

Тольятти 2017

Аннотация

В выпускной квалификационной работе представлена реконструкция распределительного устройства 110 кВ подстанции 220/110/10 кВ «Левобережная». Рассмотрено состояние оборудования подстанции. Выполнен расчет электрических нагрузок реконструируемой подстанции. Произведен выбор типа и мощности силовых автотрансформаторов. Рассчитаны токи короткого замыкания на стороне 110 кВ. Выбрана электрическая схема распределительного устройства 110 кВ. Рассмотрены несколько вариантов конструктивных решений по распределительному устройству 110 кВ. Произведен выбор электрических аппаратов и проводников 110 кВ. Рассчитана релейная защита распределительного устройства 110 кВ. Рассмотрена система постоянного оперативного тока. Произведен расчет заземления распределительного устройства 110 кВ. Выпускная квалификационная работа выполнена на 50 страницах, содержит 14 рисунков, 6 таблиц и 5 иностранных источников. Графическая часть работы выполнена на 6 чертежах формата А1.

Abstract

The topic of the given graduation project is Reconstruction of the Electrical Part of the Open 110 kV Switchgear of Levoberezhnaya 220/110/10 kV Substation.

The aims of the thesis are improving the reliability of electricity supply to consumers and ensuring the smooth operation of the substation.

The graduation project describes in details the solution of tasks that were set to achieve the goal. This study considers the state of the outdated and worn out electrical equipment of the substation. Based on the specified loads of consumers, we calculate the annual active and full power diagram of the substation. We make a choice of capacity of autotransformers and calculation of the losses of electric power. This study considers several variants of constructive solutions for switchgear. We determine the optimal electrical scheme of the 110 kV switchgear. Calculating short-circuit currents, we choose electrical apparatus and conductors. Next we calculate the relay protection of the 110 kV switchgear. This paper considers the system of constant operational current. For the safe operation of electrical installations, we calculate the earthing device of the switchgear.

In conclusion we would like to stress that in the modern world, due to the growth in production capacity, the demand for high-quality electricity is growing. Consequently, the need for modernization and reconstruction of substations is becoming increasingly important.

The thesis consists of an explanatory note on 50 pages, including 14 figures, 6 tables, including 5 foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets.

Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика объекта реконструкции.....	6
2 Расчет электрических нагрузок подстанции.....	9
3 Выбор типа и мощности силовых автотрансформаторов.....	12
4 Выбор электрической схемы распределительного устройства 110 кВ.....	17
5 Определение токов короткого замыкания.....	18
6 Конструктивное решение по распределительному устройству 110 кВ.....	24
7 Выбор электрических аппаратов и проводников.....	26
8 Релейная защита распределительного устройства 110 кВ.....	40
9 Система оперативного постоянного тока.....	44
10 Расчет заземления распределительного устройства 110 кВ.....	45
Заключение.....	48
Список использованных источников.....	49

Введение

Одна из самых значимых задач, стоящих перед электроэнергетикой Российской Федерации, заключается в полной или частичной замене электрооборудования, расположенного на энергетических объектах.

Эксплуатация устаревшего оборудования приводит к увеличению риска возникновения аварийных ситуации, увеличению потерь активной мощности и ухудшению качества электрической энергии, что негативно сказывается на потребителях.

Актуальность выпускной квалификационной работы состоит в том, что морально и физически устаревшее электрооборудование распределительных устройств нуждается в замене или модернизации. Без совершенствования распределительных устройств невозможно стабильное и надежное электроснабжение промышленных предприятий и жилых комплексов.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ состояния оборудования открытого распределительного устройства 110 кВ подстанции 220/110/10 кВ «Левобережная» и полная реконструкция ОРУ 110 кВ.

Поставленная цель достигается путем решения следующих задач:

- оценка состояния электротехнического оборудования распределительного устройства 110 кВ;
- расчет нагрузок подстанции, который включает в себя определение потребления электроэнергии и построение годового графика полной мощности;
- выбор типа и мощности автотрансформаторов;
- выбор электрической схемы и конструктивного решения по распределительному устройству 110 кВ;
- выбор нового электрооборудования и проводников;
- расчет релейной защиты распределительного устройства 110 кВ;
- применение новой системы оперативного тока;
- расчет заземляющего устройства.

1 Характеристика объекта реконструкции

Объектом реконструкции является подстанция 220/110/10 кВ «Левобережная», введенная в эксплуатацию в 1961 году. Она принадлежит ПАО «ФСК ЕЭС» и эксплуатируются МЭС Волги.

Данная подстанция находится в Самарской области, г. Тольятти. В настоящее время подстанция осуществляет транзит мощности из сети 220 кВ в сеть 110 кВ. Она обеспечивает электроснабжение трех городских районов, включая ряд социальных объектов, и промышленной зоны города Тольятти, в том числе таких предприятий, как ОАО «ТольяттиКаучук», ОАО «Электротехнический завод», ТООЗ, ОАО «Волгацеммаш», ТЭЦ Волжского автозавода.

На подстанции установлены два автотрансформатора типа АТДЦТН-240000/220/110 мощностью 240 МВА каждый. Один из автотрансформаторов был введен в эксплуатацию в 1970 г., другой – в 1983 г.

На стороне 220 кВ подстанция выполнена по схеме «две рабочие системы шин с обходной», с отдельным обходным и шиносоединительным выключателями. Распределительное устройство 220 кВ выполнено открытым. Оно состоит из разъединителей РДЗ-220 и РЛНЗ-220, выключателей ВВН-220, трансформаторов тока ТФНД-220 и ТФМЗ-220, трансформаторов напряжения НКФ-220, разрядников РВМГ-220М и РВС-220. К открытому распределительному устройству 220 кВ подходят следующие воздушные линии:

- Левобережная - ТЭЦ ВАЗ I цепь (длиной 29,5 км, выполненная проводом АСО-400);
- Левобережная - ТЭЦ ВАЗ II цепь (длиной 29,5 км, выполненная проводом АСО-400);
- Левобережная - Васильевская (длиной 12,86 км, выполненная проводом АС-500).

- Левобережная - Жигулевская ГЭС I цепь (длиной 11,2 км, выполненная проводом АСО-480);

- Левобережная - Жигулевская ГЭС II цепь (длиной 11,2 км, выполненная проводом АСО-480);

Распределительное устройство 110 кВ также выполнено открытым и осуществлено по схеме «две рабочие системы шин с обходной», с отдельным обходным и шиносоединительным выключателями. Оно состоит из выключателей ВВН-110, разъединителей SONK-110, РДЗ-110, РОНЗ-110 и РЛНД-110, трансформаторов тока ТФНД-110, трансформаторов напряжения НКФ-110, разрядников РВС-110. К открытому распределительному устройству 110 кВ подключены следующие воздушные линии:

- Левобережная - Комсомольская (длиной ~10 км) с отпайкой на тяговую подстанцию 110 кВ Жигулевское море (Комсомольская-3);

- Левобережная - Жигулевское море (длиной ~9 км) с отпайкой с одной цепи на МИС (Комсомольская-4);

- Левобережная - Курумоч (длиной ~39 км) с отпайкой на Винтай (Левобережная-2);

- Левобережная - Агрегат (длиной ~4 км) (Левобережная-1);

- Левобережная – ГПП-2 Фосфор IV цепь (длиной 8 км) (Химзавод-4);

- Левобережная – ГПП-2 Фосфор III цепь (длиной 8 км) (Химзавод-3);

- Левобережная - Тольяттинская ТЭЦ II цепь (длиной~7км, выполненная проводом: АС-185) с отпайками на ГПП1-Изопрен (Ставрополь-2);

- Левобережная - Тольяттинская ТЭЦ I цепь (длиной~7км. выполненная проводом: АС-185) (Ставрополь-1);

- Левобережная - Васильевская (длиной~8км) (Левобережная-3);

- Левобережная – ГПП-2 ТТ (длиной ~5 км) с отпайками на ГПП-1 Изорпен (ЭТЗ);

- Левобережная - Тольяттинская ТЭЦ IV цепь (длиной~7км) с отпайками (Ставрополь-4);

- Левобережная - Тольяттинская ТЭЦ I цепь (длиной~7км. выполненная проводом: АС-185) отпайками (Ставрополь-3);

- Левобережная – Восточная II цепь (длиной ~2 км), с отпайками на ГПП-2 ВЦМ (Восточная-2);

- Левобережная – Восточная I цепь (длиной ~2 км), с отпайками (Восточная-1);

- Левобережная – Водозабор-2 (длиной -1 км) с отпайкой на Котельную (ВДН-СК);

- Левобережная - МИС (длиной 6,7 км) с отпайкой на Котельную (МИС);

Также намечается присоединение двухцепной воздушной линии 110 кВ Левобережная – Синтезкаучук.

Со стороны 10 кВ выполнено питание собственных нужд подстанции. Кроме того, учитывая важность подстанции «Левобережная», предусмотрено независимое резервное питание собственных нужд от подстанции «СК» по воздушной линии 6 кВ. Резервирование собственных нужд выполнено по стороне 0,4 кВ через АВР.

В существующем здании ОПУ размещаются: главный щит управления, релейный щит, щит собственных нужд, щит постоянного тока, аккумуляторная, комната связи и служебные помещения

Для питания устройств релейной защиты и автоматики на подстанции принят постоянный оперативный ток напряжением 220 В. В качестве источника постоянного тока используется аккумуляторная батарея.

2 Расчет электрических нагрузок подстанции

На основании данных нагрузок был построен годовой график активной мощности (рисунок 1).

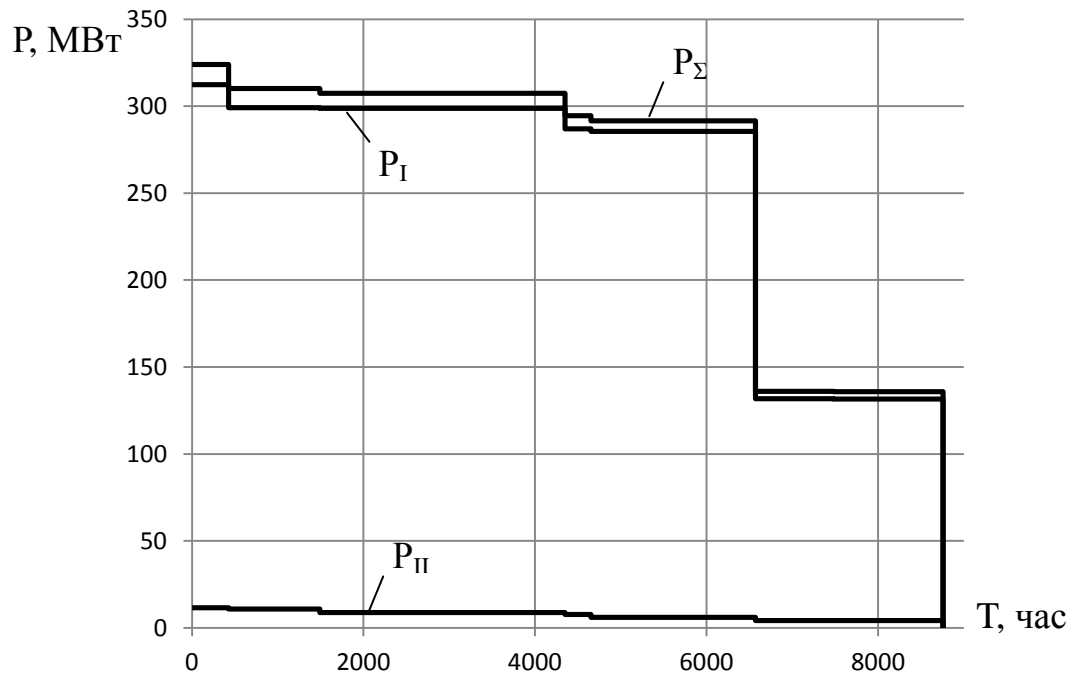


Рисунок 2.1 - Годовой график активной мощности

По известному годовому графику активной мощности определим значения потребляемой электроэнергии:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in} \quad (2.1)$$

- потребители I:

$$W_I = 312,4 \cdot 426 + 299,2 \cdot 1064 + 298,7 \cdot 2859 + 286,9 \cdot 304 + 285,5 \cdot 1917 + \\ + 131,8 \cdot 912 + 131,6 \cdot 1278 = 2228322 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

- потребители II:

$$W_{II} = 11,6 \cdot 426 + 10,9 \cdot 1064 + 8,79 \cdot 2859 + 7,73 \cdot 304 + 5,96 \cdot 1917 + 4,22 \cdot 912 + 4,2 \cdot 1278 = 64661,3 \text{ MBm} \cdot \text{ч};$$

- по подстанции в целом:

$$W_{ПС} = \sum W_n = 2228322 + 64661,3 = 2292983,3 \text{ MBm} \cdot \text{ч}$$

Определим значение продолжительности наибольшей годовой нагрузки подстанции:

$$T_{\text{м}} = \frac{W_{ПС}}{\sum P_{\text{max}}} \quad (2.2)$$

$$T_{\text{м}} = \frac{2292983,3}{324} = 7077,1 \text{ ч}$$

Определим коэффициент заполнения графика нагрузки подстанции:

$$K_{\text{зан}} = \frac{T_{\text{м}}}{8760} \quad (2.3)$$

$$K_{\text{зан}} = \frac{7077,1}{8760} = 0,81$$

Определим максимальную полную мощность по формуле:

$$S_{in}(t) = \frac{P_{in}(t)}{\cos \varphi_{in}} \quad (2.4)$$

- потребители I:

$$S_I = \frac{324}{0,91} = 342 \text{ MVA};$$

- потребители II:

$$S_{II} = \frac{11,6}{0,64} = 18 \text{ MVA};$$

- по подстанции в целом:

$$S_{\max}^{ПС} = \sum S_n^i = S_I + S_{II} = 324 + 18 = 360 \text{ MVA}$$

На основании полученных результатов построим годовой график полной мощности (рисунок 2).

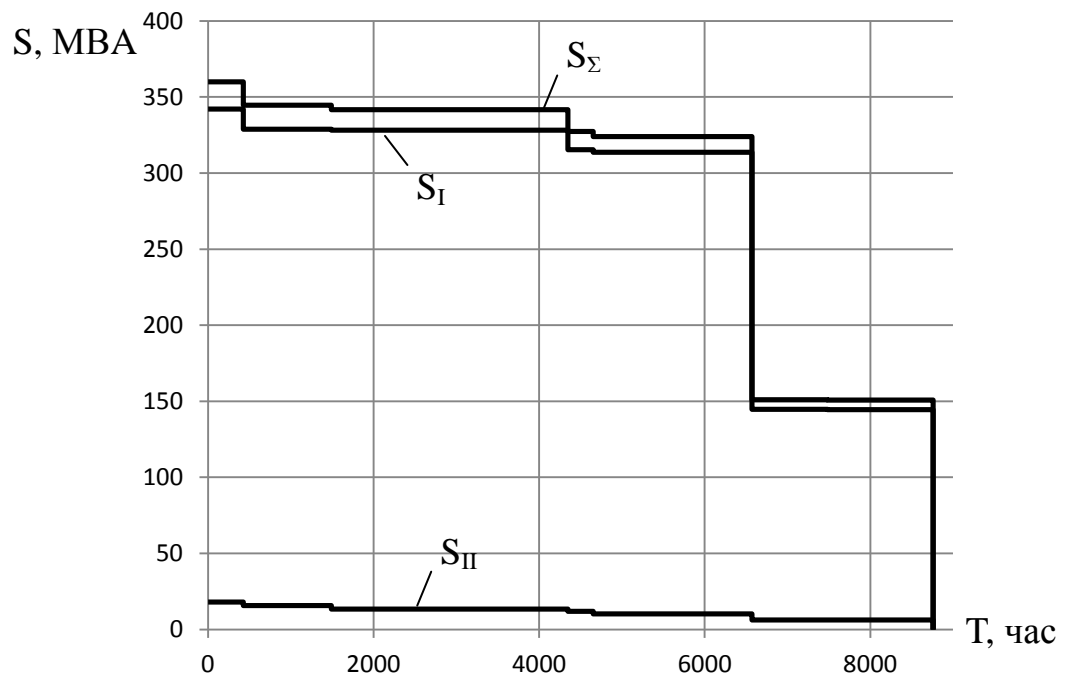


Рисунок 2.2 – Годовой график полной мощности

3 Выбор типа и мощности силовых автотрансформаторов

Так как на подстанции функционируют старые автотрансформаторы, принимаем решение об установке нового силового электрооборудования. Допустимую номинальную мощность устанавливаемого автотрансформатора с учетом коэффициента перегрузки определим по выражению:

$$S_{ном.Т} = K_{1-2} \cdot \frac{S_{max ПС}}{K_{пер}} \quad (3.1)$$

$$S_{ном.Т} = 0,8 \cdot \frac{36}{1,4} = 205,7 \text{ МВА}$$

На основании полученного значения $S_{ном.Т}$ подстанции по шкале мощностей силовых автотрансформаторов выбираем ближайший по мощности автотрансформатор: для дальнейшего рассмотрения принимаем автотрансформаторы мощностью 250 МВА.

Выбираем автотрансформаторы марки АТДЦТН-250000/220/110/10. Каталожные данные представим в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Каталожные данные трансформатора АТДЦТН-250000/220/110/10

Тип	$S_{ном.Т}$, МВА	Каталожные данные								
		$U_{ном}$ обмоток, кВ			u_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	СН	НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН			
АТДЦТН- 250000/220/110/10	250	230	121	10,5	11	32	20	400	120	0,1

Определим потери мощности в автотрансформаторе по формуле:

$$P'_T = P'_x + k_{3.в}^2 \cdot P'_{к.в} + k_{3.с}^2 \cdot P'_{к.с} + k_{к.н}^2 \cdot P'_{к.н}, \quad (3.2)$$

где коэффициенты загрузки обмоток автотрансформатора:

$$k_{3.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{360000}{250000} = 1,4; \quad k_{3.с} = \frac{S_C}{S_{ном.Т}} = \frac{342000}{250000} = 1,36;$$

$$k_{к.н} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{18000}{250000} = 0,07$$

Рассчитаем потери активной мощности в режиме холостого хода:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x, \quad (3.3)$$

$$P'_x = 120 + 0,05 \cdot 250 = 132,5 \text{ кВт},$$

где потери реактивной мощности:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (3.4)$$

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

Определим потери активной мощности к.з. для каждой обмотки трехобмоточного автотрансформатора:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.в}; \quad P'_{к.с} = P_{к.с} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.с}; \quad P'_{к.н} = P_{к.н} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н}, \quad (3.5)$$

где потери активной мощности к.з. каждой обмотки автотрансформатора при полной их загрузки определим по формуле:

$$P_{\kappa.\theta} = P_{\kappa.c} = P_{\kappa.H} = 0,5 \cdot \Delta P_{\kappa.BH-HH} = 0,5 \cdot 400 = 200 \text{ кВт},$$

а потери реактивной мощности каждой обмотки трехобмоточного автотрансформатора в режиме к.з. из выражений:

$$Q_{\kappa.\theta} = \frac{U_{\kappa.\theta}(\%)}{100} \cdot S_{ном.T} = \frac{11,5}{100} \cdot 250000 = 28750 \text{ квар};$$

$$Q_{\kappa.c} = \frac{U_{\kappa.c}(\%)}{100} \cdot S_{ном.T} = \frac{0}{100} \cdot 250000 = 0 \text{ квар};$$

$$Q_{\kappa.H} = \frac{U_{\kappa.H}(\%)}{100} \cdot S_{ном.T} = \frac{20,5}{100} \cdot 250000 = 51250 \text{ квар},$$

где

$$U_{\kappa.\theta} = 0,5 \cdot (u_{\kappa.BH-HH} + u_{\kappa.BH-CH} - u_{\kappa.CH-HH}) = 0,5 \cdot (32 + 11 - 20) = 11,5\% ;$$

$$U_{\kappa.c} = 0,5 \cdot (u_{\kappa.BH-CH} + u_{\kappa.CH-HH} - u_{\kappa.BH-HH}) = 0,5 \cdot (11 + 20 - 32) = 0\% ;$$

$$U_{\kappa.H} = 0,5 \cdot (u_{\kappa.BH-HH} + u_{\kappa.CH-HH} - u_{\kappa.BH-CH}) = 0,5 \cdot (32 + 20 - 11) = 20,5\% ;$$

Тогда

$$P'_{\kappa.\theta} = 200 + 0,05 \cdot 28750 = 1637,5 \text{ кВт};$$

$$P'_{\kappa.c} = 200 + 0,05 \cdot 0 = 200 \text{ кВт};$$

$$P'_{\kappa.H} = 200 + 0,05 \cdot 51250 = 2762,5 \text{ кВт}.$$

Используя расчетные годовые графики нагрузки для каждой обмотки – S_B, S_C, S_H определим потери электроэнергии в автотрансформаторах:

$$\begin{aligned} \Delta W_{ПC} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{k.\theta i} + \sum \Delta W_{k.ci} + \sum \Delta W_{k.Hi} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.\theta} \cdot k_{3.\theta}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.c} \cdot k_{3.c}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.H} \cdot k_{\kappa.H}^2 \cdot T_i \right) \end{aligned} \quad (3.6)$$

Расчетные данные по потерям электроэнергии в автотрансформаторах сведем в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Расчетные данные в варианте с автотрансформатором АТДЦТН-250000/220/110/10

i	S _{Bi} , МВА	S _{Si} , МВА	S _{Hi} , МВА	n _i	T _i	ΔW _{xi} , кВт·ч	k ² _{3.Bi}	k ² _{3.Ci}	k ² _{3.Hi}	ΔW _{K.Bi} , кВт·ч	ΔW _{K.Ci} , кВт·ч	ΔW _{K.Hi} , кВт·ч
1	360	342	18	2	426	112890	2,1	1,9	0,005	732453	80940	2942
2	344,6	328,8	15,8	2	1064	281960	1,9	1,7	0,004	1655185	180880	5878
3	341,7	328,2	13,5	2	2859	757635	1,9	1,7	0,003	4447532	486030	11847
4	327,3	315,3	12	2	304	80560	1,7	1,6	0,002	423130	48640	840
5	323,9	313,7	10,2	2	1917	508005	1,7	1,6	0,002	2668224	306720	5296
6	151,1	144,8	6,3	2	912	241680	0,4	0,3	0,001	298680	27360	1260
7	150,9	144,6	6,3	2	1278	338670	0,4	0,3	0,001	418545	38340	1765
						ΣΔW _{xi} = 2321400						ΣΔW _{Ki} = 11842487

Экономическая нагрузка автотрансформаторов для подстанции:

$$S_{э.ПС} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} \quad (3.7)$$

$$S_{э.ПС} = 250000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{132,5}{1637,5}} = 100570,9 \text{ кВА}$$

Определим экономическую целесообразность выбора автотрансформаторов:

$$З_{np} = E_H \cdot K + I_o + I_s, \quad (3.8)$$

где I_o – отчисления за год, руб.:

$$I_o = p_{сум} \cdot K \quad (3.9)$$

$$I_o = 0,084 \cdot 164138000 = 13787592 \text{ руб.};$$

$I_{\text{г}}$ – годовые потери электроэнергии в автотрансформаторах, руб.:

$$I_{\text{г}} = \Delta W_{\text{ТС}} \cdot \left(\frac{\alpha}{T_{\text{М}}} + \beta \right) \quad (3.10)$$

$$I_{\text{г}} = 14163887 \cdot \left(\frac{270}{7077,1} + 0,9 \right) = 13287868 \text{ руб.},$$

Тогда

$$Z_{\text{нр}} = 0,15 \cdot 164138000 + 13787592 + 13287868 = 51696160 \text{ руб.}$$

4 Выбор электрической схемы распределительного устройства 110 кВ

Электрическая схема распределительного устройства должна приниматься с таким условием, чтобы она обеспечивала надежность, перспективу развития, производство ремонта и безопасность при функционировании.

В данной работе для распределительного устройства 110 кВ выбираем схему с двумя одиночными рабочими секционированными выключателями системами шин с подключением автотрансформаторов через два выключателя.

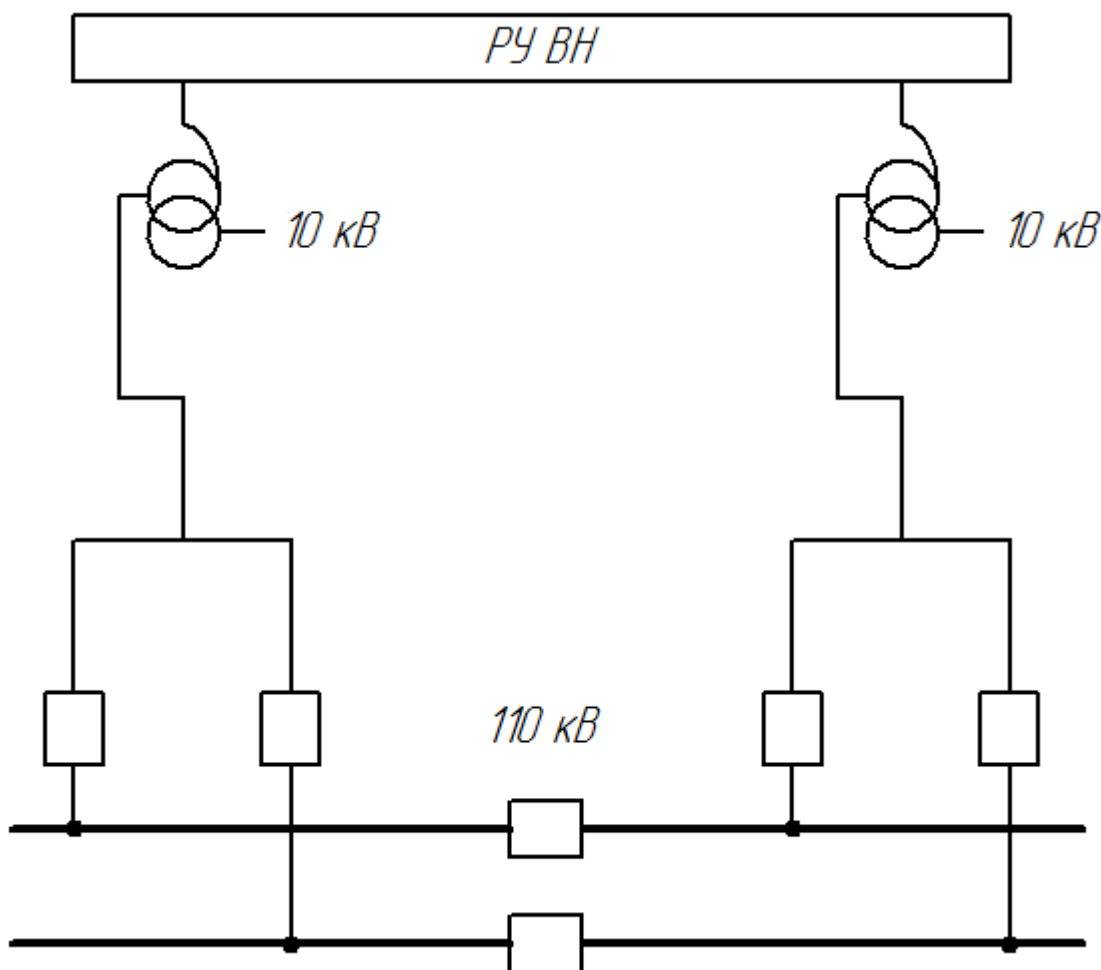


Рисунок 4.1 – Электрическая схема распределительного устройства 110 кВ

5 Определение токов короткого замыкания

Определение токов к.з. нужно для того, чтобы определить оптимальные характеристики электрооборудования и проводников, а также для проектирования и реконструкции заземляющих устройств и т. д.

Произведём расчёт трёхфазного к.з. для схемы, представленной на рисунке 5.1

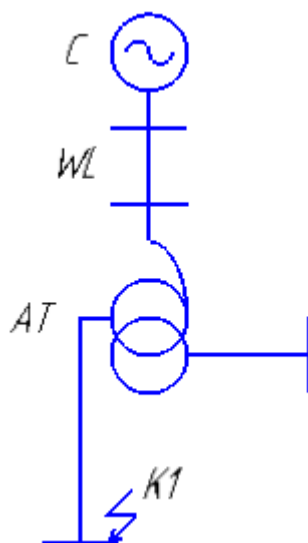


Рисунок 5.1 - Расчётная схема

По данной расчётной схеме построим схему замещения (рисунок 5.2).

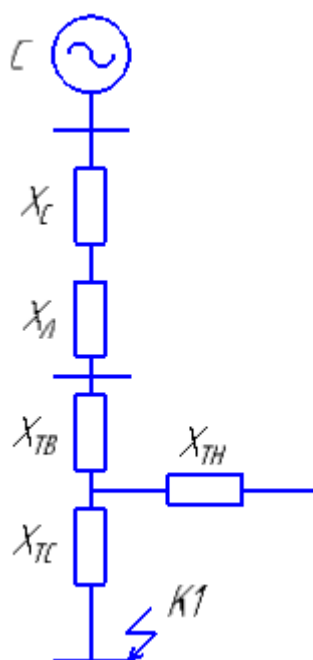


Рисунок 5.2 - Схема замещения

Предварительно принимаем значение базисной мощности $S_{\bar{6}} = 1000$ МВА и сверхпереходной ЭДС для системы $E''_{\bar{6},c} = 1,0$.

Произведем расчет сопротивлений схемы замещения:

- система:

$$x_{\bar{6},c} = \frac{S_{\bar{6}}}{S_K}, \quad (5.1)$$

$$x_{\bar{6},c} = \frac{1000}{3250} = 0,31;$$

- автотрансформатор:

$$x_{\bar{6},T} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{ном.T}}, \quad (5.2)$$

$$x_{\bar{6},T_B} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,46;$$

$$x_{\bar{6},T_C} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0;$$

$$x_{\bar{6},T_H} = \frac{20,5}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,82;$$

- линия электропередачи:

$$x_{\bar{6},л} = x_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{cp}^2}, \quad (5.3)$$

$$x_{\bar{6},л} = 0,4 \cdot 29,5 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,22.$$

Результирующее сопротивление находится по формуле:

$$x_{рез(\bar{6})} = x_{\bar{6},c} + x_{\bar{6},л} + x_{\bar{6},T} \quad (5.4)$$

Произведем расчет тока короткого замыкания в точке К1.

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$x_{рез(\delta)} = x_{\delta,c} + x_{\delta,л} + x_{\delta,T_B} + x_{\delta,T_C} = 0,31 + 0,22 + 0,46 + 0 = 0,99$$

Определение базисного тока производится по выражению:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (5.5)$$

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Рассчитаем трехфазный ток к.з.

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{\delta}''}{x_{рез(\delta)}} \cdot I_{\delta} \quad (5.6)$$

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{0,99} \cdot 5,02 = 5,07 \text{ кА}$$

Вычисление ударного тока короткого замыкания производится по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(n)} \cdot k_{y\delta} \quad (5.7)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 5,07 \cdot 1,8 = 12,9 \text{ кА}$$

Составим схемы замещения для расчета несимметричных токов короткого замыкания (рисунки 5.3, 5.4, 5.5).

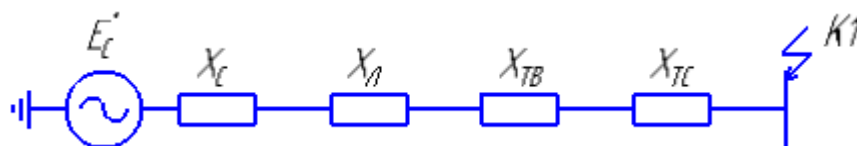


Рисунок 5.3 – Схема замещения прямой последовательности

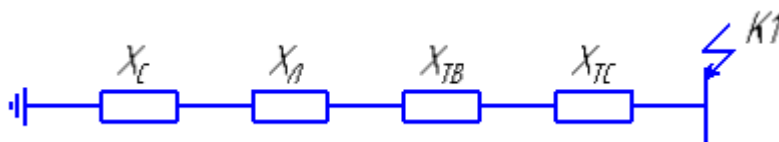


Рисунок 5.4 – Схема замещения обратной последовательности

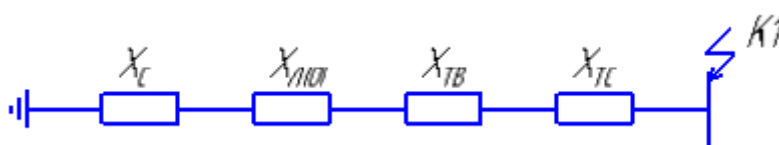


Рисунок 5.5 – Схема замещения нулевой последовательности

Вычислим результирующее сопротивление схемы замещения прямой последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x_{\bar{c},c} + x_{\bar{c},l} + x_{\bar{c},T_B} + x_{\bar{c},T_C} = 0,31 + 0,22 + 0,46 + 0 = 0,99.$$

Рассчитаем результирующее сопротивление схемы замещения обратной последовательности:

$$x_{2\Sigma} = x_{\bar{c},c} + x_{\bar{c},l} + x_{\bar{c},T_B} + x_{\bar{c},T_C} = 0,31 + 0,22 + 0,46 + 0 = 0,99;$$

Рассчитаем результирующее сопротивление схемы замещения нулевой последовательности.

Найдем сопротивление линии при нулевой последовательности:

$$x_{L(0)} = \left(\frac{x_0}{x_1} \right) \cdot x_L \quad (5.8)$$

$$x_{Л(0)} = 4,7 \cdot 0,22 = 1$$

Тогда

$$x_{0\Sigma} = x_{\bar{o},c} + x_{л(0)} + x_{\bar{o},T_B} + x_{\bar{o},T_C} = 0,31 + 1 + 0,46 + 0 = 1,77$$

Определим токи двухфазного КЗ, двухфазного и однофазного КЗ на землю.

Определим добавочное сопротивление для каждого вида КЗ:

$$x_{\Delta}^{(1)} = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma} \quad (5.9)$$

$$x_{\Delta}^{(2)} = x_{2\Sigma} \quad (5.10)$$

$$x_{\Delta}^{(1,1)} = \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \quad (5.11)$$

$$x_{\Delta}^{(1)} = 0,99 + 1,77 = 2,76$$

$$x_{\Delta}^{(2)} = 0,99$$

$$x_{\Delta}^{(1,1)} = \frac{0,99 \cdot 1,77}{0,99 + 1,77} = 0,63$$

Найдем ток прямой последовательности для каждого вида КЗ:

$$I_1^{(n)} = \frac{E_{\bar{o}}''}{x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^{(n)}} \quad (5.12)$$

$$I_1^{(1)} = \frac{1}{0,99 + 2,76} = 0,27$$

$$I_1^{(2)} = \frac{1}{0,99 + 0,99} = 0,51$$

$$I_1^{(1,1)} = \frac{1}{0,99 + 0,63} = 0,62$$

Определим значение тока для каждого вида КЗ:

$$I_{n,o}^{(n)} = I_1^{(n)} \cdot m^{(n)} \cdot I_{\bar{o}} \quad (5.13)$$

$$I_{n,o}^{(1)} = 0,27 \cdot 3 \cdot 4,77 = 3,86 \text{ кА}$$

$$I_{n,o}^{(2)} = 0,51 \cdot \sqrt{3} \cdot 4,77 = 4,21 \text{ кА}$$

$$I_{n,o}^{(1,1)} = 0,62 \cdot \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,63}{2,76}} \cdot 4,77 = 4,5 \text{ кА}$$

Ударные токи короткого замыкания рассчитаем по формуле (5.7):

$$i_{y\bar{o}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 3,86 \cdot 1,8 = 9,8 \text{ кА}$$

$$i_{y\bar{o}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 4,21 \cdot 1,8 = 10,7 \text{ кА}$$

$$i_{y\bar{o}}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot 4,5 \cdot 1,8 = 11,5 \text{ кА}$$

6 Конструктивное решение по распределительному устройству 110 кВ

При составлении перечня электрооборудования и зданий необходимо учитывать параметры подстанции и принятые схемы электрических соединений. Для упрощения и удешевления реконструкции распределительного устройства целесообразно использовать укрупненные узлы конструкций заводского изготовления

В данной работе рассмотрим два варианта исполнения распределительного устройства 110 кВ.

Вариант 1 – закрытое распределительное устройство 110 кВ с применением ячеек КРУЭ.

В данном варианте предполагается строительство закрытого распределительного устройства 110 кВ совмещенного с оперативным пунктом управления. Исходя из стесненности площадки подстанции, предполагается строительство двухэтажного здания. На первом этаже предполагается установка КРУЭ 110кВ, закрытого распределительного устройства 10 кВ, трансформаторов собственных нужд, аккумуляторной батареи, а также шкафов (панелей) переменного и постоянного тока. На втором этаже предполагается разместить панели релейной защиты и автоматики, центральной сигнализации, АИИС КУЭ, АСУ ТП и связи, а также комнату начальника подстанции. Подключение ячеек 110 кВ к воздушным линиям и к автотрансформаторам осуществляется однофазными кабелями 110 кВ из сшитого полиэтилена.

Вариант 2 - общепринятое открытое распределительное устройство 110 кВ.

При этом варианте предполагается строительство нового распределительного устройства открытого типа на месте старого ОРУ. Строительство нового оперативного пункта предполагается на новом месте.

При сравнении указанных вариантов предпочтение отдается варианту 1, так как данная компоновка дает возможность проведения работ в условиях

действующей подстанции без отключения на долгое время воздушных линий 110 кВ. Строительство здания КРУЭ 110 кВ совмещенного с оперативным пунктом управления можно осуществить без отключения воздушных линий. Отключение воздушных линий 110 кВ практически будет необходимо только на время подключения к ячейкам КРУЭ. Кроме того, при варианте с КРУЭ можно избежать затрат на замену всех порталов открытого распределительного устройства 110 кВ, рассматривающихся в варианте 2.

Также предполагается реконструкция фундаментов и маслоприемников автотрансформаторов, и в связи с этим целесообразно перенести места установок автотрансформаторов на новые места.

7 Выбор электрических аппаратов и проводников

Выбор оборудования и проводников для реконструируемой подстанции, необходимо начать с расчета электрических параметров.

Выбор оборудования РУ 110 кВ необходимо проводить с учетом рода установки, стоимости аппарата, удобства его размещения в РУ и др.

7.1 Анализ производителей комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией 110 кВ.

Среди отечественных производителей комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией 110 кВ можно выделить такие компании, как «Электроаппарат» и «Уралэлектротяжмаш»

Компания «Электроаппарат» производит КРУЭ серии ЯГТ-110 (рисунок 7.1), которое имеет пофазное исполнение ячеек с трёхфазными системами сборных шин, обеспечивающих идеальное сочетание надёжности и компактности. Все коммутационные аппараты ячеек выполнены пофазно, т.е. находятся в изолированных от соседних фаз корпусах, для обеспечения чётких, стабильных характеристик и исключения негативных влияний аппаратов соседних полюсов на характеристики и ресурс, которые возможны при нахождении их в едином объёме. Группы аппаратов в ячейке и отсеки сборных шин образуют газоизолированные друг от друга модули, каждый из которых снабжён отдельным прибором контроля давления и устройством сброса избыточного давления, что обеспечивает максимальную безопасность эксплуатации и позволяет проводить модульную замену и модернизацию аппаратов не затрагивая сопряжённые объёмы. КРУЭ комплектуются из 3-х стандартных модулей транспортного габарита согласно электрической схемы, при этом по требованию заказчика выполняются специальные модули. Благодаря модульной конструкции и принятым конструкторским решениям возможна реализация любой схемы компоновки электрической подстанции.

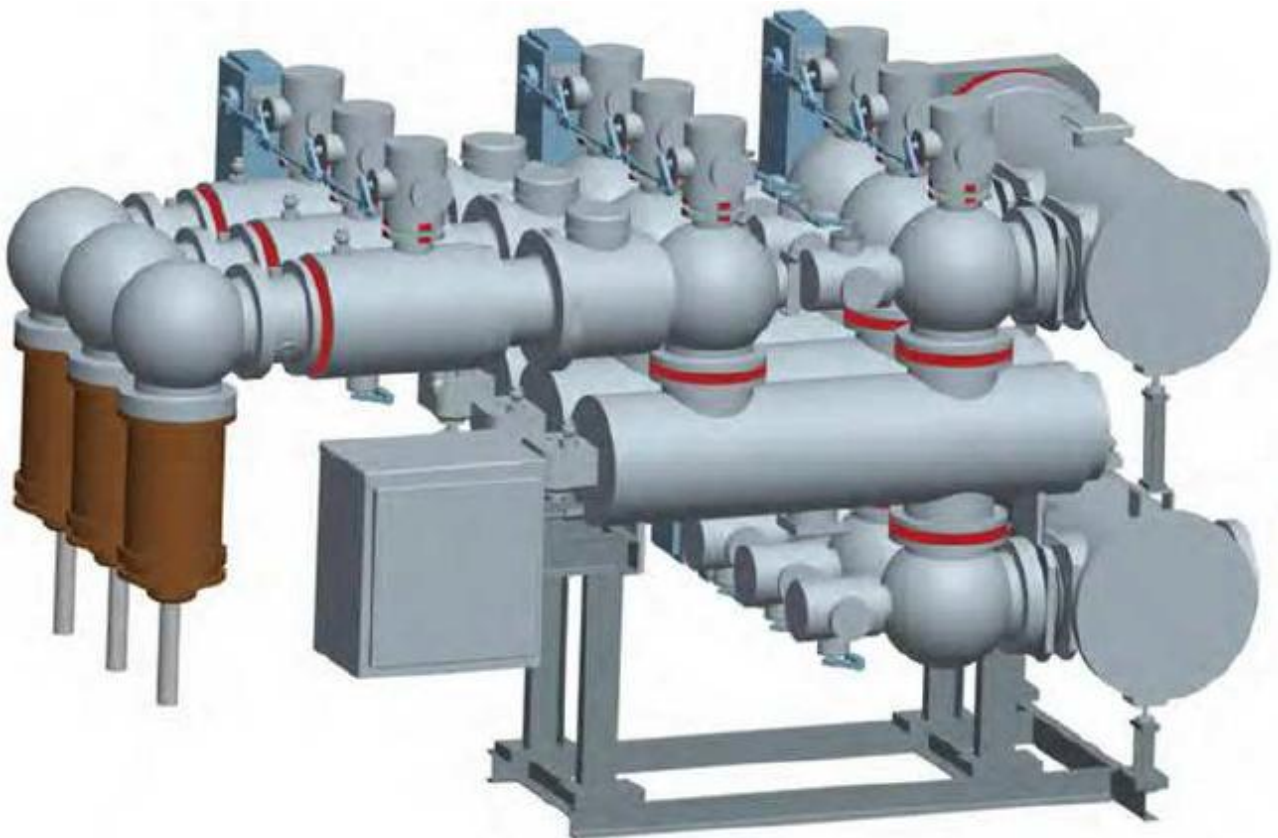


Рисунок 7.1 – КРУЭ серии ЯГТ-110

«Уралэлектротяжмаш» выпускает комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией КРУЭ-УЭТМ-110 (рисунок 7.2), модули которого спроектированы с тремя фазами в общем кожухе для снижения размеров ячейки. В связи с компактными габаритами шаг ячейки составляет 0,8 м. При этом сохранен хороший доступ к компонентам РУ и эргономика. При производстве данного КРУЭ применяются алюминиевые сплавы корпусных деталей, что позволяет снизить нагрев, исключить потери на вихревые токи, а также значительно уменьшить вес РУ и снизить нагрузку на фундамент. Модульная конструкция РУ позволяет реализовать любые схемы подстанций в соответствии с требованиями заказчика, а также позволяет выполнить последующее расширение РУ без вывода его из работы.

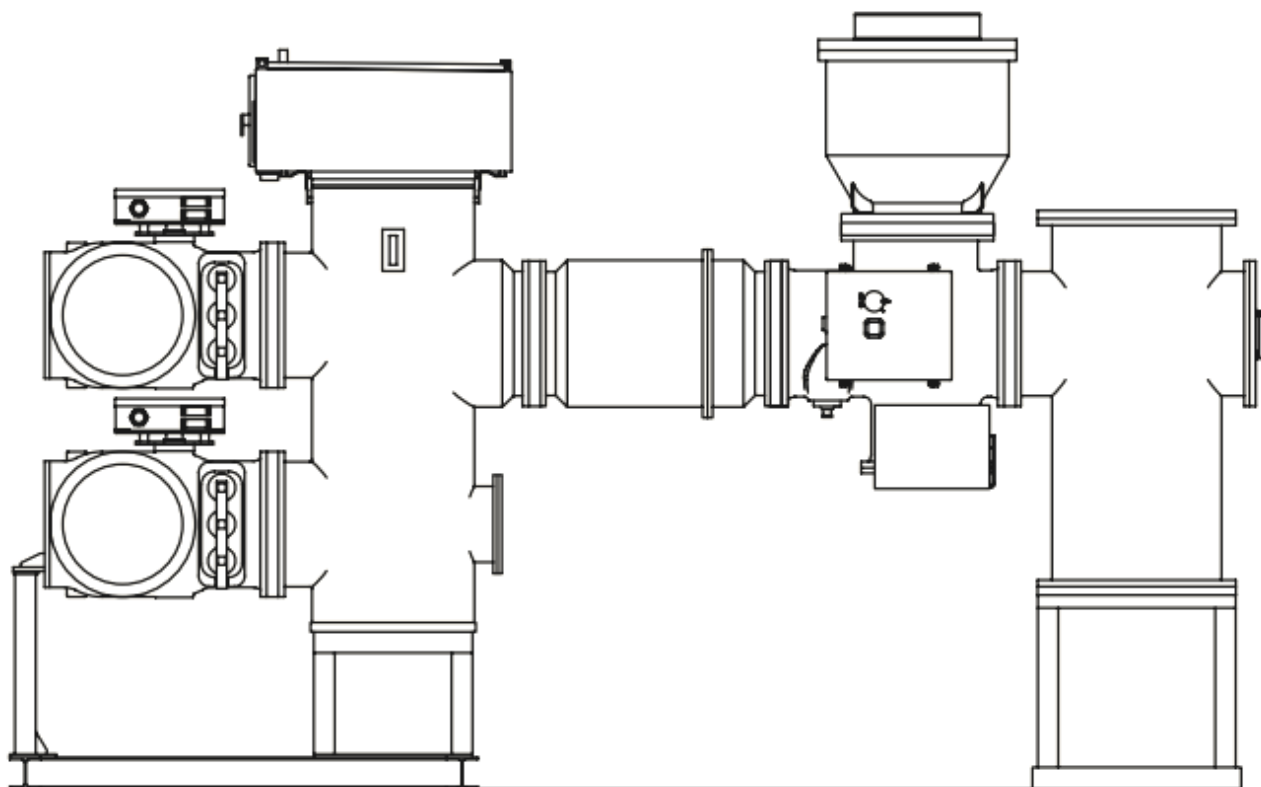


Рисунок 7.2 - КРУЭ-УЭТМ-110

Проанализировав продукцию двух различных производителей, выбираем КРУЭ 110 кВ, выпускаемое предприятием «Уралэлектротяжмаш».

7.2 Проверка оборудования, входящего в состав КРУЭ 110 кВ

7.2.1 Проверка выключателя

Выключатель проверяется по следующим параметрам:

- 1) номинальному напряжению:

$$U_{сет.ном} \leq U_{ном} \quad (7.1)$$

- 2) максимальному рабочему току:

$$I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \leq I_{ном} \quad (7.2)$$

3) способности на отключение тока к.з.:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{n,o}^3 \leq I_{откл.ном} \quad (7.3)$$

б) на отключение аperiodической составляющей тока к.з.:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} \leq i_{аном} = (\sqrt{2} \cdot \beta / 100) \cdot I_{откл.ном} \quad (7.4)$$

4) стойкости к электродинамическому воздействию тока к.з.:

$$I_{n,o}^3 \leq I_{прс} \quad (7.5)$$

$$i_{уд} \leq i_{прс} \quad (7.6)$$

5) стойкости к термическому воздействию тока к.з.:

$$B_{\kappa} = I_{n,o}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \leq I_T^2 \cdot t_{откл} \quad (7.7)$$

Рассчитаем номинальный длительный ток:

$$I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1837 \text{ A}$$

Определим термическую стойкость выключателя:

$$B_{\kappa} = 4,82^2 \cdot (4 + 0,05) = 104,1 \text{ kA}^2 \cdot \text{с}$$

Определим наибольшее значение свободной (апериодической) составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,07 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = 2,92 \text{ кА}$$

Все каталожные и расчетные величины сведем в таблицу 7.1

Таблица 7.1 – Выключатель в ячейке КРУЭ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном.дл} = 1837 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{n,o}^3 = 5,07 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 2,92 \text{ кА}$	$i_{аном} = (\sqrt{2} \cdot 37 / 100) \cdot 40 = 20,9 \text{ кА}$
$I_{n,o}^3 = 5,07 \text{ кА}$	$I_{прс} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 12,9 \text{ кА}$	$i_{прс} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 104,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель соответствует всем требованиям.

7.2.2 Проверка разъединителя

Разъединитель проверяется по следующим параметрам:

1) номинальному напряжению:

$$U_{сет.ном} \leq U_{ном}$$

2) максимальному рабочему току:

$$I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \leq I_{ном}$$

4) стойкости к электродинамическому воздействию тока к.з.:

$$I_{n,o}^3 \leq I_{nrc}$$

$$i_{y0} \leq i_{nrc}$$

5) стойкости к термическому воздействию тока к.з.:

$$B_k = I_{n,o}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$$

Все каталожные и расчетные величины сведем в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 – Разъединитель в ячейке КРУЭ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном.дл} = 1837 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{n,o}^3 = 5,07 \text{ кА}$	$I_{nrc} = 40 \text{ кА}$
$i_{y0} = 12,9 \text{ кА}$	$i_{nrc} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 104,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединитель соответствует всем требованиям.

7.2.3 Проверка трансформатора тока

Трансформатор тока проверяется по следующим условиям:

1) номинальному напряжению:

$$U_{сет.ном} \leq U_{ном}$$

2) максимальному рабочему току:

$$I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \leq I_{ном}$$

3) стойкости к электродинамическому воздействию тока к.з.:

$$i_{уд} \leq K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном} \quad (7.8)$$

4) стойкости к термическому воздействию тока к.з.:

$$B_k = I_{п,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$$

5) нагрузке, подключаемой ко вторичной обмотке:

$$Z_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \leq Z_2 = \frac{S_2}{I_2^2} \quad (7.9)$$

Все каталожные и расчетные величины сведем в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 - Трансформатор тока в ячейке КРУЭ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном.дл} = 1837 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$i_{уд} = 12,9 \text{ кА}$	$K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном} = 200 \cdot \sqrt{2} \cdot 2 = 565,7 \text{ кА}$
$B_k = 104,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 2^2 \cdot 4 = 10000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Предполагается, что к трансформатору тока будут подключены приборы учета электроэнергии, АСУ ТП и релейной защиты суммарной мощностью 45 ВА. Следовательно, общее сопротивление приборов будет составлять:

$$Z_{приб} = \frac{45}{1^2} = 45 \text{ Ом}$$

Номинальная мощность вторичных обмоток трансформатора тока в ячейке КРУЭ составляет 110 ВА. Таким образом, номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока составит:

$$Z_2 = \frac{110}{I^2} = 110 \text{ Ом}$$

Проверим трансформатор тока по условию (7.9):

$$Z_{\text{приб}} = 45 \text{ Ом} < Z_2 = 110 \text{ Ом}$$

Трансформатор тока соответствует всем требованиям.

7.2.4 Проверка трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения проверяется по следующим условиям:

1) номинальному напряжению:

$$U_{\text{сет.ном}} \leq U_{\text{ном}}$$

2) нагрузке, подключаемой ко вторичной обмотке:

$$S_{2\Sigma} < S_{\text{ном}} \quad (7.10)$$

Предполагается, что к трансформатору напряжения будут подключены приборы АСКУЭ и РЗА суммарной мощностью 100 ВА.

Номинальная мощность трансформатора напряжения в ячейке КРУЭ в классе точности 0,2, необходимом для присоединения приборов измерения и защиты, составляет 150 ВА.

Проверим трансформатор напряжения по условию (7.10):

$$S_{2\Sigma} = 8 \text{ BA} < S_{\text{ном}} = 150 \text{ BA}$$

Трансформатор напряжения соответствует всем требованиям.

7.3 Выбор оборудования, устанавливаемого вне КРУЭ 110 кВ

7.3.1 Выбор разъединителя

Рассмотрим разъединитель РГП.2-110/2000УХЛ1 (рисунок 7.3).

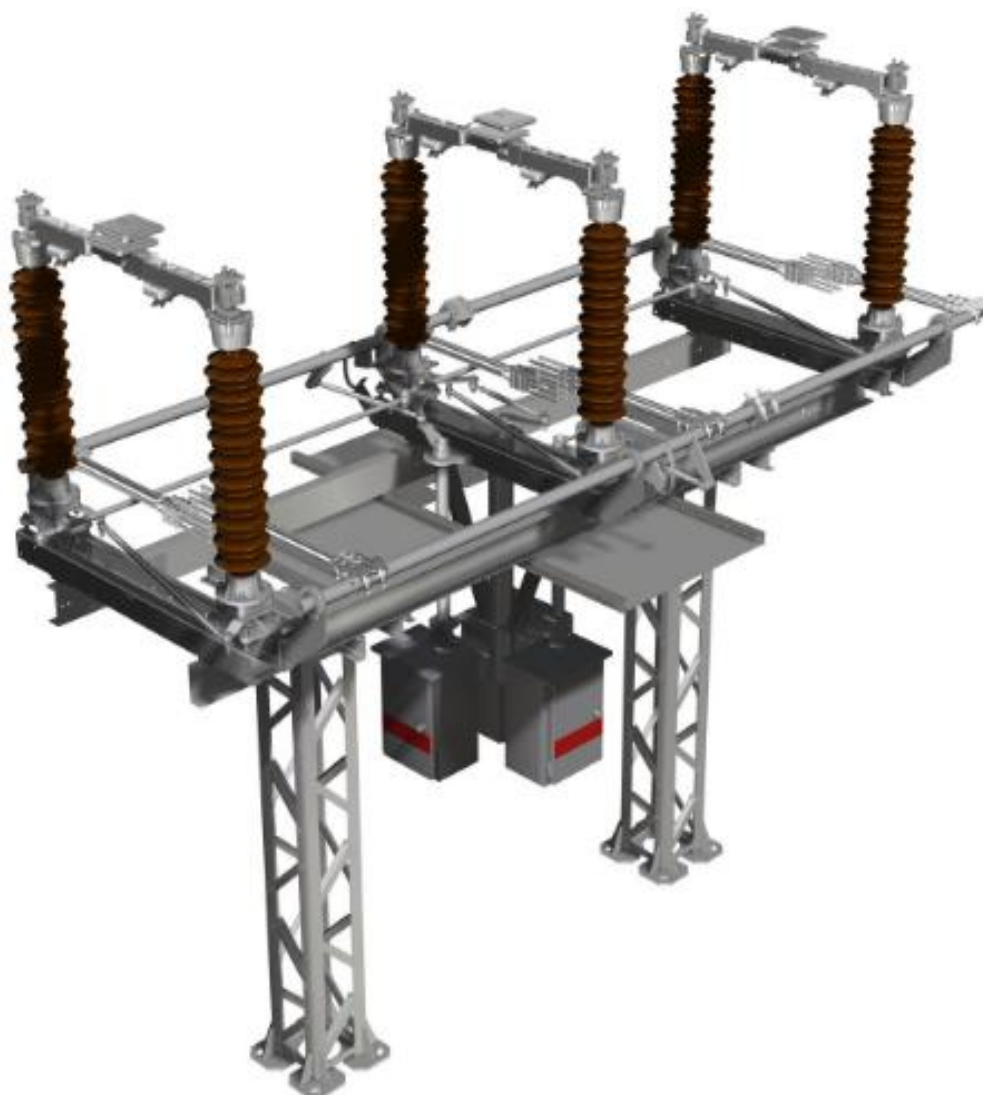


Рисунок 7.3 - Разъединитель РГП.2-110/2000УХЛ1

Выбор произведем аналогично пункту 7.2.2. Все каталожные и расчетные величины сведем в таблицу 7.4.

Таблица 7.4 – Разъединитель РГП.2-110/2000УХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном.дл} = 1837 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{п,о}^3 = 5,07 \text{ кА}$	$I_{прс} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 12,9 \text{ кА}$	$i_{прс} = 100 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 104,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединитель РГП.2-110/2000УХЛ1 соответствует всем требованиям.

7.3.2 Выбор проводов

Сечение проводов выбирается по следующим параметрам:

1) экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{ном}}{j_{эк}} \quad (7.11)$$

2) длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{ном.дл} \leq I_{дон} \quad (7.12)$$

3) термической стойкости:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T} \quad (7.13)$$

4) коронированию:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (7.14)$$

Определим номинальный ток:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (7.15)$$

$$I_{ном} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1312 \text{ А}$$

Рассчитаем сечение алюминиевых шин по экономической плотности тока:

$$s = \frac{1312}{1} = 1312 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод 2хАС-700/27, d = 36,2 мм, I_{доп} = 2360 А.

Проверим провод по длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{ном.дл} = 1837 \text{ А} < I_{доп} = 2360 \text{ А}$$

Проверка на термическое воздействие тока к.з. не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Произведем проверку по условиям коронирования. Начальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (7.16)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,8}}\right) = 30,4 \text{ кВ / см}$$

Напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot D}{r_0}} \quad (7.17)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,8 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 100}{1,8}} = 11,7 \text{ кВ / см}$$

Отсутствия короны определим по условию (7.14):

$$1,07 \cdot 11,7 = 12,5 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \leq 0,9 \cdot 30,4 = 27,4 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

Таким образом, провод АС-700/27 не коронирует.

7.3.3 Выбор кабелей

1) номинальному напряжению:

$$U_{\text{сет.ном}} \leq U_{\text{ном}}$$

2) экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{эк}}}$$

3) длительно допустимому току

$$I_{\text{ном.дл}} \leq I_{\text{дл.доп}}$$

4) термической стойкости:

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}$$

Зная номинальный ток $I_{\text{ном}} = 1312 \text{ А}$, определим сечение кабеля по экономической плотности по формуле (7.11):

$$s = \frac{1312}{2,7} = 485,9 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель ПвП2Г-1х500, $I_{\text{доп}} = 840 \text{ А}$ (рисунок 7.4)



Рисунок 7.4 – Кабель ПвП2Г

Определим длительно допустимый номинальный ток, учитывая количество рядом проложенных кабелей k_1 и температуру окружающей среды k_2 :

$$I_{\text{дл.доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{доп}} \quad (7.18)$$

$$I_{\text{дл.доп}} = 3 \cdot 0,93 \cdot 840 = 2343,6 \text{ А}$$

Таким образом, выбранный кабель проходит по допустимому току:

$$I_{ном.дл} = 1837 \text{ А} < I_{дл.доп} = 2343,6 \text{ А}$$

Зная $B_k = 104,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$, найдем минимальное сечение по термической стойкости:

$$s_{min} = \frac{\sqrt{104,1 \cdot 10^3}}{90} = 113,4 \text{ мм}^2$$

Следовательно, выбранный кабель термически стойкий.

8 Релейная защита распределительного устройства 110 кВ

В соответствии с ПУЭ в качестве защиты шин электростанций и подстанций 35 кВ и выше следует предусматривать дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин. Защита должна быть отстроена от токов небаланса.

В качестве защиты секционного выключателя 110 кВ и выше следует предусматривать трехступенчатую максимальную токовую защиту от междуфазных коротких замыканий.

8.1 Дифференциальная токовая защита шин 110 кВ

Для защиты шин применим микропроцессорное устройство релейной защиты MICOM P74x производства ЗАО «АРЕВА Передача и Распределение» (рисунок 8.1). Оно включает в себя дифференциальную токовую защиту со сравнением токов в каждой из фаз и обеспечивает быстродействующую селективную защиту от всех видов повреждений.



Рисунок 8.1 – Микропроцессорное устройство MICOM P74x

Принцип работы дифференциальной защиты шин основан на сравнении токов, входящих в зону защиты и выходящих из нее. В нормальном режиме суммарные токи, втекающие в рассматриваемую зону, и вытекающие из нее равны по величине и противоположны по направлению. Следовательно, эти токи взаимно компенсируются, дифференциальный ток равен нулю. При аварии в зоне действия защиты этой компенсации не происходит, и дифференциальный ток становится равным току к.з.

Алгоритм, применяемый в микропроцессорном комплексе дифференциальной защиты шин MICOM P74х, использует метод мгновенного суммирования, за счет чего не требуется отстраиваться от высших гармоник и апериодических составляющих, появляющихся во время к.з. и броска тока намагничивания трансформаторов.

Рассчитаем первичный расчетный ток небаланса по выражению:

$$I_{нб\ расч.} = K_{АП} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{кз} \quad (8.1)$$

$$I_{нб\ расч.} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 5070 = 507 \text{ A}$$

Минимальный ток срабатывания защиты рассчитывается в первичных величинах, и отстраивается от тока небаланса по выражению:

$$I_{C31} = K_{ОТС} \cdot I_{нб\ расч.} \quad (8.2)$$

$$I_{C31} = 1,2 \cdot 507 = 608,4 \text{ A}$$

Также минимальный тока срабатывания отстраивается от максимального тока нагрузочного режима при неисправности в цепях тока по выражению:

$$I_{C32} = K_{ОТС} \cdot I_{МАКС.РАБ} \quad (8.3)$$

$$I_{C32} = 1,2 \cdot 1837 = 2204,4 \text{ A}$$

За расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольшее значение, т.е. $I_{C32} = 2204,4 \text{ A}$.

Проверку чувствительности защиты произведем по выражению:

$$K_{\text{ч.}} = \frac{I_{\text{к}}^2}{I_{C3 \text{ расч}}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{к}}^3}{I_{C3 \text{ расч}}} \quad (8.4)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 5070}{2204,4} = 2$$

Следовательно, микропроцессорное устройство релейной защиты МІСОМ Р74х подходит для дифференциальной защиты шин 110 кВ.

8.2 Максимальная токовая защита секционных выключателей 110 кВ

Для защиты секционного выключателя применим микропроцессорное устройство релейной защиты СИРИУС-3-СВ (рисунок 8.2).



Рисунок 8.2 – Микропроцессорное устройство СИРИУС-3-СВ

Оно предназначено для использования на секционных и шиносоединительных выключателях различных схем распределительных устройств подстанций и станций 110-220 кВ. Устройство, имеет модульную микропроцессорную архитектуру, которая обеспечивает высокую надежность, высокое быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов.

Определим первичный расчетный ток срабатывания защиты:

$$I_{CЗ} = \frac{K_n \cdot m_{сн}}{K_e} \cdot I_H \quad (8.5)$$

$$I_{CЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,4}{0,8} \cdot 1312 = 2755,2 \text{ A}$$

Рассчитаем первичный ток срабатывания защиты по условиям согласования с защитой автотрансформатора:

$$I'_{CЗ} = K_c \cdot I_{CЗ} \quad (8.6)$$

$$I'_{CЗ} = 0,8 \cdot 2755,2 = 2204,2 \text{ A}$$

Проверку чувствительности защиты произведем по выражению (8.4):

$$K_q = \frac{0,87 \cdot 5070}{2204,2} = 2$$

Следовательно, микропроцессорное устройство релейной защиты СИРИУС-3-СВ подходит для максимальной токовой защиты секционных выключателей 110 кВ.

9 Система оперативного постоянного тока

Система оперативного постоянного тока должна обеспечивать рабочее и резервное питание следующих основных электроприемников:

- устройств релейной защиты и автоматики;
- устройств автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии;
- устройств автоматизированной системы управления технологическим процессом;
- устройств сигнализации;
- светильников аварийного освещения.

Система оперативного постоянного тока должна обеспечивать питание выше указанных электроприемников в режимах полного обесточивания системы собственных нужд переменного тока подстанции в течение двух часов с обеспечением, по истечении указанного времени, одновременного отключения максимально возможного числа выключателей.

В соответствии с нормами технологической проектирования на подстанциях 110 кВ и выше устанавливаются две аккумуляторные батареи напряжением 220 В, каждая из которых рассчитана на полную нагрузку постоянного тока подстанции. Аккумуляторная батарея должна работать совместно с зарядно-подзарядным агрегатом в режиме постоянного подзаряда. На одну аккумуляторную батарею устанавливаются по два зарядных устройства. Также в системе оперативного постоянного тока предусматривается два параллельно работающих щита постоянного тока, которые предназначены для подключения аккумуляторных батарей с зарядно-подзарядными агрегатами и распределения электроэнергии по группам электроприемников.

10 Расчет заземления распределительного устройства 110 кВ

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения, должно обеспечивать в любое время года при стекании с него тока замыкания на землю значение напряжения прикосновения, не превышающего нормированных значений.

В целях выравнивания потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и объединять их между собой в заземляющую сетку.

Для создания защитного заземления сооружаемого здания, в котором будет находиться комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией, предполагается на глубине 0,7-1 м и на расстоянии 1 м от фундаментов укладка горизонтального контура заземления из прутка диаметром 16 мм, который будет присоединяться к общему контуру заземления.

Зная наибольшее допустимое напряжение прикосновения, определим напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np.\partial on}}{k_{II}} \quad (10.1)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,1} = 4000 \text{ В}$$

Рассчитаем наибольшее допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{3.\partial on} = \frac{U_3}{I_3} \quad (10.2)$$

$$R_{з.доп} = \frac{4000}{3860} = 1,04 \text{ Ом}$$

Рассчитаем длину стороны квадрата, в виде которого представляется расчетная модель заземлителя:

$$\sqrt{S} = \sqrt{25 \cdot 39} = 31,2 \text{ м}$$

Вычисление числа ячеек по стороне квадрата выполним по формуле:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (10.3)$$

$$m = \frac{256}{2 \cdot 31,2} - 1 = 3,1$$

принимаем $m = 3$.

Рассчитаем длину полос в расчетной модели:

$$L'_z = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (10.4)$$

$$L'_z = 2 \cdot 31,2 \cdot (3 + 1) = 250 \text{ м}$$

Определим сопротивление заземлителя, преобразованного в расчетную модель:

$$R_з = A \cdot \frac{\rho_з}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_з}{L'_z} \quad (10.5)$$

$$R_з = 0,368 \cdot \frac{20}{31,2} + \frac{20}{250} = 0,32 \text{ Ом},$$

что меньше допустимого значения $R_{з.доп} = 1,04 \text{ Ом}$

Найдем напряжение прикосновения:

$$U_{np} = k_{II} \cdot I_z \cdot R_z \quad (10.6)$$

$$U_{np} = 0,1 \cdot 3860 \cdot 0,32 = 123,5 \text{ В}$$

что меньше допустимого значения $U_{пр.доп} = 400 \text{ В}$.

На основании полученных результатов делаем вывод, что расчетная модель контура заземления комплектного распределительного устройства 110 кВ с элегазовой изоляцией соответствует всем предъявляемым требованиям.

Заключение

В выпускной квалификационной работе было рассмотрено состояние электрооборудования подстанции 220/110/10 кВ «Левобережная». Был произведен расчет электрических нагрузок реконструируемой подстанции, на основании которого был построен годовой график полной мощности. В результате расчетов потери электроэнергии и приведенных затрат были выбраны два автотрансформатора АТДЦТН-250000/220/110/10. Была выбрана электрическая схема РУ 110 кВ обеспечивающая надежность, перспективу развития и безопасность при функционировании. Также был произведен расчет токов трехфазного, двухфазного и однофазного коротких замыканий, на основании которого были выбраны и проверены электрооборудование и проводники. При выборе основного конструктивного решения по распределительному устройству 110 кВ было принято выполнение его в виде комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией. Были выбраны электрические аппараты вне КРУЭ 110 кВ: разъединители и ограничители перенапряжения, и проверены аппараты в ячейках КРУЭ 110 кВ: выключатели, разъединители, трансформаторы тока и трансформаторы напряжения. Также были выбраны силовые кабели и сталеалюминевые провода. В качестве релейной защиты РУ 110 кВ была принята дифференциальная защита шин на основе микропроцессорного устройства МІСОМ Р74х и максимальная токовая защита на основе микропроцессорного устройства СИРИУС-3-СВ. Для питания РЗА, аварийного освещения и устройств сигнализации была принята система оперативного постоянного тока. Также было рассчитано заземление распределительного устройства 110 кВ.

Список использованных источников

1. Акимова, Н. А. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования. – М.: Академия, 2013. – 304 с.
2. Балдин, М. А. Основное оборудование электрических сетей. Справочник. – М.: Энас, 2014. – 206 с.
3. Быстрицкий, Г. Ф. Электроснабжение. Силовые трансформаторы. – М.: Юрайт, 2016. – 261 с.
4. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии. – М.: КноРус, 2016. – 648 с.
5. Герасимова, В. Г. Производство, передача и распределение электрической энергии. Электротехнический справочник. – М.: МЭИ, 2013 – 964 с.
6. Киреева, Э. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. – М.: Академия, 2013. – 288 с.
7. Кудрин, Б. И. Электроснабжение. – М.: Академия, 2012. – 352 с.
8. Лыкин, А. В. Электроэнергетические системы и сети. – М.: Юрайт, 2013. – 360 с.
9. Малафеев, С. И. Надежность электроснабжения. – СПб.: Лань, 2014. – 368 с.
10. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – СПб.:БХВ-Петербург, 2013. – 608 с.
11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энас, 2012. – 280 с.
12. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – М.: Норматика, 2015. – 560 с.
13. Прошин, В. М. Электротехника. – М.: Академия, 2012. – 288 с.

14. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – М.: Академия, 2014. – 448 с.
15. Спиридонов, Н. Н. Режимы работы электрооборудования станций и подстанции. – СПб.: Нестор-История, 2015. – 256 с.
16. Таранов, М. А. Эксплуатация электрооборудования. – М.: Форум, 2016. – 176 с.
17. Ульянов, С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энас, 2012 – 519 с.
18. Филиппова, Т. А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем. – М.: Юрайт, 2015. – 293 с.
19. Хорольский, В. Н. Эксплуатация систем электроснабжения. – М.: Инфра-М, 2016. – 288 с.
20. Шаров, Ю. В. Электроэнергетика. – М.: Инфра-М, 2016. – 384 с.
21. Gong, M. Enhancing robustness of coupled networks under targeted recoveries, 2015 [Электронный ресурс]. - <http://www.nature.com/articles/srep08439>
22. Menck, P. How dead ends undermine power grid stability, 2014 [Электронный ресурс]. - <http://www.nature.com/articles/ncomms4969>.
23. Mureddu, M. Islanding the power grid on the transmission level: less connections for more security, 2016 [Электронный ресурс]. - <http://www.nature.com/articles/srep34797>.
24. Pahwa S. Abruptness of Cascade Failures in Power Grids, 2014 [Электронный ресурс]. - <http://www.nature.com/articles/srep03694>.
25. Wang, B. Enhancing synchronization stability in a multi-area power grid, 2016 [Электронный ресурс]. - <http://www.nature.com/articles/srep26596>.