

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 110/35/6 кВ  
«Красная река»

Студент

Д.В. Коноплев

(И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_  
(личная подпись)

Руководитель

А.Н. Черненко

(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

Бакалаврская работа направлена на разработку мероприятий по реконструкции электрической части подстанции 110/35/6 кВ «Красная река».

На подстанции определены значения ожидаемых максимальных нагрузок. Произведено сравнение двух вариантов установки на подстанции силовых трансформаторов. Произведен расчет токов КЗ результаты которого использовались для проверки уже установленного и планируемого к установке на подстанции оборудования. Рассмотрены все аспекты замены установленного на ГПП комплектного распределительного устройства наружного размещения с номинальным значением напряжением 6 кВ с маломасляными выключателями на современное КРУН с вакуумными выключателями. На подстанции выполнен расчет заземления.

Бакалаврская работа состоит из 54 листов основной текстовой части, включая 1 рисунок и 2 таблицы, а графическая часть работы состоит из 6 чертежей, выполненных на листах формата А1.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Краткая характеристика подстанции «Красная река» .....	6
2 Определение оптимальной мощности силовых трансформаторов на ГПП .....	7
3 Расчет токов короткого замыкания на ГПП .....	22
4 Выбор и проверка электрических аппаратов на подстанции .....	25
5 Собственные нужды подстанции .....	40
6 Система оперативного тока на подстанции «Красная река» .....	43
7 Релейная защита .....	46
8 Заземление на подстанции .....	47
Заключение.....	52
Список используемых источников .....	53

## ВВЕДЕНИЕ

К элементам энергетической системы относятся: «электротехническое (генераторы, трансформаторы, коммутационная аппаратура и т.д.) и теплосиловое (котлы, бойлеры и т.д.) оборудований электростанций; линии электропередач – ЛЭП; трансформаторные подстанции – ПС; тепловая автоматика и тепловые защиты; устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики, средства диспетчерского управления; устройства продольной и поперечной компенсации параметров ЛЭП, т.е. установки продольной компенсации и шунтирующие реакторы; источники реактивной мощности, т.е. синхронные компенсаторы, конденсаторные батареи, статические тиристорные компенсаторы» [1-6].

«Электроэнергетическая система – это находящееся в данный момент в работе электрооборудование энергосистемы и приемников электрической энергии, объединенное общим режимом и рассматриваемое как единое целое в отношении протекающих в нем физических процессов» [1,2,3,7,8].

Электрическая система – часть энергосистемы без тепловых сетей и потребителей.

«Электрические системы должны отвечать следующим основным требованиям» [2]:

- Надежность электроснабжения;
- Качество электроэнергии;
- Устойчивость, т.е. способность электрической системы восстанавливать исходное (или практически близкое к нему) состояние после какого-либо его возмущения, проявляющегося в отклонении значений параметров режима системы от исходных значений.

Потребитель электрической энергии – совокупность технических объектов или группа электроприемников. Электроприемники – это «аппараты, агрегаты, механизмы, предназначенные для преобразования электрической энергии в другие виды» [1,2,7,9].

«Приемники электроэнергии в отношении обеспечения надежности электроснабжения подразделяются на 3 категории» [10-12].

«Электроприемники 1-й категории должны получать электроэнергию от двух независимых источников энергии, перерыв» [1,2,7] в электроснабжении «допускается на время автоматического восстановления питания» [1,2,7]. Из состава электроприемников 1-й категории выделяется особая группа электроприемников, которые питаются от трех независимых источников.

Электроприемники 2-й категории «обеспечиваются электроэнергией от двух независимых источников, перерывы в электроснабжении допустимы на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады» [1,2,7].

Электроснабжение электроприемников 3-й категории «может выполняться от одного источника при условии, что перерывы электроснабжения не превышают двадцати четырех часов» [1,2,7].

Главные понизительные подстанции являются элементом электроэнергетической системы и служат для преобразования напряжения из одного класса в другой.

Целью бакалаврской работы является разработка мероприятий по модернизации установленного на подстанции оборудования, направленная на повышение надежности электроснабжения потребителей.

## 1 Краткая характеристика подстанции «Красная река»

Подстанция «Красная река» расположена на северо-востоке Ульяновской области (рисунок 1.1) и основана в 1965 г.

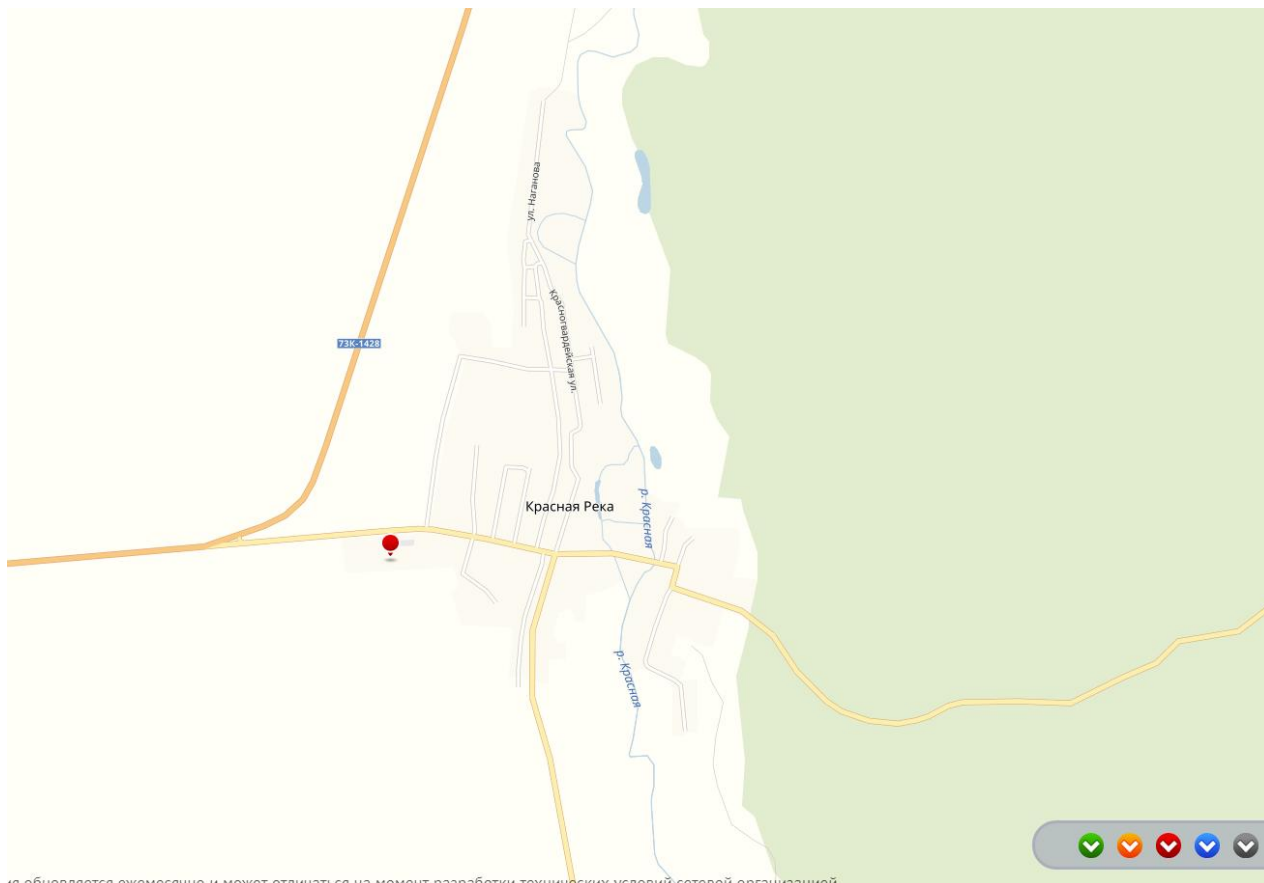


Рисунок 1.1 - Месторасположение подстанции «Красная река»

Подстанция является проходной и снабжает электроэнергией животноводческие и аграрные предприятия региона, а также поселок с одноименным названием. Подстанция функционирует без постоянно присутствующего обслуживающего персонала. Обслуживание ПС производится выездными бригадами.

В плане реконструкции значится проведение замены электрических аппаратов ЗРУ на напряжение 6 кВ на современные, замена отделителей и короткозамыкателей 110 кВ на выключатели, установка ОПН, микропроцессорных средств защиты и измерений.

## 2 Определение оптимальной мощности силовых трансформаторов на ГПП

«К основным параметрам трансформатора относятся: номинальные мощность, напряжение, ток; напряжение КЗ; ток холостого хода; потери холостого хода и КЗ.

Номинальной мощностью трансформатора  $S_{ном}$  называется указанное в заводском паспорте значение полной мощности, на которую непрерывно может быть нагружен трансформатор в номинальных условиях места установки и охлаждающей среды при номинальных частоте и напряжении» [13-15].

В трехобмоточных трансформаторах определяется коэффициент трансформации каждой пары обмоток: ВН и НН; ВН и СН; СН и НН.

Номинальными токами трансформатора называются указанные в заводском паспорте значения токов в обмотках, при которых допускается длительная нормальная работа трансформатора. Номинальный ток любой обмотки трансформатора определяют по ее номинальной мощности и номинальному напряжению.

От ГПП осуществляется питание электроприемников, относящихся ко всем 3 категориям по надежности электроснабжения, поэтому значение номинальной мощности силовых трансформаторов производим по выражению:

$$S_{ном\ t} = \frac{S_{max.ЛС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)}, \quad (2.1)$$
$$S_{ном\ t} = \frac{32.8 \cdot 0,8}{1,4 \cdot 1} = 18.743 \text{ МВА.}$$

По данным производителей высоковольтных силовых трансформаторов выбираем для последующего рассмотрения

трансформаторы:

$$S_{ном.м2} > S_{ном.м1} > S_{ном.м}, \quad (2.2)$$

$$40 \text{ МВА} > 25 \text{ МВА} > 18.7 \text{ МВА}.$$

## 2.1 Расчет приведенных затрат на установку двух трансформаторов типа ТДТН - 25000/110/35/6

По данным сайта завода производителя СТ находим паспортные параметры:  $\Delta P_{XX} = 29 \text{ кВт}$ ;  $I_{XX\%} = 0.7\%$ ;  $\Delta P_{КЗ} = 142 \text{ кВт}$ ;  $U_{кВН-СН} = 10.5\%$ ,  $U_{кВН-НН} = 17.5\%$ ,  $U_{кСН-НН} = 6.5\%$ .

«Величина потерь реактивной мощности в СТ в режиме XX» [16]:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном.м}, \quad (2.3)$$

$$Q_{xx} = \frac{0,7}{100} \cdot 25000 = 175 \text{ квар}.$$

«Величина потерь активной мощности в СТ в режиме XX» [16]:

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{um} \cdot Q_{xx}, \quad (2.4)$$

$$P'_{xx} = 29 + 0,05 \cdot 175 = 37,75 \text{ кВт}.$$

«Напряжение КЗ для каждой из обмоток трехобмоточного СТ» [16]:

$$U_{кв} = 0.5 \cdot (U_{кВН-СН} + U_{кВН-НН} - U_{кСН-НН}), \quad (2.5)$$

$$U_{кв} = 0.5 \cdot 10,5 + 17,5 - 6,5 = 10,75\%,$$

$$U_{кс} = 0.5 \cdot (U_{кВН-СН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-НН}), \quad (2.6)$$

$$U_{кс} = 0.5 \cdot 10,5 + 6,5 - 17,5 = 0\%.$$

$$U_{кн} = 0.5 \cdot (U_{кВН-НН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-СН}), \quad (2.7)$$

$$U_{кн} = 0.5 \cdot 17,5 + 6,5 - 10,5 = 6,75\%.$$



«Величина потерь реактивной мощности в СТ в режиме КЗ» [16]:

$$Q_{к.вн} = \frac{U_{к.вн}}{100} \cdot S_{НОМ.Т}, \quad (2.8)$$

$$Q_{к.вн} = \frac{10,75}{100} \cdot 25000 = 2688 \text{ квар};$$

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}}{100} \cdot S_{НОМ.Т}, \quad (2.9)$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 25000 = 0 \text{ квар}.$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{НОМ.Т}, \quad (2.10)$$

$$Q_{к.н} = \frac{6,75}{100} \cdot 25000 = 1688 \text{ квар}.$$

«Приведённые потери активной мощности в режиме КЗ» [16]:

$$\Delta P_{кв} = \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot \Delta P_{к}, \quad (2.11)$$

$$\Delta P_{кв} = \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot 142 = 71 \text{ кВт};$$

$$P_{к.вн}' = P_{к.вн} + K_{уп} \cdot Q_{к.вн}; \quad (2.12)$$

$$P_{к.вн}' = 71 + 0,05 \cdot 2688 = 205 \text{ кВт};$$

$$P_{к.сн}' = P_{к.сн} + K_{уп} \cdot Q_{к.сн}; \quad (2.13)$$

$$P_{к.сн}' = 71 + 0,05 \cdot 0 = 71 \text{ кВт};$$

$$P_{к.нн}' = P_{к.нн} + K_{уп} \cdot Q_{к.нн}; \quad (2.14)$$

$$P_{к.нн}' = 71 + 0,05 \cdot 1688 = 155 \text{ кВт};$$

$$P_{к}' = P_{к.вн}' + P_{к.сн}' + P_{к.нн}'; \quad (2.15)$$

$$P_{к}' = 205 + 71 + 155 = 432 \text{ кВт}.$$

«Коэффициент загрузки обмотки ВН СТ на всех ступенях годового

графика нагрузки определяется» [16]:

$$K_{зв} = \frac{S_{ВНi}}{S_{НОМ.Т}}, \quad (2.16)$$

$$K_{зв} = \frac{32800}{25000} = 1.31.$$

«Коэффициент загрузки обмотки СН СТ на всех ступенях годового графика нагрузки определяется» [16]:

$$K_{зс} = \frac{S_{СНi}}{S_{НОМ.Т}}, \quad (2.17)$$

$$K_{зс} = \frac{14760}{25000} = 0,59.$$

«Коэффициент загрузки обмотки НН СТ на всех ступенях годового графика нагрузки определяется» [16]:

$$K_{зн} = \frac{S_{ННi}}{S_{НОМ.Т}}, \quad (2.18)$$

$$K_{зн} = \frac{18040}{16000} = 0,722.$$

«Приведённые суммарные потери активной мощности в трансформаторах определяем по формуле» [16]:

$$P_m' = P_x' + K_{загр.в}^2 \cdot P_{к.вн}' + K_{загр.сн}^2 \cdot P_{к.сн}' + K_{загр.нн}^2 \cdot P_{к.нн}'; \quad (2.19)$$

$$P_m' = 37.75 + 1.31^2 \cdot 205.4 + 0.59^2 \cdot 71 + 0.72^2 \cdot 155.4 = 496.9 \text{ кВт}.$$

«Потери электрической энергии в силовом трансформаторе на XX для каждой из ступеней годового графика нагрузки ГПП находим» [16]:

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x \cdot T_i; \quad (2.20)$$

Суммарные потери в режиме XX будут равны:

$$\Delta W_{xx} = \Sigma \Delta W_{xx.i}; \quad (2.21)$$

Потери электрической энергии в силовом трансформаторе в режиме КЗ для каждой из ступеней годового графика нагрузки ГПП находим:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.сн} \cdot K_{зсн}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.нн} \cdot K_{знн}^2 \cdot T_i; \quad (2.22)$$

Суммарные потери в режиме КЗ будут равны:

$$W_{кз} = \Sigma \Delta W_{кз.i}; \quad (2.23)$$

Общие потери электрической энергии в силовом трансформаторе:

$$\Delta W_{nc} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{квi} + \Sigma \Delta W_{кci} + \Sigma \Delta W_{кни}. \quad (2.24)$$

Расчеты потерь электрической энергии в СТ ГПП на каждой ступени годового графика нагрузки сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 - Расчеты потерь электрической энергии в СТ ГПП на каждой ступени годового графика нагрузки

<i>N</i>	<i>S<sub>внi</sub></i> , <i>MBA</i>	<i>S<sub>снi</sub></i> , <i>MBA</i>	<i>S<sub>ннi</sub></i> , <i>MBA</i>	<i>n<sub>i</sub></i> , <i>шт</i>	<i>T<sub>i</sub></i> , <i>ч</i>	$\Delta W_{xi}$ , <i>кВт·ч</i>	<i>K<sub>звi</sub></i>	<i>K<sub>зсi</sub></i>	<i>K<sub>знi</sub></i>	$\Delta W_{к.вi}$ , <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.с}$ , <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.н}$ , <i>кВт·ч</i>
1	32.800	14.760	18.040	2	213	16082	1.312	0.590	0.722	37650	2636	8616
2	32.074	14.433	17.640	2	426	32163	1.283	0.577	0.706	72002	5041	16478
3	31.277	14.074	17.202	2	319	24085	1.251	0.563	0.688	51270	3589	11733
4	28.382	12.772	15.610	2	517	39034	1.135	0.511	0.624	68427	4790	15660
5	27.308	12.289	15.020	2	213	16082	1.092	0.492	0.601	26098	1827	5973
6	25.192	11.336	13.855	2	547	41299	1.008	0.453	0.554	57035	3993	13053
7	24.225	10.901	13.324	2	973	73462	0.969	0.436	0.533	93814	6568	21470
8	22.745	10.235	12.510	2	213	16082	0.910	0.409	0.500	18104	1267	4143
9	21.666	9.750	11.916	2	365	27558	0.867	0.390	0.477	28150	1971	6442
10	20.543	9.244	11.299	2	912	68856	0.822	0.370	0.452	63237	4427	14472
11	18.825	8.471	10.354	2	912	68856	0.753	0.339	0.414	53102	3717	12153
12	17.032	7.664	9.368	2	182	13741	0.681	0.307	0.375	8674	607	1985
13	15.375	6.919	8.456	2	106	8003	0.615	0.277	0.338	4117	288	942
14	13.163	5.923	7.240	2	289	21820	0.527	0.237	0.290	8227	576	1883
15	11.868	5.341	6.527	2	182	13741	0.475	0.214	0.261	4212	295	964
16	11.108	4.998	6.109	2	213	16082	0.444	0.200	0.244	4318	302	988

Продолжение таблицы 2.1

<i>N</i>	<i>S<sub>внi</sub></i> , <i>MBA</i>	<i>S<sub>снi</sub></i> , <i>MBA</i>	<i>S<sub>ннi</sub></i> , <i>MBA</i>	<i>n<sub>i</sub></i> , <i>шт</i>	<i>T<sub>i</sub></i> , <i>ч</i>	$\Delta W_{xi}$ , <i>кВт·ч</i>	<i>K<sub>звi</sub></i>	<i>K<sub>зсi</sub></i>	<i>K<sub>знi</sub></i>	$\Delta W_{к.вi}$ , <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.с}$ , <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.н}$ , <i>кВт·ч</i>
17	10.437	4.697	5.740	2	152	11476	0.417	0.188	0.230	2720	190	623
18	8.546	3.846	4.700	1	654	24689	0.342	0.154	0.188	15696	1099	3592
19	6.058	2.726	3.332	1	228	8607	0.242	0.109	0.133	2750	192	629
20	5.062	2.278	2.784	1	608	22952	0.202	0.091	0.111	5119	358	1171
21	4.270	1.921	2.348	1	152	5738	0.171	0.077	0.094	910	64	208
22	3.149	1.417	1.732	1	380	14345	0.126	0.057	0.069	1238	87	283
Итоговые потери по ГПП						584748				626871	43885	143462
												1398965

Граничное значение нагрузки, при достижении которого целесообразно отключить один из трансформаторов:

$$S_{э.пс} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_K}}; \quad (2.25)$$

$$S_{э.пс} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{37.75}{432}} = 10 \text{ МВА.}$$

Годовые потери электроэнергии в СТ выраженные в денежных единицах:

$$I_{\Delta W_{пс}} = C_э \Delta W_{пс}, \quad (2.26)$$

$$I_{\Delta W_{пс}} = 2,861 \cdot 1398965 = 4002 \text{ тыс.руб.}$$

«Суммарные приведённые затраты» [16]:

$$Z_{пр} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_э + I_{W_{пс}}, \quad (2.27)$$

$$Z_{пр} = 0,25 \cdot 44,038 \cdot 10^6 + 4,14 \cdot 10^6 + 4,002 \cdot 10^6 = 19,152 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

## 2.2 Расчет приведенных затрат на установку двух трансформаторов типа ТДТН - 40000/110/35/6

По данным сайта завода производителя СТ находим паспортные параметры:  $\Delta P_{XX} = 40 \text{ кВт}$ ;  $I_{XX\%} = 0.6\%$ ;  $\Delta P_{КЗ} = 202 \text{ кВт}$ ;  $U_{к_{ВН-СН}} = 10.5\%$ ,  $U_{к_{ВН-НН}} = 17.5\%$ ,  $U_{к_{СН-НН}} = 6.5\%$ .

«Величина потерь реактивной мощности в СТ в режиме XX» [16]:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном.т},$$

$$Q_{xx} = \frac{0,7}{100} \cdot 40000 = 240 \text{ квар.}$$

«Величина потерь активной мощности в СТ в режиме XX» [16]:

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{un} \cdot Q_{xx},$$

$$P'_{xx} = 40 + 0,05 \cdot 240 = 52 \text{ кВт.}$$

«Напряжение КЗ для каждой из обмоток трехобмоточного СТ» [16]:

$$U_{kв} = 0.5 \cdot (U_{кВН-СН} + U_{кВН-НН} - U_{кСН-НН}),$$

$$U_{kв} = 0.5 \cdot 10,5 + 17,5 - 6,5 = 10,75\%,$$

$$U_{кс} = 0.5 \cdot (U_{кВН-СН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-НН}),$$

$$U_{кс} = 0.5 \cdot 10,5 + 6,5 - 17,5 = 0\%.$$

$$U_{кн} = 0.5 \cdot (U_{кВН-НН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-СН}),$$

$$U_{кн} = 0.5 \cdot 17,5 + 6,5 - 10,5 = 6,75\%.$$

«Величина потерь реактивной мощности в СТ в режиме КЗ» [16]:

$$Q_{к.вн} = \frac{U_{к.вн}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}},$$

$$Q_{к.вн} = \frac{10,75}{100} \cdot 40000 = 4300 \text{ квар};$$

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}},$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 40000 = 0 \text{ квар.}$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}},$$

$$Q_{к.н} = \frac{6,75}{100} \cdot 40000 = 2700 \text{ квар.}$$

«Приведённые потери активной мощности в режиме КЗ» [16]:

$$\Delta P_{кв} = \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot \Delta P_{к},$$

$$\Delta P_{кв} = \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot 202 = 101 \text{ кВт};$$

$$P_{к.вн}' = P_{к.вн} + K_{уп} \cdot Q_{к.вн};$$

$$P_{к.вн}' = 101 + 0,05 \cdot 4300 = 316 \text{ кВт};$$

$$P_{к.сн}' = P_{к.сн} + K_{уп} \cdot Q_{к.сн};$$

$$P_{к.сн}' = 101 + 0,05 \cdot 0 = 101 \text{ кВт};$$

$$P_{к.нн}' = P_{к.нн} + K_{уп} \cdot Q_{к.нн};$$

$$P_{к.нн}' = 101 + 0,05 \cdot 2700 = 236 \text{ кВт};$$

$$P_{к}' = P_{к.вн}' + P_{к.сн}' + P_{к.нн}';$$

$$P_{к}' = 316 + 101 + 236 = 653 \text{ кВт}.$$

«Коэффициент загрузки обмотки ВН СТ на всех ступенях годового графика нагрузки определяется» [16]:

$$K_{зв} = \frac{S_{ВНi}}{S_{НОМ.Т}},$$

$$K_{зв} = \frac{32800}{40000} = 0.82.$$

«Коэффициент загрузки обмотки СН СТ на всех ступенях годового графика нагрузки определяется» [16]:

$$K_{зс} = \frac{S_{СНi}}{S_{НОМ.Т}},$$

$$K_{зс} = \frac{14760}{40000} = 0,369.$$



«Коэффициент загрузки обмотки НН СТ на всех ступенях годового графика нагрузки определяется» [16]:

$$K_{зн} = \frac{S_{ННi}}{S_{НОМ.Т}},$$

$$K_{зн} = \frac{18040}{40000} = 0,451.$$

«Приведённые суммарные потери активной мощности в трансформаторах определяем по формуле» [16]:

$$P_m' = P_x' + K_{загр.в}^2 \cdot P_{к.вн}' + K_{загр.сн}^2 \cdot P_{к.сн}' + K_{загр.нн}^2 \cdot P_{к.нн}';$$

$$P_m' = 52 + 0,82^2 \cdot 316 + 0,37^2 \cdot 101 + 0,45^2 \cdot 236 = 326.2 \text{ кВт}.$$

«Потери электрической энергии в силовом трансформаторе на XX для каждой из ступеней годового графика нагрузки ГПП находим» [16]:

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x' \cdot T_i;$$

Суммарные потери в режиме XX будут равны:

$$\Delta W_{xx} = \Sigma \Delta W_{xx.i};$$

Потери электрической энергии в силовом трансформаторе в режиме КЗ для каждой из ступеней годового графика нагрузки ГПП находим:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.сн}' \cdot K_{зсн}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.нн}' \cdot K_{знн}^2 \cdot T_i;$$

Суммарные потери в режиме КЗ будут равны:

$$W_{кз} = \Sigma \Delta W_{кз.i};$$

Общие потери электрической энергии в силовом трансформаторе:

$$\Delta W_{nc} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{квi} + \Sigma \Delta W_{кci} + \Sigma \Delta W_{кни}.$$

Граничное значение нагрузки, при достижении которого целесообразно отключить один из трансформаторов:

$$S_{э.nc} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_K}};$$

$$S_{э.nc} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{52}{653}} = 16 \text{ MVA}.$$

Расчеты потерь электрической энергии в СТ ГПП на каждой ступени годового графика нагрузки сводим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 - Расчеты потерь электрической энергии в СТ ГПП на каждой ступени годового графика нагрузки

<i>N</i>	<i>S<sub>внi</sub></i> , <i>MBA</i>	<i>S<sub>снi</sub></i> , <i>MBA</i>	<i>S<sub>ннi</sub></i> , <i>MBA</i>	<i>n<sub>i</sub></i> , <i>шт</i>	<i>T<sub>i</sub></i> , <i>ч</i>	$\Delta W_{xi}$ , <i>кВт·ч</i>	<i>K<sub>звi</sub></i>	<i>K<sub>зci</sub></i>	<i>K<sub>знi</sub></i>	$\Delta W_{к.вi}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.с}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.н}$ <i>кВт·ч</i>
1	32.800	14.760	18.040	2	213	22152	0.820	0.369	0.451	22629	1465	5112
2	32.074	14.433	17.640	2	426	44304	0.802	0.361	0.441	43275	2801	9777
3	31.277	14.074	17.202	2	319	33176	0.782	0.352	0.430	30815	1994	6962
4	28.382	12.772	15.610	2	517	53768	0.710	0.319	0.390	41127	2662	9291
5	27.308	12.289	15.020	2	213	22152	0.683	0.307	0.375	15686	1015	3544
6	25.192	11.336	13.855	2	547	56888	0.630	0.283	0.346	34280	2219	7745
7	24.225	10.901	13.324	2	973	101192	0.606	0.273	0.333	56385	3649	12738
8	22.745	10.235	12.510	2	213	22152	0.569	0.256	0.313	10881	704	2458
9	21.666	9.750	11.916	2	365	37960	0.542	0.244	0.298	16919	1095	3822
10	20.543	9.244	11.299	2	912	94848	0.514	0.231	0.282	38007	2460	8587
11	18.825	8.471	10.354	2	912	94848	0.471	0.212	0.259	31916	2066	7210
12	17.032	7.664	9.368	2	182	18928	0.426	0.192	0.234	5214	337	1178
13	15.375	6.919	8.456	2	106	11024	0.384	0.173	0.211	2474	160	559
14	13.163	5.923	7.240	2	289	30056	0.329	0.148	0.181	4945	320	1117
15	11.868	5.341	6.527	2	182	18928	0.297	0.134	0.163	2531	164	572
16	11.108	4.998	6.109	2	213	22152	0.278	0.125	0.153	2595	168	586

Продолжение таблицы 2.2

<i>N</i>	<i>S<sub>внi</sub></i> , <i>MBA</i>	<i>S<sub>снi</sub></i> , <i>MBA</i>	<i>S<sub>ннi</sub></i> , <i>MBA</i>	<i>n<sub>i</sub></i> , <i>шт</i>	<i>T<sub>i</sub></i> , <i>ч</i>	$\Delta W_{xi}$ , <i>кВт·ч</i>	<i>K<sub>звi</sub></i>	<i>K<sub>зсi</sub></i>	<i>K<sub>знi</sub></i>	$\Delta W_{к.вi}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.с}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.н}$ <i>кВт·ч</i>
17	10.437	4.697	5.740	2	152	15808	0.261	0.117	0.144	1635	106	369
18	8.546	3.846	4.700	1	654	34008	0.214	0.096	0.118	9434	611	2131
19	6.058	2.726	3.332	1	228	11856	0.151	0.068	0.083	1653	107	373
20	5.062	2.278	2.784	1	608	31616	0.127	0.057	0.070	3077	199	695
21	4.270	1.921	2.348	1	152	7904	0.107	0.048	0.059	547	35	124
22	3.149	1.417	1.732	1	380	19760	0.079	0.035	0.043	744	48	168
Итоговые потери по ГПП						805480				376771	24386	85119
												1291756

Годовые потери электроэнергии в СТ выраженные в денежных единицах:

$$I_{\Delta W_{nc}} = C_{\Delta} \Delta W_{nc},$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = 2,861 \cdot 1291756 = 3696 \text{ тыс.руб.}$$

«Суммарные приведённые затраты» [16]:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\Delta} + I_{W_{nc}},$$

$$Z_{np} = 0,25 \cdot 70,462 \cdot 10^6 + 6,623 \cdot 10^6 + 3,696 \cdot 10^6 = 27,935 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Так приведенные затраты на вариант с установкой трансформаторов мощностью по 40 МВА на 8,7 млн.руб. превышают вариант с установкой трансформаторов мощностью по 25 МВА, то принимаем к установке на ГПП вариант с установкой двух трансформаторов типа ТДТН-25000/110/35/6.

### **3 Расчет токов короткого замыкания на ГПП**

Чтобы проверить проводники и аппараты на динамическую и термическую стойкость, а также произвести выбор выключателей по коммутационной способности необходимо определить расчетные токи короткого замыкания. Для выбора и проверки параметров оборудования обычно производят расчет трехфазного тока КЗ в системе электроснабжения.

«Расчетные условия короткого замыкания включают в себя:

- расчетную схему электроустановки;
- расчетную точку короткого замыкания;
- расчетный вид короткого замыкания;
- расчетную продолжительность короткого замыкания.

В качестве расчетной схемы, как правило, принимается схема со всеми включенными в работу элементами электроустановки. В отдельных случаях в качестве расчетной может оказаться схема, в которой тот или иной элемент отключен.

Расчетное место короткого замыкания находится в схеме непосредственно с той или другой стороны от выбираемого электрооборудования в зависимости от того, какой случай короткого замыкания обуславливает большее значение тока в токоведущей части электрооборудования» [17].

Расчетный вид короткого замыкания принимается в зависимости от степени воздействия тока короткого замыкания на электрооборудование. Расчетным видом короткого замыкания при проверке на термическую стойкость проводников и электрических аппаратов электроустановок напряжением свыше 1 вплоть до 35 кВ является трехфазное короткое замыкание, в электроустановках напряжением 110 кВ и выше – трех-или однофазное короткое замыкание, а в электроустановках генераторного напряжения электростанций – трехфазное или двухфазное короткое замыкание в зависимости от того, какое из них приводит к большему

термическому воздействию.

Расчетные значения 3х фазных токов КЗ на шинах 6 кВ предоставлены обслуживающей подстанцией организацией:  $I_{\max}^3 = 11495 \text{ А}$ ,  $R_{\max} = 0,009 \text{ Ом}$ ,  $X_{\max} = 0,314 \text{ Ом}$ .

«Ударный ток короткого замыкания находим по формуле» [18]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot K_{\text{уд}}, \quad (3.1)$$

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.эК}}}, \quad (3.2)$$

$$T_{a.эК} = \frac{\text{Im}(z_{\text{ЭК}})}{\omega_c \cdot \text{Re}(z_{\text{ЭК}})}, \quad (3.3)$$

$$z_{\text{ЭК.35}} = \left( \frac{1}{z_{\text{Н}}} + \frac{1}{z_{\text{С}} + z_{\text{тр}}} \right)^{-1} \quad (3.4)$$

«Сопротивление СТ типа ТДТН-25000/110 находим по формуле» [18]:

$$z_{\text{тр}} = r_{\text{тр}} + x_{\text{тр}} \cdot j, \quad (3.5)$$

$$r_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \cdot 10^{-3}, \quad (3.6)$$

$$x_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{к}} \cdot U_{\text{ср}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} \cdot j. \quad (3.7)$$

$$z_{\text{тр1}} = 0,08 + 5,2j \text{ Ом}.$$

«Сопротивление системы находим по формуле» [18]:

$$Z_{\text{с6.3}} = 0,009 + j0,314 \text{ Ом}.$$

Значение ЭДС системы находим из выражения:

$$E_{с6,3} = 6,3 \text{ кВ.}$$

«Сопротивление нагрузки находим из выражения [18]:

$$E_{н6,3} = 1 \cdot U_{ср}, \quad (3.8)$$

$$E_{н6,3} = 1 \cdot 6,3 = 6,3 \text{ кВ,}$$

$$z_{н6,3} = (0,02 + 0,2j) \cdot \frac{U_{ср}^2}{S_{н6,3}} \quad (3.9)$$

$$z_{н6,3} = (0,02 + 0,2j) \cdot \frac{6,3^2}{14,37} = 0,06 + 0,63j \text{ Ом.}$$

«Значение ударного тока трехфазного КЗ находим по формуле» [18]:

$$i_{уд.6} = \sqrt{2} \cdot 11,495 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}}\right) = 29,4 \text{ кА.}$$

Значения токов КЗ:

- для стороны 110 кВ -  $I_{макс}^3 = 13.1 \text{ кА}$ ,  $i_{уд} = 33.3 \text{ кА}$  ;

- для стороны 35 кВ -  $I_{макс}^3 = 4.4 \text{ кА}$ ,  $i_{уд} = 11.4 \text{ кА}$  ;



## **4 Выбор и проверка электрических аппаратов на подстанции**

Все оборудование подстанции подразделяется на [1,2,7, 19]:

- Проводники, которые могут быть выполнены в виде шин, кабелей или токопроводов;
- Аппараты первичных и вторичных цепей;
- Силовое оборудование к которому относятся компенсаторы и силовые трансформаторы.

Аппараты первичных (силовых) цепей разделены на 4 группы:

- коммутационные аппараты, к которым относятся силовые выключатели, выключатели нагрузки, разъединители, отделители, короткозамыкатели, контакторы, пускатели и так далее;
- защитные аппараты, к которым относятся плавкие предохранители, разрядники и ограничители перенапряжений ОПН;
- измерительные трансформаторы напряжения и тока;
- токоограничивающие и заземляющие реакторы, а так же резисторы.

Аппараты вторичных цепей – это аппараты управления, контроля, сигнализации, релейной защиты и автоматики.

«Совокупность аппаратов первичных и вторичных цепей одной ступени напряжения, соответствующим образом соединенных, включая вспомогательные устройства, составляют распределительное устройство (РУ), т.е. электроустановку, служащую для приема и распределения электроэнергии одного класса напряжения, и содержащую электрические аппараты, сборные и соединительные шины и вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы» [4,7].

### **4.1 Выбор разъединителей**

Принимаем к установке в ОРУ 110 кВ разъединители типа РГП-СЭЩ-110/1250.

Разъединитель выбирается и проверяется на:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (4.1)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (4.2)$$
$$176 \text{ А} < 1250 \text{ А},$$

где

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (4.3)$$
$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 176 \text{ А};$$

- «проверка на электродинамическую стойкость» [20]:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (4.4)$$
$$33.3 \text{ кА} \leq 64 \text{ кА};$$

- «проверка на термическую стойкость» [20]:

$$B_k \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (4.5)$$
$$24.9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 59.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный разъединитель успешно прошел необходимые проверки и может быть установлен в ОРУ 110 кВ ГПП предприятия.

Принимаем к установке в ОРУ 35 кВ разъединители типа РДЗ-СЭЩ-35.

Разъединитель выбирается и проверяется на:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (4.6)$$
$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (4.7)$$
$$550 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

где

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (4.8)$$
$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 36.75} = 550 \text{ А};$$

- «проверка на электродинамическую стойкость» [20]:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (4.9)$$
$$11.4 \text{ кА} \leq 55 \text{ кА};$$

- «проверка на термическую стойкость» [20]:

$$B_{\kappa} \leq I_{np.c}^2 \cdot t_{np.c}, \quad (4.10)$$

$$3.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 94.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный разъединитель успешно прошел необходимые проверки и может быть установлен ОРУ 35 кВ ГПП предприятия.

#### 4.2 Выбор высоковольтных выключателей

Принимаем к установке в ОРУ 110 кВ высоковольтные выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-110. Для выбранного типа выключателя определяются его номинальные параметры:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.сети}}, \quad (4.11)$$

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ},$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{НОМ.расч}}, \quad (4.12)$$

$$176 \text{ А} \geq 2500 \text{ А}.$$

Выполним проверку выбранного выключателя:

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ДИН}}, \quad (4.13)$$

$$13.1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА},$$

$$i_{\text{УД}} \leq i_{\text{ДИН}}, \quad (4.14)$$

$$33.3 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА},$$

$$I_{\text{ПТ}} \leq I_{\text{ОТК,НОМ}}, \quad (4.15)$$

$$13.1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА},$$

$$\sqrt{2}I_{\text{н,}\tau} + i_{\text{а,}\tau} \leq \sqrt{2}I_{\text{отк.ном}} \cdot (1 + \beta\eta), \quad (4.16)$$

$$7.5 \text{ кА} \leq 22.6 \text{ кА},$$

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \quad (4.17)$$

$$24.9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 152 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный высоковольтный выключатель ВЭБ-УЭТМ-110 прошел необходимые проверки и может быть рекомендован к размещению на ОРУ 110 кВ ГПП.

Принимаем к установке в ОРУ 35 кВ высоковольтные выключатели типа ВВН-СЭЩ-П-35. Для выбранного типа выключателя определяются его номинальные параметры:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}, \quad (4.18)$$

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ},$$

$$I_{ном} \geq I_{ном.расч}, \quad (4.19)$$

$$550 \text{ А} \geq 1000 \text{ А}.$$

Выполним проверку выбранного выключателя:

$$I_{по} \leq I_{дин}, \quad (4.20)$$

$$4.4 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (4.21)$$

$$11.4 \text{ кА} \leq 64 \text{ кА},$$

$$I_{пт} \leq I_{отк,ном}, \quad (4.22)$$

$$4.4 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$\sqrt{2}I_{п,\tau} + i_{а,\tau} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном} \cdot (1 + \beta_n), \quad (4.23)$$

$$2.8 \text{ кА} \leq 13.4 \text{ кА},$$

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \quad (4.24)$$

$$3.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 107.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный высоковольтный выключатель ВВН-СЭЩ-П-35 прошел необходимые проверки и может быть рекомендован к размещению на ОРУ 35 кВ ГПП.

Принимаем к установке в ячейках КРУ 6 кВ высоковольтные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-10. Для выбранного типа выключателя определяются его номинальные параметры:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (4.25)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 6 \text{ кВ},$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}, \quad (4.26)$$

$$3000 \text{ А} \geq 2867 \text{ А}.$$

Выполним проверку выбранного выключателя:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}, \quad (4.27)$$

$$11,495 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \quad (4.28)$$

$$29,4 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА},$$

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк,ном}}, \quad (4.29)$$

$$11,495 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА},$$

$$\sqrt{2}I_{\text{н,}\tau} + i_{\text{а,}\tau} \leq \sqrt{2}I_{\text{отк.ном}} \cdot (1 + \beta_{\text{н}}), \quad (4.30)$$

$$16,7 \text{ кА} \leq 49,35 \text{ кА},$$

$$W_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}. \quad (4.31)$$

$$396 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный высоковольтный выключатель ВВУ-СЭЩ-10 прошел необходимые проверки и может быть рекомендован к размещению на ГПП.

### 4.3 Выбор измерительных трансформаторов тока

Принимаем к установке в ячейках КРУ трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-6, выбор и проверку производим по следующим критериям:

а) значение номинального напряжения в месте установки:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном}, \quad (4.32)$$

$$6кВ \geq 6кВ.$$

б) значение номинального тока на первичной стороне ТТ:

$$I_{ном} \geq I_{раб.мах}, \quad (4.33)$$

$$I_{ном} = 3000 \text{ А},$$

$$I_{раб.мах} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (4.34)$$

$$I_{раб.мах} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2867 \text{ А},$$

$$3000 \geq 2867.$$

в) проверяется на электродинамическую стойкость:

$$i_y \leq K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_H, \quad (4.35)$$

$$K_{эд} = 61,$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд}, \quad (4.36)$$

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.эк}}}, \quad (4.37)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 11,495 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}}\right) = 29,4 \text{ кА.}$$

$$29,4 \text{ кА} \leq 152 \text{ кА.}$$

г) проверяется на термическую стойкость:

$$B_K \leq \kappa_T \cdot I_H^2 \cdot t_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (4.38)$$

$$396 \text{ кА}^2 \cdot c \leq 11163 \text{ кА}^2 \cdot c.$$

Выбранные трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-6 во вводных ячейках прошли необходимые проверки и могут быть рекомендованы к размещению на ГПП.

Выбор и проверка ТТ в ячейках отходящих линий производится аналогичным образом.

#### **4.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения в ЗРУ 6 кВ**

Принимаем к установке в ячейках КРУ трансформаторы напряжения НАЛИ-6.

«Сопротивление основной обмотки ТН находим по формуле» [20]:

$$Z_T = \frac{5 \cdot \left(\frac{100}{\sqrt{3}}\right)^2}{100 \cdot 1890} = 0,088 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление дополнительной обмотки ТН находим по формуле» [20]:



$$Z_{Т.д.} = \frac{10,1 \cdot \left(\frac{100}{\sqrt{3}}\right)^2}{100 \cdot 1890} = 0,178 \text{ Ом.}$$

«Значение тока трехфазного КЗ на зажимах основной обмотки ТН определяем из выражения» [20]:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot z_T}, \quad (4.39)$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,088} = 656 \text{ А.}$$

«Значение тока двухфазного КЗ на зажимах дополнительной обмотки ТН определяем из выражения» [20]:

$$I_{к2}^{(2)} = \frac{3 \cdot U_0}{z_{Т.д.}} = \frac{3 \cdot U_\phi}{z_{Т.д.}} = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{z_{Т.д.}}, \quad (4.40)$$

$$I_{к2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{0,178} = 973 \text{ А.}$$

Определим ток нагрузки в цепях основной обмотки ТН, создаваемый измерительными приборами, при суммарной нагрузке равной 13,5 ВА:

$$I_{Н,и} = \frac{13,5}{100 / \sqrt{3}} = 0,234 \text{ А.}$$

Определим ток нагрузки в цепях дополнительной обмотки ТН, создаваемый устройствами РЗ, при суммарной нагрузке равной 1,5 ВА:

$$I_{Н,РЗА,д} = \frac{1,5}{\sqrt{3} \cdot 100} = 0,0087 \text{ А.}$$

Выбираем для защиты вторичных цепей ТН автоматические выключатели типа С60Н-DC в трехполюсном исполнении для защиты основных обмоток и в двухполюсном исполнении для защиты дополнительной обмотки. Ток срабатывания электромагнитного расцепителя выбираем равным 20 А.

Проверка выбранного сечения кабелей осуществляется по термической стойкости:

$$F = \frac{973}{95} \sqrt{0,005 + 0,01 + 0,03} = 2,17 \text{ мм}^2.$$

$$2,5 \text{ мм}^2 > 2,17 \text{ мм}^2.$$

Выбранные кабели удовлетворяют требованиям термической стойкости.

«Найдем коэффициент чувствительности отсечки АВ, защищающего цепь дополнительной обмотки ТН по формуле» [20]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{973}{40} = 24,3,$$

$$24,3 > 1,5,$$

Полученное значение превышает минимальные требования.

С целью определения чувствительности АВ найдем значение минимального тока КЗ:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{Z_m^2 + R_{\Sigma}^2}}. \quad (4.41)$$

Суммарное сопротивление до шинок напряжения в ячейке секционного выключателя найдем по формуле:

$$R_{\Sigma} = 2 \cdot R_K, \quad (4.42)$$

$$R_{\Sigma} = 2 \cdot 0,0074 \cdot 12 = 0,178 \text{ Ом.}$$

Тогда значение тока однофазного КЗ составит:

$$I_{\text{кЗ}}^{(1)} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,088^2 + 0,178^2}} = 291 \text{ А.}$$

Значение коэффициента чувствительности при этом составит:

$$k_{\text{ч}} = \frac{291}{40} = 7,28$$

$$7,28 > 1,5,$$

Полученное значение превышает минимальные требования.

#### 4.5 Выбор ограничителей перенапряжений

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) представляют собой разрядники без искровых промежутков, в которых вместо обычных резисторов, изготовленных на базе карбида кремния (SiC), используются высоконелинейные варисторы, изготовленные на базе окиси цинка (ZnO). Они предназначены для защиты электрооборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений.

«Под рабочим напряжением через ОПН протекает ток величиной доли миллиампер. Ток носит емкостной характер, вследствие чего в ОПН не выделяется активная мощность, и он может неограниченно долго находиться

под рабочим напряжением. В результате ОПН не требует обслуживания и контроля параметров в процессе эксплуатации. Повышение напряжения, при появлении импульса перенапряжения, вызывает снижение активного сопротивления резисторов ОПН. Ток через ОПН возрастает до сотен ампер при появлении коммутационных перенапряжений и до тысяч ампер при воздействии грозových перенапряжений. Варисторы ограничителя переходят в проводящее состояние и ограничивают дальнейшее нарастание перенапряжения до уровня, безопасного для изоляции защищаемого электрооборудования. Когда перенапряжение снижается, ограничитель вновь возвращается в непроводящее состояние» [16].

Предварительно для установки на стороне 110 кВ выбираем ОПН типа ОПНп-110/88-10/650 II УХЛ1.

ОПН выбирается по максимальному значению рабочего напряжения в сети:

$$U_{\text{нр}} = \frac{1,1 \cdot U_{\text{р}}}{\sqrt{3}}, \quad (4.43)$$

$$U_{\text{нр}} = \frac{1,1 \cdot 126}{\sqrt{3}} = 80 \text{ кВ.}$$

что не превышает установленного для выбранного ОПН значения в 88 кВ.

Проверяется на возможность работы в квазиустановившихся режимах при перенапряжениях на неповрежденных фазах при несимметричном КЗ на шинах ГПП:

$$U_{\text{у}} \leq 1,4U_{\text{ф}}. \quad (4.44)$$

$$U_{\text{у}} = 1,4 \cdot \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}}, \quad (4.45)$$

$$U_{\text{у}} = 1,4 \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 93,0 \text{ кВ.}$$

$$t_y = 4 \text{ с.}$$

При этом заводом изготовителем установлены следующие допустимые значения:

$$U_{\text{ВНО-1с}} = 125 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{ВНО-10с}} = 118 \text{ кВ}.$$

Таким образом ОПН проходит проверку на возможность работы в квазиустановившихся режимах.

Проверяется по защитному уровню во время коммутационных перенапряжений:

$$U_{\text{остк}} \leq \frac{U_{\text{ки}}}{(1,15..1,2)}. \quad (4.46)$$

$$U_{\text{ки}} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{\text{исп50}},$$

$$U_{\text{ки}} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200 = 343 \text{ кВ}.$$

Для выбранного ОПН:

$$U_{\text{остк}} = 223 \text{ кВ}.$$

$$\frac{U_{\text{ки}}}{1,15} = \frac{343}{1,15} = 298 \text{ кВ}.$$

$$223 \text{ кВ} < 298 \text{ кВ}.$$

По рассмотренной выше методике производим проверку ОПН, устанавливаемого в нейтрали защищаемого трансформатора.

Предварительно для установки в нейтрали СТ выбираем ОПН типа ОПНП-110/56-10/650 II УХЛ1.

ОПН выбирается по максимальному значению рабочего напряжения в сети:

$$U_{\text{нр}} = \frac{1,1 \cdot U_{\text{нр}}}{\sqrt{3}}, \quad (4.47)$$

$$U_{\text{нр}} = \frac{1,1 \cdot 126 / \sqrt{3}}{\sqrt{3}} = 46,2 \text{ кВ.}$$

что не превышает установленного для выбранного ОПН значения в 56 кВ.

Проверяется на возможность работы в квазиустановившихся режимах:

$$U_y = 1,4 \cdot \frac{U_{\text{л}} / \sqrt{3}}{\sqrt{3}}, \quad (4.48)$$

$$U_y = 1,4 \cdot \frac{115 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{3}} = 53,7 \text{ кВ.}$$

$$t_y = 4 \text{ с.}$$

При этом заводом изготовителем установлены следующие допустимые значения:

$$U_{\text{вно-1с}} = 83,5 \text{ кВ,}$$

$$U_{\text{вно-10с}} = 79,2 \text{ кВ.}$$

Таким образом ОПН проходит проверку на возможность работы в квазиустановившихся режимах.

Проверяется по защитному уровню во время коммутационных перенапряжений:

$$U_{\text{остк}} = 149 \text{ кВ,}$$

$$U_{\text{остк}} \leq \frac{U_{\text{ки}}}{(1,15..1,2)}, \quad (4.49)$$

$$149 \text{ кВ} \leq \frac{343}{1,15} \text{ кВ},$$

$$149 \text{ кВ} \leq 298 \text{ кВ}.$$

В результате выбора и проверки ОПН на подстанции приняты к установке:

- на стороне ВН 110 кВ - ОПНп-110/88-10/650 II УХЛ1;
- на стороне СН 35 кВ - ОПНп-35/40,5-10/650 II УХЛ1;
- на стороне НН 6 кВ - ОПНп-6/8,2-10/650 II УХЛ1;
- в нейтрали СТ - ОПНп-110/56-10/650 II УХЛ1.

## 5 Собственные нужды подстанции

На подстанциях приемниками энергии системы собственных нужд являются: электродвигатели системы охлаждения трансформаторов и синхронных компенсаторов; устройства обогрева выключателей и шкафов КРУ и КРУН с установленными в них электрическими аппаратами и приборами; электродвигатели компрессоров, снабжающих воздухом пневматические приводы; вентиляция; электрическое отопление и освещение; система пожаротушения; оперативные цепи.

В зависимости от типа, мощности ПС питание потребителей собственных нужд осуществляется от специально установленных трансформаторов собственных нужд.

«На всех ПС устанавливаются не менее двух трансформаторов собственных нужд. К трансформаторам собственных нужд подстанции могут подключаться только потребители подстанции. В схемах собственных нужд ПС предусматривается присоединение трансформаторов собственных нужд к разным источникам питания (вводам разных трансформаторов, различным секциям РУ и др.). На стороне низшего напряжения 380/220 В трансформаторы собственных нужд должны работать отдельно с автоматическим вводом резерва (АВР). Мощность трансформаторов собственных нужд, питающих шины 0,4 кВ, выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС с учетом коэффициентов одновременности их загрузки, а также перегрузочной способности. Мощность каждого трансформатора с.н. с НН 0,4 кВ предусматривается, как правило, не более 630 кВА для ПС 110-220 кВ и не более 1000 кВА для ПС 330 кВ и выше» [1].

ТСН небольшой мощности (до 63-100 кВА) устанавливаются непосредственно в шкафах КРУ 6 (10) кВ, ТСН большей мощности размещаются открыто вне РУ 6(10) кВ. Для их подключения предусматривают ячейки с предохранителями (выключателями) и



кабельными вводами.

Нагрузками системы СН подстанции являются:

- питание приводов выключателей 35 кВ с мощностью 0,6 кВт и 0,4 квар;
- двигатели приводов разъединителей и ЗН-35 кВ с мощностью 12 кВт и 7,44 квар;
- электрообогрев приводов выключателей 35 кВ с мощностью 0,2 кВт;
- электрообогрев приводов разъединителей и ЗН-35 кВ с мощностью 0,95 кВт;
- электрообогрев и освещение шкафов 35 кВ с мощностью 5,04 кВт;
- освещение ОРУ с мощностью 3 кВт и 1,86 квар;
- РПН трансформаторов ГПП с мощностью 1,2 кВт и 0,74 квар;
- электрообогрев привода РПН с мощностью 0,4 кВт;
- система искусственного освещения здания ОПУ с мощностью 4 кВт и 2,5 квар;
- система отопления КРУН- 6 кВ с мощностью 19 кВт;
- система освещения КРУН-6 кВ с мощностью 5 кВт и 3,1 квар;
- система аварийного освещения с мощностью 0,8 кВт;
- цепи оперативной блокировки с мощностью 0,5 кВт и 0,3 квар;
- системы связи, учета и управления с мощностью 4 кВт;
- система отопления ОПУ с мощностью 14 кВт;
- система вентилирования ОПУ с мощностью 0,3 кВт и 0,2 квар;
- питание аппаратуры связи с мощностью 0,5 кВт;
- питание источника постоянного оперативного тока мощностью 23,4 кВт и 13,4 квар;
- система противопожарной сигнализации с мощностью 1,5 кВт;
- электросварка с мощностью 10 кВт и 13,3 квар.

Суммарная нагрузка трансформаторов СН составит 116,7 кВА.

Номинальная мощность трансформаторов СН после проведения реконструкции ГП:

$$S_m = \frac{S_{расч}}{K_n}, \quad (5.1)$$

$$S_m = \frac{116}{1,4} = 83 \text{ кВ},$$

К установке на ГПП принимаем ТСН типа ТМГ- 100/6/0,4 производства ОАО «Тольяттинский трансформатор».

## **6 Система оперативного тока на подстанции «Красная река»**

«Приборы, аппараты, соединительные провода и кабели системы управления вместе с реле защиты и автоматики, телемеханики принято называть вторичным оборудованием. Для нормальной работы приборов и аппаратов управления и сигнализации, а также для питания оперативных цепей релейной защиты и автоматики необходим источник оперативного тока (оперативный ток служит для питания вторичных устройств). Используют, как постоянный, так выпрямленный и переменный оперативный ток» [7].

В соответствии с действующими требованиями на всех ПС 35-750 кВ должен применяться постоянный оперативный ток. Переменный ток следует использовать во всех случаях, когда это возможно, и ведет к упрощению и удешевлению электроустановок при обеспечении необходимой надежности их работы.

На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются через предохранители или выключатели к шинам РУ 6-35 кВ (рис. 104), а при отсутствии этих РУ – к обмоткам НН основных трансформаторов. На ПС с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются через предохранители на участке между вводами НН основного трансформатора и вводными выключателем НН. Такое включение обеспечивает возможность пуска ПС независимо от наличия напряжения в сети 6-10 кВ.

Система оперативного тока на подстанции будет выполнена на постоянном оперативном токе, получаемом от аккумуляторной батареи и 2х зарядно-выпрямительных устройств с расположением их в ОПУ.

Нагрузкой, получающей питание из сети постоянного оперативного тока, являются (с учетом коэффициента одновременности):

- катушки отключения выключателей 35 кВ с потребляемым током 0,54 А;

- приводы выключателей 6 кВ с потребляемым током 22,8 А;
- панели РЗА с потребляемым током 3 А;
- цепи сигнализации с потребляемым током 0,5 А;
- аварийное освещение с потребляемым током 1,8 А;
- плановый резерв с потребляемым током 5 А.

«Ток, потребляемый в длительном режиме» [5]:

$$I_{\text{длит}} = I_{\text{РЗА}} + I_{\text{зап}}, \quad (6.2)$$

$$I_{\text{длит}} = 3 + 5 = 8 \text{ А.}$$

«Значение тока в аварийном режиме, продолжительностью 4 ч» [5]:

$$I_{\text{ав}} = I_{\text{длит}} + I_{\text{ав.осв}} + I_{\text{выкл35}} + I_{\text{выкл6}} + I_{\text{сигн}}, \quad (6.3)$$

$$I_{\text{ав}} = 8 + 1,8 + 0,54 + 22,8 + 0,5 = 33,64 \text{ А.}$$

«Приближенная оценка необходимой емкости батареи» [5]:

$$Q = \sum (I_i \cdot t_i), \quad (6.4)$$

$$Q = 33,64 \cdot 4 = 134,56 \text{ Ач.}$$

«Количество элементов в батарее» [5]:

$$N = \frac{U_{\text{max}}}{U_{\text{под.эл}}}, \quad (6.5)$$

$$N = \frac{234}{2,25} = 104 \text{ эл.}$$

«Минимально допустимое напряжение на батарее с учетом падения напряжения в КЛ» [5]:

$$U_{\min .\text{бат}} = U_{\min} + \Delta U_{\text{потреб}}, \quad (6.6)$$

$$\Delta U = \frac{1000}{\gamma \cdot s} \cdot \sum(I_m \cdot l_m), \quad (6.7)$$

$$\gamma = \frac{1}{\rho}, \quad (6.8)$$

$$\rho = 0,018 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}.$$

При самом тяжелом режиме работы во время взведения пружин одновременно в двух выключателях на напряжения 6 кВ.

$$\Delta U = \frac{1000 \cdot 0,018}{2,5} \cdot 2 \cdot 3 \cdot 0,065 = 2,81 \text{ В},$$

$$U_{\min .\text{бат}} = 187 + 2,81 = 189,8 \text{ В}.$$

«Минимально допустимое напряжение на элементе» [5]:

$$U_{\min .\text{э}} = \frac{189,8}{104} = 1,825 \text{ В}.$$

«Значение напряжения на батарее в конце четырехчасового режима работы будет равно» [5]:

$$U_{\min .\text{э}} \cdot N = 1,8 \cdot 104 = 198 \text{ В},$$

$$198 \text{ В} > 189,8 \text{ В}.$$

Воспользовавшись зарядной характеристикой для тока нагрузки равного 33,64 А и при минимальном допустимом напряжении на элементе  $U_{\min \text{эл}} = 1,8 \text{ В}$  необходимая номинальная емкость аккумуляторов составляет 140 А/ч.

## 7 Релейная защита

В проекте реконструкции подстанции приняты следующие шкафы РЗА для размещения на подстанции:

- Шкафы защит силового трансформатора Т1 и Т2, выполненные с применением терминалов Сириус-ТЗ-5А-220В-И1 (основная защита) и Сириус-2-РН-5А-220В-И1 (регулирование напряжения);
- Защита ВЛ-35 кВ выполненная с применением терминалов Сириус-2В-35-5А-220В-И1;
- Защита ВЛ-110 кВ выполненная с применением терминалов Сириус-2В-110-5А-220В-И1;
- Шкаф центральной сигнализации и оперативной блокировки, выполненный с применением терминалов Сириус-ЦС-220В-И1 и Сириус-2-ОБ-И1;
- Шкаф защиты двух ТН 35 кВ;
- Шкаф защиты вводного ВВ 6 кВ выполненный с применением терминалов Сириус-2В-5А-220В-И1;
- Шкаф защиты 6 кВ ВВ отходящих присоединений выполненный с применением терминалов Сириус-2МЛ-5А-220В-И1;
- Шкаф защиты секционного выключателя 6 кВ выполненный с применением терминалов Сириус-2-С-5А-220В-И1;
- Шкаф АЧР выполненный с применением терминалов Сириус-2-АЧР-220-RS»;
- Шкаф защит и автоматики ТСН.

## 8 Заземление на подстанции

Заземление бывает трех видов: 1) рабочее заземление; 2) защитное; 3) грозозащитное.

Под рабочим заземлением сети следует понимать преднамеренное соединение с землей нейтралей трансформаторов (реже нейтралей генераторов) с целью придания сети определенных свойств, а именно: снижение коммутационных и атмосферных перенапряжений; снижение уровня изоляции силовых трансформаторов; упрощения релейной защиты от однофазных замыканий в сети; гашение дуговых замыканий на землю; возможности удержания поврежденной линии в работе и др. Все это зависит от способа заземления сети.

Постоянное заземление нейтрали имеют все автотрансформаторы и обмотки 220-750 кВ трансформаторов. В данных сетях возникают большие однофазные токи короткого замыкания. Для уменьшения токов однофазного к.з. применяют, если это возможно, частичное разземление нейтралей. Для возможности разземления нейтралей обмоток 110 кВ трансформаторов предусматривают однополюсные разъединители – заземлители. Параллельно с заземлителем устанавливают ограничитель перенапряжений ОПНН-110, который защищает изоляцию выводов обмоток со стороны нейтрали на случай работы с разземленной нейтралью.

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Такое заземление называется защитным, предназначение которого заключается в том, чтобы создать путь току в землю с возможно малым сопротивлением и устранить опасные перенапряжения, т.е. обеспечить безопасность для людей.

В электроустановках заземляются: корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, металлические

конструкции распределительных устройств, каркасы и опоры РУ, металлические оболочки и броня кабелей.

Проектирование заземляющих устройств выполняется в соответствии с нормированием по допустимому напряжению прикосновения либо по допустимому сопротивлению растекания.

Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители. В качестве естественных применяют фундаменты и металлические части зданий, фундаменты опор, надежно соединенные с землей. В качестве искусственных заземлителей применяют систему изолированных проводников (горизонтальных и вертикальных), погруженные в почву для надежного контакта с землей (металлические стержни, уголки, полосы).

Максимальное допустимое значение напряжения прикосновения составляет 500 В при времени существования КЗ равного 0.5 с [16].

«Значение напряжения на заземлителе» [16]:

$$U_3 = \frac{U_{np.дон}}{K_{II}}, \quad (8.1)$$

$$U_3 = \frac{500}{0.312} = 1605 \text{ В},$$

где значение коэффициента напряжения прикосновения:

$$K_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_0 L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (8.2)$$

$$K_{II} = \frac{0.5 \cdot 0.94}{\left(\frac{6 \cdot 196}{12 \cdot \sqrt{1520}}\right)^{0.45}} = 0.312,$$

коэффициент, зависящий от величины сопротивления тела человека:



$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1.5\rho_{\text{в.с}}}, \quad (8.3)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1.5 \cdot 40} = 0.94.$$

Определенное по формуле 8.1 значение напряжения на заземлителе не превышает установленного максимально допустимого предела 10 кВ.

«Сопротивление ЗУ должно удовлетворять условию» [16]:

$$R_3 < R_{3,\text{дон}}. \quad (8.4)$$

«Число ячеек для расчетной модели заземлителя» [16]:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (8.5)$$

$$m = \frac{196}{2 \cdot \sqrt{1520}} - 1 \approx 2.$$

«Протяженность полос в расчетной модели» [16]:

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

$$L_2 = 2\sqrt{1520} \cdot (2+1) = 233.9 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (8.7)$$

$$b = \frac{\sqrt{1520}}{2} = 19.5 \text{ м.}$$

«Число вертикальных заземлителей, которые необходимо установить по контуру» [16]:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g}, \quad (8.8)$$
$$n_g = \frac{\sqrt{1520} \cdot 4}{1 \cdot 6} \approx 26.$$

«Суммарная протяженность вертикальных заземлителей» [16]:

$$L_g = l_g \cdot n_g, \quad (8.9)$$
$$L_g = 6 \cdot 26 = 156 \text{ м.}$$

«Значение относительной глубины погружения вертикальных заземлителей» [16]:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (8.10)$$
$$\frac{6 + 0.7}{\sqrt{1520}} = 0.172.$$

«Суммарное сопротивление для сложного заземлителя» [16]:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_g}, \quad (8.11)$$
$$R_3 = 0.3 \cdot \frac{40}{\sqrt{1520}} + \frac{40}{196 + 156} = 0.42 \text{ Ом,}$$

где

$$A = \left( 0.444 - 0.84 \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \right), \quad (8.12)$$

$$A = 0.444 - 0.84 \cdot 0.172 = 0.3;$$

Полученная величина суммарного сопротивления сложного заземлителя не превышает максимальное установленное значение 0,5 Ом.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе разработан комплекс мероприятий по реконструкции электрической части подстанции 110/35/6 кВ «Красная река». В плане реконструкции значилось проведение замены электрических аппаратов ЗРУ на напряжение 6 кВ на современные, замена отделителей и короткозамыкателей 110 кВ на выключатели, установка ОПН, микропроцессорных средств защиты и измерений.

Исходя из значения максимальной нагрузки подстанции было произведено сравнение двух вариантов установки на подстанции силовых трансформаторов в результате которого был выбран вариант с установкой на ГПП двух трансформаторов типа ТДТН-25000/110/35/6. Произведен расчет токов КЗ результаты которого использовались для проверки уже установленного и планируемого к установке на подстанции оборудования. Отделители и короткозамыкатели в ОРУ 110 кВ были заменены на высоковольтные выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-110. Рассмотрены все аспекты замены установленного на ГПП комплектного распределительного устройства наружного размещения с номинальным значением напряжением 6 кВ с маломасляными выключателями на современное КРУН с вакуумными выключателями типа ВВУ-СЭЩ-10. Выполнен расчет нагрузок системы собственных нужд подстанции, к установке на ГПП приняты ТСН типа ТМГ-100/6/0,4 производства ОАО «Тольяттинский трансформатор». Система оперативного тока на подстанции будет выполнена на постоянном оперативном токе, получаемом от аккумуляторной батареи и 2х зарядно-выпрямительных устройств с расположением их в ОПУ. Выполнен расчет необходимой номинальной емкости батареи. Определен состав шкафов РЗА для размещения на подстанции. На подстанции выполнен расчет заземления.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Афонин В. В., Набатов К. А. Электрические станции и подстанции: учеб. пособие. В 3 ч. Ч. 1. Тамбовский гос. техн. ун-т. Тамбов : ТГТУ : ЭБС АСВ, 2015. 90 с.
2. Немировский А.Е., Сергиевская И.Ю., Крепышева Л.Ю. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учебное пособие. М: Инфра-Инженерия. 2018. 148 с.
3. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ. М. : ЭНАС. 2017. 80 с.
4. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. М.: ИНФРА-М. 2017. 262 с.
5. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции: учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет. ЭБС АСВ. 2016. 111 с.
6. Whitaker J.C. AC power systems. 4rd ed. California: CRC Press is an imprint of Taylor & Francis Group, 2014. 428 p.
7. Правила устройства электроустановок. Раздел 4. Распределительные устройства и подстанции. Главы 4.1, 4.2. [Электронный ресурс]. - 7-е изд. - Электрон. текстовые данные. - М.: ЭНАС, 2013. - 104 с. ISBN 978-5-4248-0036-8.
8. СТО 56947007- 29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Дата введения 16.06.2010. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.047-2010.pdf> (дата обращения 8.04.2019).
9. 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.
10. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение

промышленных предприятий и установок: учебное пособие. М.: Форум, 2015. 368 с.

11. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий : учебник. 5-е изд., перераб. и доп. М. : ИНФРА-М, 2019. 405 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003810> (дата обращения: 11.03.2019).

12. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие. М.: Форум, 2019. 496 с.

13. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций : учебное пособие. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013. 92 с.

14. 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.

15. Meier A. von. Electric power systems: a conceptual introduction. New Jersey: John Wiley & Sons, 2016. 328 p.

16. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.

17. IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 551. NY: IEEE, 2013. 300 p.

18. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.

19. Yatsuk V., Mykujchuk M., Bubela T. Ensuring the measurement efficiency in dispersed measuring systems for energy objects // Studies in Systems, Decision and Control. 2019. pp. 131-149.

20. Шеховцов В.П. Электрическое и электромеханическое оборудование : учебник, 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2018. 407 с.