт}} = 600 \text{ А}$ |
| $i_{\text{yd}} = 8.68 \text{ кА}$ | $i_{\text{yd}} = 100 \text{ кА}$ |
| $B_k = 1.74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 40 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Вторичной нагрузкой трансформаторов тока является многофункциональный прибор ЩМКС120, совмещающий в себе функции амперметра, счетчика активной и реактивной электрической энергии.

Таблица 10 - Результаты расчетов и технические характеристики измерительных трансформаторов тока на отходящих линиях

| № фидера | Измерительный трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10 |
|----------|--|
| 1 | $I_{H.TT} = 600 A, i_{y\partial} = 100 \kappa A$ $B\kappa = 40 \kappa A^2 \cdot c$ |
| 2 | $I_{H.TT} = 200 A, i_{y\partial} = 50 \kappa A$ $B\kappa = 20 \kappa A^2 \cdot c$ |
| 3 | $I_{H.TT} = 300 A, i_{y\partial} = 78.8 \kappa A$ $B\kappa = 31.5 \kappa A^2 \cdot c$ |
| 4 | $I_{H.TT} = 400 A, i_{y\partial} = 100 \kappa A$ $B\kappa = 40 \kappa A^2 \cdot c$ |
| 5 | $I_{H.TT} = 200 A, i_{y\partial} = 50 \kappa A$ $B\kappa = 20 \kappa A^2 \cdot c$ |
| 6 | $I_{H.TT} = 300 A, i_{y\partial} = 78.8 \kappa A$ $B\kappa = 31.5 \kappa A^2 \cdot c$ |
| 7 | $I_{H.TT} = 300 A, i_{y\partial} = 78.8 \kappa A$ $B\kappa = 31.5 \kappa A^2 \cdot c$ |
| 8 | $I_{H.TT} = 600 A, i_{y\partial} = 100 \kappa A$ $B\kappa = 40 \kappa A^2 \cdot c$ |

Вторичной нагрузкой трансформаторов тока на отходящих линиях так же является многофункциональный прибор ЩМКС120, совмещающий в себе

функции амперметра, счетчика активной и реактивной электрической энергии.

5.4 Выбор измерительных трансформатора напряжения на подстанции

Измерительные трансформаторы выбираются и проверяются по методике, изложенной в [13].

Условия выбора и проверки:

- номинальное напряжение U_n ;
- класс точности.

В ОРУ 35 принимаем к установке измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-СЭЩ-35, имеющие класс точности 0.5. Для защиты трансформатора напряжения устанавливается предохранитель типа ПКТ-101-35. Вторичной нагрузкой измерительных трансформаторов напряжения 35 кВ являются вольтметры типа Ц42704, которые позволяют измерять значения как междуфазных, так и фазных напряжений.

В ЗРУ 6 кВ принимаем к установке измерительные трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ-6, имеющие класс точности 0.2. Для защиты трансформатора напряжения устанавливается предохранитель типа ПКТ-101-6. Вторичной нагрузкой измерительных трансформаторов напряжения 6 кВ являются такие же вольтметры типа Ц42704 как и выбранные на стороне 35 кВ.

5.5 Выбор жестких шин

Сечение шины определяется по формуле:

$$s = \frac{I_{\max}}{j_s} ; \quad (36)$$

$$s = \frac{87.38}{1.3} = 67.21 \text{ мм}^2 .$$

Выбираем жесткую шину типа ОЖ-СЭЩ-35 с шириной 80 мм и толщиной 3 мм. Длительно допустимый ток - 630А.

Найдем значение минимального сечения шины по термической стойкости:

$$s_{min} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}; \quad (37)$$

$$s_{min} = \frac{\sqrt{5.33} \cdot 10^3}{66} = 35 \text{ мм}^2 .$$

Сила, действующая на шину при трехфазном коротком замыкании:

$$F_{max}^{\text{с}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{y0}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_p; \quad (38)$$

$$F_{max}^{\text{с}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1.09} \cdot 3.6 \cdot 13850^2 \cdot 1 \cdot 1 = 109.73 \text{ Н}.$$

Значение момента сопротивления поперечного сечения шины:

$$W = \frac{\pi \cdot D^4 - d^4}{32D}; \quad (39)$$

$$W = \frac{\pi \cdot 8^4 - 6^4}{32 \cdot 8} = 34.3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3 .$$

Значение напряжения в материале шины:

$$\sigma_{max} = \frac{F_{max}^{\text{с}}}{\lambda \cdot W}; \quad (40)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{109.73}{8 \cdot 34.34 \cdot 10^{-6}} = 0.4 \text{ МПа}$$

«Момент инерции поперечного сечения шины» [13]:

$$J = \frac{\pi \cdot D^4 - d^4}{64}. \quad (41)$$

$$J = \frac{\pi \cdot 8^4 - 6^4}{64} = 137 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

«Частота собственных колебаний» [13]:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (42)$$

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 3.6^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 137 \cdot 10^{-8}}{2.77}} = 22.5 \text{ Гц}.$$

Так как найденное значение частоты меньше 30 Гц, то механический резонанс не возникает.

5.6 Выбор опорных изоляторов

Жесткие шины в ОРУ 35 кВ устанавливаются на опорные изоляторы. Для установки выбираем изоляторы типа ИОС-35-1000.

Опорные изоляторы выбираются и проверяются по методике, изложенной в [13].

Условия выбора и проверки:

- номинальное напряжение U_n ;
- допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\max} \leq F_{\text{дон}}; \quad (43)$$

$$F_{\text{дон}} = 0.6 \cdot F_{\text{разруш}} \cdot \frac{H_u}{H}; \quad (44)$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (45)$$

$$H = 0.5 + 1 + \frac{0.08}{2} = 1.54,$$

тогда

$$F_{\text{дон}} = 0.6 \cdot 10000 \cdot \frac{0.5}{1.54} = 1948 \text{ Н}.$$

Условие (43) выполняется:

$$109.43 \text{ Н} < 1948 \text{ Н}$$

5.7 Выбор гибких шин

В качестве гибких шин в ОРУ 35 кВ используем сталеалюминевые провода.

Сечение гибких шин найдем по формуле (36):

$$s = \frac{87}{1.3} = 67 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод ближайшего сечения АС-50. Максимальный длительно допустимый ток провода составляет 210 А, что превышает максимально возможное значение тока в линии 87 А.

Максимальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_o}} \right); \quad (46)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.48}} \right) = 35.57 \text{ кВ / м.}$$

Значение напряженности около провода:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_o \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_o}}; \quad (47)$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 35}{0.48 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 50}{0.48}} = 12.19 \text{ кВ / см.}$$

Условием отсутствия короны является выполнение неравенства:

$$1.07E < 0.9E_0; \quad (48)$$

$$13.04 \text{ кВ / м} < 32 \text{ кВ / м.}$$

Поскольку условие выполняется, то провод не коронирует.

Гибкие шины на стороне низкого напряжения выбираем аналогичным образом, кроме выполнения проверки на коронирование.

Сечение гибких шин найдем по формуле (35):

$$s = \frac{I_{\max}}{j_s} = \frac{513}{1.3} = 395 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод сечения АС-185. Максимальный длительно допустимый ток провода составляет 515 А, что превышает максимально возможное значение тока в линии 513 А.

5.8 Выбор ограничителя перенапряжений

На стороне 35 кВ выбираем ограничитель перенапряжений типа ОПН-РК-35.

6 Определение расчетных уставок устройств микропроцессорной релейной защиты на ПС

В качестве устройства защиты силового трансформатора выбираем микропроцессорный блок «Сириус-Т» выпускаемый фирмой «Радиус автоматика». Этот блок выполняет функции основных защит силовых трансформаторов с напряжением ВН от 35 кВ до 220 кВ.

Внешний вид блока представлен на рисунке 6.



Рисунок 6 - Внешний вид блока «Сириус-Т»

Блок «Сириус-Т» присоединяется к выводам трансформаторов тока, устанавливаемых на сторонах ВН и НН силового трансформатора.

Согласно инструкции к блоку «Сириус-Т» трансформаторы тока и со стороны ВН и со стороны НН соединяются в звезду. Устранение фазного сдвига и выравнивание значения вторичного тока выполняется внутри цифрового устройства.

Блок «Сириус-Т» реализует следующие функции:

- «двухступенчатая дифференциальная защита» [15-17] включает в себя две ступени:

- «ДЗТ1 - быстродействующая дифференциальная токовая отсечка» [18];

- «ДЗТ2 - чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания» [18];

- «цифровое выравнивание величины и фазы токов плечей дифференциальной защиты» [18];

- «контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию» [18];

- «входы отключения от газовой защиты трансформатора с возможностью перевода действия на сигнал» [18];

- «защита от перегрузки с действием на сигнализацию» [18].

6.1 Расчет базовых параметров ДЗТ

Методика расчета уставок взята из [18].

«Номинальные токи сторон силового трансформатора» [18]:

$$I_{н.пер.} = \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (49)$$

$$I_{н.пер_ВН} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62.42 \text{ А},$$

$$I_{н.пер_НН} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 366.57 \text{ А}.$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне ВН - 100/5, на стороне НН - 600/5.

Схема соединения трансформатора тока на стороне ВН - Y, на стороне НН - Y.

«Вторичные номинальные токи сторон, соответствующие номинальной

мощности трансформатора» [18]:

$$I_{н.втор} = \frac{I_{н.пер} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}}, \quad (50)$$

$$I_{н.втор_ВН} = \frac{62.42 \cdot 1}{20} = 3.12 \text{ А},$$

$$I_{н.втор_НН} = \frac{366.57 \cdot 1}{120} = 3.05 \text{ А}.$$

Принятые значения уставок: $I_{баз.ВН} = 3.12 \text{ А}$, $I_{баз.НН} = 3.05 \text{ А}$.

6.2 Выбор уставок ДЗТ2

«Относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора» [18]:

$$I_{нб.расч*} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}; \quad (51)$$

$$I_{нб.расч*} = 2.510.05 + 0 + 0.04 = 0.165 \text{ о.е.}$$

«Базовая уставка ступени, определяющая чувствительность рассматриваемой ступени защиты» [18]:

$$I_{d1} / I_{баз} \geq K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч*}; \quad (52)$$

$$I_{d1} / I_{баз} \geq 1.20.165 = 0.198.$$

Принимаем базовую уставку срабатывания равной 0,3.

«Коэффициент снижения тормозного тока» [18]:

$$K_{СН.Т} = 1 - 0.5I_{нб.расч*}, \quad (53)$$

$$K_{CH.T} = 1 - 0.50 \cdot 1.65 = 0.92.$$

Расчетный коэффициент торможения в процентах» [18]:

$$K_{торм} = 100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч}^* / K_{CH.T}, \quad (54)$$

$$K_{торм} = 100 \cdot 1.3 \cdot 0.165 / 0.92 = 23.32.$$

Выбранная уставка коэффициента торможения $K_{торм}\% = 24$.

Выбранная уставка второй точки излома $I_{т2}/I_{ном} = 2$.

Выбранная уставка блокировки по второй гармонике $I_{д2}/I_{д1} = 0,15$.

6.3 Выбор уставок ДЗТ1

«Максимальный ток внешнего КЗ на стороне НН, приведенный к стороне ВН» [18] составляет 545 А.

«Расчетный ток максимального внешнего КЗ

$$I_{кз.внеш.мах}^* = I_{кз.внеш.мах} / I_{н.ВН}, \quad (55)$$

$$I_{кз.внеш.мах}^* = 545 / 62.42 = 8.7.$$

«Ток небаланса при внешнем КЗ

$$I_{нб} = K_{ОТС} \cdot K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав} \cdot I_{кз.внеш.мах}^*; \quad (56)$$

$$I_{нб} = 1.5 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 0.05 + 0 + 0.04 \cdot 8.7 = 2.48.$$

Выбранная уставка - 4

Кроме ДЗТ для защиты силового трансформатора устанавливаем газовую защиту.

Со стороны 35 кВ силового трансформатора подключаются: ДЗТ, токовая отсечка и максимальная токовая защита.

Со стороны 6 кВ силового трансформатора подключаются: ДЗТ и максимальная токовая защита.

На секционном выключателе 6 кВ устанавливаются максимальная токовая защита и АВР.

Для защиты отходящих линий применяются: токовая отсечка и максимальная токовая защита.

7 Расчет нагрузки системы собственных нужд ПС «Береговая»

К потребителям собственных нужд на подстанции «Береговая» относятся: подогрев шкафов комплектного распреустройства и отопление самого помещения ЗРУ, подогрев приводов и питание электродвигателей высоковольтных выключателей [19, 20].

Выбор трансформатора собственных нужд выполняем по значению суммарной полной мощности потребителей умноженному на коэффициент загрузки:

$$S_{Т.с.н.} = \kappa_z \cdot \sum P_{i.с.н.}; \quad (57)$$

Нагрузка электродвигателей высоковольтных выключателей составляет 1.5x2 кВт.

Нагрузка подогрева шкафов комплектного распреустройства составляет 7 кВт.

Нагрузка системы отопления помещения ЗРУ составляет 7 кВт.

Нагрузка подогрева приводов разъединителей составляет 7.5x6 кВт.

Суммарное значение нагрузки составляет 62 кВт, а с учетом коэффициента загрузки равного 0,7 – 43,4 кВт.

Принимаем к установке на подстанции два силовых трансформатора собственных нужд ТМГ-63/6.

8 Расчет параметров контура заземления на подстанции

Для заземления электроустановок различных назначений и напряжений следует применять одно заземляющее устройство с наименьшим сопротивлением. Если заземляющее устройство одновременно используется в электроустановках до 1000 В и выше 1000 В с большими токами замыкания на землю (более 500А) то сопротивление заземляющего устройства в соответствии с ПУЭ в любое время года не должно превышать 0,5 Ом. Для заземляющих устройств любого назначения необходимо использовать в первую очередь естественные заземлители и искусственные заземляющие проводники. Если естественных заземлителей нет, или их использование не даст требуемых результатов, то принимают искусственные заземлители в виде стержней из угловой и прутковой стали, стальных полос. При этом необходимо разместить так элементы искусственного заземлителя (прутковая сталь, стальные полосы и др.), чтобы обеспечить по возможности равномерное распределение электрического потенциала на площади, занятой электрооборудованием (контуров вокруг зданий, выравнивание потенциалов у входов, въездов и т.п.) [21].

В качестве искусственных заземлителей на подстанции «Береговая» применяем стальные уголки 60х60х5 мм длиной три метра. Заземлители забиваем в ряд на 0.5 м от поверхности земли. Между соседними заземлителями оставляем по 9 метров. Соединяются заземлители друг с другом при помощи приваренной стальной полосы.

Расчет заземления выполнен в соответствии с [21].

«Допустимое сопротивление заземляющего устройства» [21]:

$$R_{\text{дон}} = \frac{R_{\text{эрунт}}}{100} \cdot R_3; \quad (58)$$

$$R_{\text{дон}} = \frac{30}{100} \cdot 4 = 1.2 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление растекания вертикального заземлителя» [21]:

$$R_g = 0.298 \cdot \rho_{p.v.} \cdot \kappa_c; \quad (59)$$

«Удельное сопротивление вертикального заземлителя» [21]:

$$\rho_{p.v.} = \kappa_c \cdot R_{\text{грунт}}; \quad (60)$$
$$\rho_{p.v.} = 1.5 \cdot 30 = 45 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Подставляя найденное значение в (59), определим значение R_g :

$$R_g = 0.298 \cdot 45 \cdot 1.5 = 20.12 \text{ Ом}.$$

«Количество вертикальных заземлителей» [21]:

$$n_g = \frac{R_g}{\eta_g \cdot R_{\text{дон}}}; \quad (61)$$
$$n_g = \frac{20.12}{0.44 \cdot 1.2} = 38.11 \text{ шт}$$

Предварительно принимаем 38 вертикальных заземлителей.

«Длина горизонтального заземлителя» [21]:

$$l_2 = a \cdot n_g; \quad (62)$$
$$l_2 = 3.538 = 133 \text{ м}.$$

«Сопротивления растекания горизонтального заземлителя» [21]:

$$R_2 = \frac{0.366 \cdot \rho_{p.z.}}{l_2} \cdot \lg \frac{2l_2^2}{b \cdot t_0}; \quad (63)$$

«Удельное сопротивление горизонтального заземлителя» [21]:

$$\rho_{p.z.} = \kappa_c \cdot R_{зрунт}; \quad (64)$$

$$\rho_{p.z.} = 2.5 \cdot 30 = 75 \text{ Ом}.$$

Подставляя найденное значение в (63), определим значение R_2 :

$$R_2 = \frac{0.366 \cdot 75}{133} \cdot \lg \frac{2 \cdot 133^2}{0.04 \cdot 0.5} = 1.31 \text{ Ом}.$$

«Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя» [21]:

$$R_2^{\cdot} = \frac{R_2}{\eta_2}; \quad (65)$$

$$R_2^{\cdot} = \frac{1.31}{0.24} = 5.46 \text{ Ом}.$$

«Сопротивление растеканию вертикальных заземлителей» [21]:

$$R_г^{\cdot} = \frac{R_2^{\cdot} \cdot R_{дон}}{R_2^{\cdot} - R_{дон}}; \quad (66)$$

$$R_г^{\cdot} = \frac{5.46 \cdot 1.2}{5.46 - 1.2} = 1.54 \text{ Ом}.$$

«Уточненное количество вертикальных заземлителей» [21]:

$$n_g = \frac{R_g}{\eta_g \cdot R_g}; \quad (67)$$

$$n_g = \frac{20.12}{0.44 \cdot 1.54} = 29.69 \text{ шт}$$

Окончательно принимаем к установке на подстанции 30 вертикальных заземлителей.

9 Определение параметров стержневой молниезащиты подстанции «Береговая»

На подстанции «Береговая» принимаем к установке два стержневых молниеотвода.

Расчет молниезащиты выполнен в соответствии с [22].

«Радиус горизонтального сечения r_x на высоте h_x » [22]:

$$r_x = \frac{r_o \cdot h_o - h_x}{h_o}; \quad (68)$$

«Радиус конуса [22]:

$$\begin{aligned} r_o &= 1.2h; & (69) \\ r_o &= 1.215.85 = 19.02 \text{ м.} \end{aligned}$$

«Высота конуса [22]:

$$\begin{aligned} h_o &= 0.85h; & (70) \\ h_o &= 0.8513.85 = 13.47 \text{ м.} \end{aligned}$$

Подставляя найденные значения в (68), определим значение r_x :

$$r_x = \frac{19.02 \cdot 13.47 - 5.6}{13.47} = 11.11 \text{ м.}$$

Зона защиты представлена на чертеже А1.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе разработан проект по реконструкции электрической части подстанции 35/6 кВ «Береговая». Выполнен анализ загрузки трансформаторного оборудования подстанции, максимальная нагрузка согласно годового графика составляет 5.4 МВА при числе часов использования максимума нагрузки 6110 ч. С использованием годового графика нагрузки выполнен выбор количества и номинальной мощности трансформаторов подстанции «Береговая». По минимуму приведенных затрат для обоих вариантов был сделан вывод о целесообразности установки на подстанции силовых трансформаторов ТМ-4000/35. Произведен расчет значений токов КЗ, на стороне 35 кВ расчетное значение тока трехфазного короткого замыкания составило 5.4 кА, а на стороне 6 кВ – 3.2 кА. При реконструкции подстанции «Береговая» используется комплектная трансформаторная подстанция типа КТП-СЭЩ-Б(М), выпускаемая Самарским заводом «Электрощит». Тип оборудования, применяемого на комплектной подстанции, заложен заводом изготовителем, в работе были выбраны номинальные токи оборудования и выполнена его проверка на стойкость к токам короткого замыкания. В качестве устройства защиты силового трансформатора выбран микропроцессорный блок «Сириус-Т» выпускаемый фирмой «Радиус автоматика», произведен расчет уставок ДЗТ1 и ДЗТ2. К установке на подстанции приняты два силовых трансформатора собственных нужд ТМГ-63/6. Выполнены расчеты параметров контура заземления на подстанции и определены параметры стержневой молниезащиты подстанции «Береговая».

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети : учебник. М. : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015. 363 с.
2. Бартоломей П.А. Информационное обеспечение задач электроэнергетики: учебное пособие, 2-е изд., стер. М.: Флинта, Изд-во Урал. ун-та, 2017. 108 с.
3. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей [Электронный ресурс]. Электрон. дан. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 188 с. URL: <https://e.lanbook.com/book/72323> (дата обращения: 25.02.2019).
4. Hase Y. Handbook of Power System Engineering. England: John Wiley & Sons, 2015. 401 p.
5. Кобелев А.В., Кочергин С.В., Печагин Е.А. Режимы работы электроэнергетических систем : учебное пособие для бакалавров и магистров направления «Электроэнергетика». Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. 80 с.
6. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
7. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций : учебное пособие. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013. 92 с.
8. Seok H., Chen C. An intelligent wind power plant coalition formation model achieving balanced market penetration growth and profit increase // Renewable Energy. 2019. № 138, pp. 1134-1142.
9. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем : учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.

10. Пилипенко В.Т. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебно-методическое пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2014. 124 с.
11. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учебное пособие. М.: Форум, 2015. 368 с.
12. Hickey R.B., Robert B. Electrical Engineer's Portable Handbook. USA: McGraw-Hill Companies, 2012. 575 p.
13. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование : учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
14. Щербаков Е. Ф., Александров Д. С. Электрические аппараты: учебник. - М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2015. 304 с.
15. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.99-2011 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА». Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.
16. Ершов Ю.А. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. Красноярск : СФУ, 2014. 68 с.
17. Roman K. The Digital Information Age: An Introduction to Electrical Engineering. Cengage Learning, 2014. 400 p.
18. Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-Т». Руководство по эксплуатации. М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2018. 104 с.
19. Грунтович Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учеб. пособие. Минск : Новое знание ; М. : ИНФРА-М, 2017. 271 с.
20. Danilova O.V., Belayeva I.Y. The power grid complex of Russia: From informatization to the strategy of digital network development // Advances in Intelligent Systems and Computing. 2019. pp. 42-53.

21. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. Дата введения: 03.02.2012. ОАО «ФСК ЕЭС». 2012.

22. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 543 с.