

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ
«Винтай»»

Студент

Д.Е. Воронов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, В.Н. Кузнецов

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

Тольятти 2020

Аннотация

Бакалаврская работа направлена на разработку мероприятий по реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Винтай».

На подстанции определены значения ожидаемых максимальных нагрузок с учетом характеристик электроприемников.

Произведено сравнение двух вариантов установки на подстанции силовых трансформаторов, выбран оптимальный вариант.

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 10 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 «Винтай».....	6
2 Определение оптимальной мощности силовых трансформаторов на ГПП... 7	
3 Расчет токов короткого замыкания на ГПП	23
4 Выбор и проверка электрических аппаратов на подстанции	26
4.1 Выбор разъединителей	26
4.2 Выбор высоковольтных выключателей.....	28
4.3 Выбор измерительных трансформаторов тока	31
4.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения в ЗРУ 10 кВ.....	34
4.5 Выбор ограничителей перенапряжений	37
5 Собственные нужды подстанции	41
6 Система оперативного тока на подстанции «Винтай»	43
7 Релейная защита.....	46
8 Заземление на подстанции.....	47
Заключение	51
Список используемых источников	52

Введение

Система электроснабжения представляет собой совокупность электроустановок, состоящих из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, приемников электроэнергии. Требования к системам электроснабжения [1-3]:

- экономичность;
- надежность электроснабжения;
- безопасность и удобство эксплуатации;
- обеспечение надлежащего качества электрической энергии;
- гибкость системы, дающая возможность дальнейшего развития;
- максимальное приближение источников питания к электроустановкам потребителей и др.

Система электроснабжения промышленного предприятия должна выбираться на основе технико-экономического сравнения сопоставимых вариантов по критерию минимума дисконтируемых затрат или другим экономическим критериям.

При построении системы электроснабжения следует учитывать требуемую надежность электроснабжения электроприемников, требуемое качество электрической энергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Трансформаторные и распределительные подстанции следует максимально приближать к электроустановкам потребителей электроэнергии, сокращая число ступеней трансформации за счет внедрения глубоких вводов, повышенных напряжений питающих и распределительных сетей, дальнейшего развития принципа «разукрупнения» подстанций, внедрения магистральных токопроводов.

Схемы электроснабжения строятся таким образом, чтобы все элементы электрической сети в нормальном режиме работы находились под нагрузкой.

При отключении одного из источников питания (ИП) автоматически или вручную должно происходить переключение потребителей на оставшийся в работе ИП. Такие схемы относят к схемам горячего резерва. «При этом используется перегрузочная способность оставшихся в работе элементов сети. В необходимых случаях производят отключение потребителей третьей категории. Наличие резервных неработающих элементов сети должно быть обосновано» [4-5].

Применяется раздельная работа элементов системы электроснабжения: источников питания; линий электропередачи, трансформаторов. Это означает, что в нормальном режиме все ЭП независимо от категории получают питание от одного источника питания и путь от источника питания до электроприемника только один. Схемы, отвечающие этому условию, называются разомкнутыми. «В обоснованных случаях, по согласованию с энергоснабжающей организацией, допускается параллельная работа, например, при питании ударных резкопеременных нагрузок, если автоматическое включение резервного питания не обеспечивает необходимое быстродействие восстановления питания с точки зрения самозапуска электродвигателей.

Следует выделять схемы внешнего и внутреннего электроснабжения. К схемам внешнего электроснабжения относят электрические сети, связывающие источники питания с пунктами приема электроэнергии потребителей. К схемам внутреннего электроснабжения относят электрические сети от пунктов приема электроэнергии до электроприемников высокого и низкого напряжений.

Целью бакалаврской работы является разработка мероприятий по модернизации установленного на главной понизительной подстанции электрооборудования, направленных на повышение надежности электроснабжения потребителей и снижение вероятности возникновения нештатных ситуаций.

1 Краткая характеристика подстанции «Винтай»

Подстанция «Винтай» (рисунок 1.1) расположена вблизи одноимённого поселка и поселка Прибрежный вдоль трассы Самара-Тольятти и построена в 1960 г.

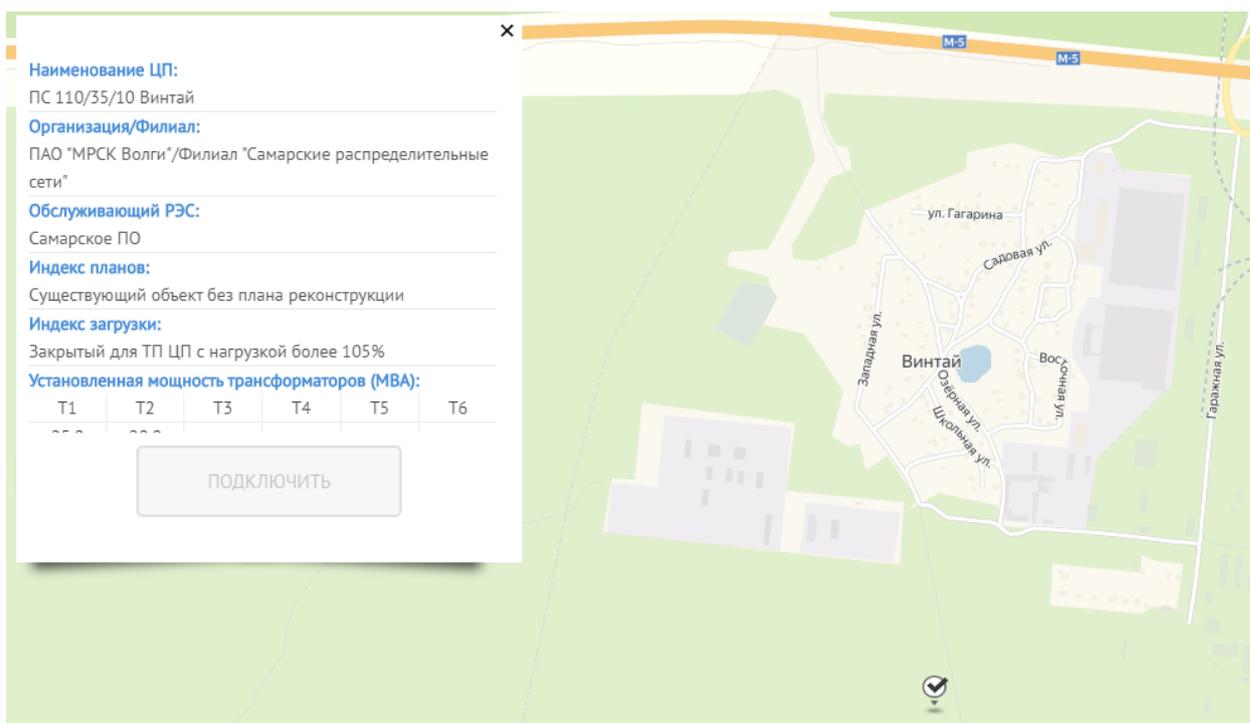


Рисунок 1.1 - Месторасположение подстанции «Винтай»

От подстанции получают питание поселок «Винтай» и предприятие по испытанию ракетных двигателей ОП «Винтай», являющееся подразделением предприятия авиационного и космического двигателестроения ПАО «Кузнецов». Подстанция функционирует без постоянно присутствующего обслуживающего персонала. Обслуживание ПС производится выездными бригадами.

Вывод: в плане реконструкции подстанции значится проведение замены электрических аппаратов ЗРУ на напряжение 10 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

В соответствии с [6-8] различают следующие режимы работы трансформаторов:

- систематических нагрузок;
- кратковременных аварийных перегрузок;
- продолжительных аварийных перегрузок.

Режим систематических нагрузок — это нормальный режим работы трансформатора, при котором возможно превышение номинального тока (мощности) в отдельные часы каждого суток за счет снижения температуры охлаждающей среды или при снижении нагрузки в течение остального времени суток. Такой режим может быть достаточно длительным и не приводит к превышению допустимых значений температуры нагрева масла в верхних слоях (для масляных трансформаторов) и температуры наиболее нагретой точки и металлических частей, соприкасающихся с изоляционным материалом, а термический износ изоляции обеспечивает нормативный срок службы трансформатора. Решение о допустимости такого режима может быть принято только при наличии информации об изменениях нагрузки трансформатора во времени. Как правило, на станции проектирования такая информация отсутствует, поэтому в проектах не рассматривается возможность работы трансформаторов с нагрузкой, превышающей номинальную в нормальном режиме работы [7].

Режим кратковременных аварийных перегрузок — это режим чрезвычайно высоких нагрузок, вызванных непредвиденными воздействиями, которые приводят к нарушению нормальной работы сети, при этом температура наиболее нагретой точки проводников достигает опасных значений и в некоторых случаях может наблюдаться временное снижение электрической прочности изоляции. Продолжительность такой перегрузки обычно не превышает 0,5 часа.

Режим продолжительных аварийных перегрузок возникает из-за выхода из строя некоторых элементов сети (послеаварийные режимы). Для двух и более трансформаторных подстанций это выход из строя одного из трансформаторов, отключение одной из питающих линий при отсутствии связи между трансформаторами на стороне ВН.

От подстанции получают питание группы электроприемников относящиеся ко всем 3 категориям по надежности электроснабжения, поэтому значение номинальной мощности силовых трансформаторов производим по выражению:

$$S_{ном\ m} = \frac{S_{max.ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)}, \quad (2.1)$$

$$S_{ном\ m} = \frac{32.8 \cdot 0,8}{1,4 \cdot 1} = 18.743\ MVA.$$

По данным производителей высоковольтных силовых трансформаторов выбираем для последующего рассмотрения трансформаторы:

$$S_{ном.m2} > S_{ном.m1} > S_{ном.m}, \quad (2.2)$$

$$40\ MVA > 25\ MVA > 18.7\ MVA.$$

2.1 Расчет приведенных затрат на установку двух трансформаторов типа ТДТН - 25000/110/35/10

По данным сайта завода производителя СТ находим паспортные параметры: $\Delta P_{XX} = 29\ кВт$; $I_{XX\%} = 0.7\%$; $\Delta P_{K3} = 142\ кВт$; $U_{кВН-СН} = 10.5\%$, $U_{кВН-НН} = 17.5\%$, $U_{кСН-НН} = 6.5\%$.

«Величина потерь реактивной мощности в СТ в режиме XX» [9-10]:

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

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

«Величина потерь активной мощности в СТ в режиме XX» [10]:

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

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

«Напряжение КЗ для каждой из обмоток трехобмоточного СТ» [10]:

$$U_{k\phi} = 0,5 \cdot (U_{kBH-CH} + U_{kBH-HH} - U_{kCH-HH}), \quad (2.5)$$

$$U_{k\phi} = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%,$$

$$U_{kc} = 0,5 \cdot (U_{kBH-CH} + U_{kCH-HH} - U_{kBH-HH}), \quad (2.6)$$

$$U_{kc} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = 0\%.$$

$$U_{kн} = 0,5 \cdot (U_{kBH-HH} + U_{kCH-HH} - U_{kBH-CH}), \quad (2.7)$$

$$U_{kн} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%.$$

«Величина потерь реактивной мощности в СТ в режиме КЗ» [10]:

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

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

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

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

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

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

«Приведённые потери активной мощности в режиме КЗ» [10]:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

«Коэффициент загрузки обмотки ВН СТ на всех ступенях годового графика нагрузки определяется» [10]:

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

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

«Коэффициент загрузки обмотки СН СТ на всех ступенях годового графика нагрузки определяется» [10]:

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

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

«Коэффициент загрузки обмотки НН СТ на всех ступенях годового графика нагрузки определяется» [10]:

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

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

«Приведённые суммарные потери активной мощности в трансформаторах определяем по формуле» [10]:

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

$$P_m' = 37,75 + 1,31^2 \cdot 205,4 + 0,59^2 \cdot 71 + 0,72^2 \cdot 155,4 = 496,9 \text{ кВт}.$$

«Потери электрической энергии в силовом трансформаторе на XX для каждой из ступеней годового графика нагрузки ГПП находим» [10]:

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

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:

$$\Delta W_{K3} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{K.VH} \cdot K_{3B}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P_{K.CH} \cdot K_{3CH}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P_{K.HH} \cdot K_{3HH}^2 \cdot T_i; \quad (2.22)$$

Суммарные потери в режиме КЗ будут равны:

$$W_{K3} = \Sigma \Delta W_{K3.i}; \quad (2.23)$$

Общие потери электрической энергии в силовом трансформаторе:

$$\Delta W_{nc} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{kvi} + \Sigma \Delta W_{ksi} + \Sigma \Delta W_{khi}. \quad (2.24)$$

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_{внi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{снi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{ннi}</i> , <i>MBA</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{зci}</i>	<i>K_{знi}</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_{внi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{снi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{ннi}</i> , <i>MBA</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{зсi}</i>	<i>K_{знi}</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» [10]:

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

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

2.2 Расчет приведенных затрат на установку двух трансформаторов типа ТДТН - 40000/110/35/10

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» [10]:

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

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

«Величина потерь активной мощности в СТ в режиме XX» [10]:

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

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

«Напряжение КЗ для каждой из обмоток трехобмоточного СТ» [10]:

$$U_{k\delta} = 0.5 \cdot (U_{kBH-CH} + U_{kBH-HH} - U_{kCH-HH}),$$

$$U_{k\delta} = 0.5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%,$$

$$U_{kc} = 0.5 \cdot (U_{kBH-CH} + U_{kCH-HH} - U_{kBH-HH}),$$

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

$$U_{kH} = 0.5 \cdot (U_{kBH-HH} + U_{kCH-HH} - U_{kBH-CH}),$$

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

«Величина потерь реактивной мощности в СТ в режиме КЗ» [10]:

$$Q_{к.вн} = \frac{U_{к.вн}}{100} \cdot S_{ном.т},$$

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

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}}{100} \cdot S_{ном.т},$$

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

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{ном.т},$$

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

«Приведённые потери активной мощности в режиме КЗ» [10]:

$$\begin{aligned} \Delta P_{кв} &= \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot \Delta P_{к}, \\ \Delta P_{кв} &= \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot 202 = 101 \text{ кВт}; \\ P_{к.вн}' &= P_{к.вн} + K_{уп} \cdot Q_{к.вн}; \\ P_{к.вн}' &= 101 + 0,05 \cdot 4300 = 316 \text{ кВт}; \\ P_{к.сн}' &= P_{к.сн} + K_{уп} \cdot Q_{к.сн}; \\ P_{к.сн}' &= 101 + 0,05 \cdot 0 = 101 \text{ кВт}; \\ P_{к.нн}' &= P_{к.нн} + K_{уп} \cdot Q_{к.нн}; \\ P_{к.нн}' &= 101 + 0,05 \cdot 2700 = 236 \text{ кВт}; \\ P_{к}' &= P_{к.вн}' + P_{к.сн}' + P_{к.нн}'; \\ P_{к}' &= 316 + 101 + 236 = 653 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

«Коэффициент загрузки обмотки ВН СТ на всех ступенях годового графика нагрузки определяется» [10]:

$$\begin{aligned} K_{зв} &= \frac{S_{ВНi}}{S_{НОМ.Т}}, \\ K_{зв} &= \frac{32800}{40000} = 0.82. \end{aligned}$$

«Коэффициент загрузки обмотки СН СТ на всех ступенях годового графика нагрузки определяется» [10]:

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

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

«Коэффициент загрузки обмотки НН СТ на всех ступенях годового графика нагрузки определяется» [10]:

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

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

«Приведённые суммарные потери активной мощности в трансформаторах определяем по формуле» [10]:

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

$$P_m' = 52 + 0,82^2 \cdot 316 + 0,37^2 \cdot 101 + 0,45^2 \cdot 236 = 326,2 \text{ кВт}.$$

«Потери электрической энергии в силовом трансформаторе на XX для каждой из ступеней годового графика нагрузки ГПП находим» [10]:

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

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:

$$\Delta W_{nc} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{kvi} + \Sigma \Delta W_{kci} + \Sigma \Delta W_{kni}.$$

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_{внi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{снi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{ннi}</i> , <i>MBA</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{зсi}</i>	<i>K_{знi}</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_{внi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{снi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{ннi}</i> , <i>MBA</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{зсi}</i>	<i>K_{знi}</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» [10]:

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

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

Вывод: так как приведенные затраты на вариант с установкой трансформаторов мощностью по 40 МВА на 8,7 млн.руб. превышают затраты на вариант с установкой трансформаторов мощностью по 25 МВА, то принимаем к установке на ГПП вариант с установкой двух трансформаторов типа ТДТН-25000/110/35/10.

3 Расчет токов короткого замыкания на ГПП

Принимаемые допущения при расчете токов КЗ в промышленных и городских электрических сетях [11-13]:

- Не учитываются переходные процессы в синхронных машинах;
- Не учитываются активные сопротивления генераторов, трансформаторов, реакторов;
- Не учитываются сопротивления печи намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;
- Не учитывается поперечная мощность линий электропередачи;
- При определении периодической составляющей тока КЗ не учитывается активное сопротивление различных элементов расчетной схемы, если $R_k < 1/3X_k$. При этом активное сопротивление цепи КЗ требуется для определения ударного тока;
- Как правило, не учитывается влияние нагрузки в процессе КЗ, кроме случаев, когда узел нагрузки с преобладающей двигательной нагрузкой находится в непосредственной близости от точки КЗ.

Последовательность соединения элементов в расчетной схеме и схеме замещения строго соответствуют друг другу. В схеме замещения все магнитные связи заменяются электрическими, а элементы расчетной схемы предоставляются своими сопротивлениями. Для источников питания обязательно указывается ЭДС.

Расчетные схемы, как правило имеют несколько трансформаций напряжения. Это приводит к необходимости преобразования параметров расчетной схемы. В практике расчетов токов КЗ используют два практически равноценных метода: расчет в именованных и относительных единицах, при этом сопротивления всех элементов схемы и ЭДС источников энергии выражаются либо в именованных, либо в относительных единицах. Следует заметить, что расчет в именованных единицах имеет более простые формулы и требует меньшего количества вычислительных операций [11].

Расчетные значения 3х фазных токов КЗ на шинах 10 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» [14-15]:

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

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

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

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

«Сопротивление СТ типа ТДТН-25000/110 находим по формуле» [15]:

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

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

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

$$z_{\text{ТР1}} = 0,08 + 5,2j \text{ Ом}.$$

«Сопротивление системы находим по формуле» [15]:

$$Z_{\text{С10.5}} = 0,009 + j0,314 \text{ Ом}.$$

Значение ЭДС системы находим из выражения:

$$E_{c10,5} = 10,5 \text{ кВ.}$$

«Сопротивление нагрузки находим из выражения [15]:

$$E_{H10,5} = 1 \cdot U_{cp}, \quad (3.8)$$

$$E_{H10,5} = 1 \cdot 10,5 = 10,5 \text{ кВ,}$$

$$z_{H10,5} = (0,02 + 0,2j) \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{H10,5}} \quad (3.9)$$

$$z_{H10,5} = (0,02 + 0,2j) \cdot \frac{10,5^2}{14,37} = 0,06 + 0,63j \text{ Ом.}$$

«Значение ударного тока трехфазного КЗ находим по формуле» [15]:

$$i_{уд.10} = \sqrt{2} \cdot 11,495 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}}\right) = 29,4 \text{ кА.}$$

Вывод: значения токов КЗ составили:

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

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

4 Выбор и проверка электрических аппаратов на подстанции

4.1 Выбор разъединителей

На коммутационную способность разъединители не проверяются, проверка на термическую и электродинамическую стойкость производится по следующим условиям.

Проверка аппаратов на термическую стойкость выполняется по условиям:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{ при } t_{\text{отк}} \geq t_{\text{тер}}$$

или

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{отк}}, \text{ при } t_{\text{отк}} < t_{\text{тер}}$$

Проверка аппаратов на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_y$$

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

Разъединитель выбирается и проверяется на:

– соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \tag{4.1}$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

– соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{\text{max}} < I_n, \tag{4.2}$$

$$176 \text{ А} < 1250 \text{ А},$$

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» [16-17]:

$$i_{y\partial} \leq i_{нр.с}, \quad (4.4)$$

$$33.3 \text{ кА} \leq 64 \text{ кА};$$

- «проверка на термическую стойкость» [17]:

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

$$24.9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 59.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

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:

$$I_{\max} < I_n, \quad (4.7)$$

$$550 \text{ A} < 1000 \text{ A},$$

где

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.г}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (4.8)$$

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 36.75} = 550 \text{ A};$$

– «проверка на электродинамическую стойкость» [17]:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (4.9)$$

$$11.4 \text{ кА} \leq 55 \text{ кА};$$

– «проверка на термическую стойкость» [17]:

$$B_k \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (4.10)$$

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

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:

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

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

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

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

Выполним проверку выбранного выключателя:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}, \quad (4.13)$$

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

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \quad (4.14)$$

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

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк, ном}}, \quad (4.15)$$

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

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

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

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

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

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:

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

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ,}$$

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

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

Выполним проверку выбранного выключателя:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}, \quad (4.20)$$

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

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \quad (4.21)$$

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

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

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

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

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

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

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

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 10 кВ высоковольтные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-10. Для выбранного типа выключателя определяются его номинальные параметры:

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

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ},$$

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

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

Выполним проверку выбранного выключателя:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.3 Выбор измерительных трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока (ТТ). По условиям продолжительного режима работы [18, 19]:

$$I_{\text{н1}} \geq I_{\text{ра}}$$

$$U_{\text{н1}} \geq U_{\text{сн}}$$

где $I_{\text{н1}}$, $U_{\text{н1}}$ – соответственно номинальные первичный ток и напряжение ТТ; $I_{\text{ра}}$ – расчетный ток наиболее тяжелого послеаварийного режима в цепи аппарата.

Номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к расчетному току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит

к увеличению погрешностей ТТ.

Проверка ТТ на термическую и электродинамическую стойкость выполняется по условиям как при выборе разъединителей. Шинные ТТ на электродинамическую стойкость не проверяются, достаточно проверки по этому условию самих шин.

Кроме названных условий, ТТ выбираются по конструкции, классу точности и допустимой вторичной нагрузке. Класс точности ТТ характеризует погрешность преобразования тока. Выпускаются ТТ с классами точности 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 1; 3; 5P; 10P. Указанные цифры представляют собой токовую погрешность в процентах номинального тока при нагрузке первичной обмотки током 50-120 %. Для трансформаторов тока классов точности 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 1 нормируется также угловая погрешность. Обмотка класса точности 5P или 10P предназначена для подключения устройств релейной защиты и автоматики (РЗА).

Если к ТТ подключаются счетчики расчетного учета электроэнергии, то класс точности измерительной обмотки ТТ должен быть не хуже 0,5 или 0,5S. При подключении только счетчиков технического учета класс точности может составлять 1 или 3.

Число вторичных обмоток определяется количеством подключаемых к ТТ измерительных приборов и устройств РЗА и должно быть не менее двух.

Принимаем к установке в ячейках КРУ трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10, выбор и проверку производим по следующим критериям:

а) значение номинального напряжения в месте установки:

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

$$10кВ \geq 10кВ.$$

б) значение номинального тока на первичной стороне ТТ:

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

$$I_{ном} = 3000 \text{ A},$$

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

$$I_{раб.мах} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2867 \text{ A},$$

$$3000 \geq 2867.$$

в) проверяется на электродинамическую стойкость:

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

$$K_{эд} = 61,$$

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

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

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

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

г) проверяется на термическую стойкость:

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

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

Выбранные трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10 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 10 кВ

Принимаем к установке в ячейках КРУ трансформаторы напряжения НАЛИ-10.

«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]:

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

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

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

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

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

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

Выбираем для защиты вторичных цепей ТН автоматические выключатели типа С60Н-ДС 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 шин напряжения в ячейке секционного выключателя найдем по формуле:

$$R_{\Sigma} = 2 \cdot R_{\text{к}}, \quad (4.42)$$
$$R_{\Sigma} = 2 \cdot 0,0074 \cdot 12 = 0,178 \text{ Ом}.$$

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

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:

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

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

Полученное значение 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:

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

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

Полученное значение 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:

$$U_{остк} = 149 \text{ кВ},$$

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

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

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

Вывод: 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 10 кВ - ОПНп-10/8,2-10/650 II УХЛ1;
- в нейтрали СТ - ОПНп-110/56-10/650 II УХЛ1.

5 Собственные нужды подстанции

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.

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.

«Для собственных нужд должны применяться, как правило, сухие трансформаторы с литой изоляцией воздушного охлаждения.

ТСН к шинам РУ 6-35 кВ или к обмотке НН основных трансформаторов, должны присоединяться через выключатели. При питании собственных нужд от трансформаторов напряжения с увеличенной мощностью вторичной обмотки установка выключателей в их первичной цепи не требуется.

На ПС 6-110 кВ для питания электроприемников собственных нужд устанавливаются щиты собственных нужд и силовые сборки» [10].

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:

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

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

Вывод: к установке на ГПП принимаем ТСН типа ТМГ- 100/10/0,4 производства ОАО «Тольяттинский трансформатор».

6 Система оперативного тока на подстанции «Винтай»

На ПС 110 кВ и выше, как правило, применяется оперативный постоянный ток напряжением 220 В. Источником оперативного постоянного тока служит аккумуляторная батарея (АБ), работающая с зарядно-подзарядным агрегатом в режиме постоянного подзаряда.

«На ПС 110-220 кВ устанавливается одна АБ и два зарядно-подзарядных агрегата. На ПС 330 кВ и выше устанавливаются две АБ и четыре ЗПА: по два для каждой АБ. Для питания микропроцессорных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики в случае обоснованной необходимости предусматривается установка отдельных аккумуляторных батарей (одной или двух). На тепловых станциях блочного типа предусматривают по одной батарее на каждые два блока и еще одну батарею для главного щита управления. На ГЭС ограничиваются одной или двумя батареями, обслуживающими станцию в целом» [19].

АБ обеспечивает электроснабжение вторичных устройств даже при полном исчезновении напряжения переменного тока в обслуживаемой электроустановке, АБ являются независимыми от системы источниками энергии. В качестве преобразователей используют двигатели-генераторы или статические преобразователи. Аккумуляторы устанавливаются на стальных стеллажах в отдельных помещениях. Характерной величиной для аккумулятора является его емкость, или количества электричества, которое аккумулятор способен отдать при определенных условиях разряда, а именно токе, температуре электролита и предельном напряжении.

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 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]:

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

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

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

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

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

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

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

«Минимально допустимое напряжение на элементе» [5]:

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

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

$$U_{\min.э} \cdot N = 1,8 \cdot 104 = 198 \text{ В},$$
$$198 \text{ В} > 189,8 \text{ В}.$$

Вывод: воспользовавшись зарядной характеристикой для тока нагрузки равного 33,64 А получили, что при минимальном допустимом напряжении на элементе $U_{\min эл} = 1,8 \text{ В}$ 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.

Вывод: определены шкафы РЗА, принятые в проекте реконструкции подстанции.

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 [15].

«Значение напряжения на заземлителе» [15]:

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{d}on}}{\kappa_{II}}, \quad (8.1)$$

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

где значение коэффициента напряжения прикосновения:

$$\kappa_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_0 L_0}{a\sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (8.2)$$

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

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» [15]:

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

«Число ячеек для расчетной модели заземлителя» [15]:

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

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

«Протяженность полос в расчетной модели» [15]:

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

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

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» [15]:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g}, \quad (8.8)$$

$$n_g = \frac{\sqrt{1520} \cdot 4}{1 \cdot 6} \approx 26.$$

«Суммарная протяженность вертикальных заземлителей» [15]:

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

$$L_g = 6 \cdot 26 = 156 \text{ м.}$$

«Значение относительной глубины погружения вертикальных заземлителей» [15]:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (8.10)$$

$$\frac{6 + 0.7}{\sqrt{1520}} = 0.172.$$

«Суммарное сопротивление для сложного заземлителя» [15]:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_g}, \quad (8.11)$$

$$R_3 = 0.3 \cdot \frac{40}{\sqrt{1520}} + \frac{40}{196 + 156} = 0.42 \text{ Ом,}$$

где

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

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

Вывод: полученная величина суммарного сопротивления сложного заземлителя не превышает максимальное установленное значение 0,5 Ом.

Заключение

В бакалаврской работе разработаны мероприятия по реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Винтай». В плане реконструкции значилось проведение замены электрических аппаратов ЗРУ на напряжение 10 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-25000/110/35/10. 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-100/10/0,4 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, обеспечивающего надежную и безопасную работу электрооборудования подстанции.

Список используемых источников

1. Мастепаненко М.А. Введение в специальность. Электроэнергетика и электротехника : учеб. пособие. Ставрополь : СтГАУ, 2015. 116 с.
2. Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. Централизованное и автономное электроснабжение объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Вологда : "Инфра-Инженерия", 2016. 928 с. URL: <https://e.lanbook.com/book/95768> (дата обращения: 05.05.2019).
3. Short T. Electric power distribution handbook. Florida: CRC Press LLC, 2014. 898 p.
4. Куско А., Томпсон М. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. Саратов: Профобразование, 2017. 334 с.
5. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем : учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
6. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник. М.: Феникс, 2018. 382 с.
7. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий [Электронный ресурс]: учебник. 5-е изд., перераб. и доп. М. : ИНФРА-М, 2019. 405 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003810> (дата обращения: 21.04.2019).
8. Hossain M.A., Pota H.R., Hossain M.J., Blaabjerg F. Evolution of microgrids with converter-interfaced generations: Challenges and opportunities // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2019. № 109, pp. 160-186.
9. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.

10. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
11. Khan S., Khan S., Ahmed G. Industrial power systems. Boca Raton: CRC Press, 2016. 488 p.
12. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.
13. IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 551. NY: IEEE, 2013. 300 p.
14. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению [Электронный ресурс]: учеб. пособие. 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2019. 136 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1000152> (дата обращения: 27.04.2019).
15. Щербаков Е. Ф., Александров Д. С. Электрические аппараты: учебник. - М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2015. 304 с.
16. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД [Электронный ресурс]: интернет сайт. URL: [http://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz/bmrz-td-12\(13,02,03\)-20-21.pdf](http://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz/bmrz-td-12(13,02,03)-20-21.pdf) (дата обращения: 06.04.2019).
17. Li G., Li G., Zhou M. Model and application of renewable energy accommodation capacity calculation considering utilization level of inter-provincial tie-line // Protection and Control of Modern Power Systems. 2019. №4 (1). p.p. 18-23.
18. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций : учебное пособие. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013. 92 с.

- 19.Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.
- 20.Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети : учебник. М. : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015. 363 с.