

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/10/6 кВ
«Волгинская»»

Студент(ка)

А.С. Понедельников

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.А. Кувшинов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

В выпускной квалификационной работе реконструирована электрическая часть подстанции 110/10 Волгинская.

На основе расчета электрических нагрузок понизительной подстанции произведен выбор силовых трансформаторов. На основании выбранной электрической схемы подстанции и расчета токов короткого замыкания, осуществлен выбор оборудования подстанции для высокой и низкой сторон напряжения, выбор релейной защиты и автоматики, произведен расчет заземления и молнезащиты, выбраны трансформаторы собственных нужд.

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки объемом 56 листов, 12 таблиц, 7 рисунков и 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1. Фактическое состояние подстанции.....	5
2. Расчет электрических нагрузок подстанции.....	7
3. Выбор силовых трансформаторов.....	11
4. Расчет токов короткого замыкания.....	17
5. Выбор электрических аппаратов.....	25
6. Релейная защита.....	35
7. Собственные нужды подстанции.....	45
8. Системы измерений на подстанции.....	46
9. Расчет заземления.....	47
10. Расчет молниезащиты.....	52
Заключение.....	53
Список использованных источников.....	54

Введение

Подстанция 110 кВ Волгинская - один из энергоузлов, входящих в системообразующую сеть энергосистемы Тобольска.

Введенная в эксплуатацию в 1979 году и подключенная к энергосистеме с помощью сооружения воздушных линий на 110 кВ Тобольская-1 и Тобольская 2, подстанция предназначалась для обеспечения электроэнергией части потребителей г. Тобольска, а так же его промышленной зоны.

Актуальность реконструкции ПС Волгинская заключается в необходимости технического перевооружения и замены устаревших устройств автоматики и электрооборудования.

К потребителям подстанции относятся: хлебный завод, медицинский городок, девятый и восьмой микрорайоны, холодильные камеры, КНС-8, котельная, микрорайон «Ягодный», зверосовхоз.

В данной бакалаврской работе рассматриваются такие пути усиления надёжности схемы электроснабжения как:

- 1) Установка на стороне 110 кВ элегазовых выключателей на подходящих линиях;
- 2) Замена вентильных разрядников на более современные ограничители перенапряжений;
- 3) Установка измерительного трансформатора напряжения на стороне 110 кВ;
- 4) Замена существующих ячеек КРУН на более современные;
- 5) Замена существующих разъединителей.

1 Фактическое состояние подстанции

Подстанция Волгинская состоит из основного оборудования семидесятых годов выпуска.

Практически все электротехнические элементы на подстанции за период эксплуатации выработали свой ресурс.

Питание секций 10 кВ осуществляется двумя трансформаторами с расщепленной обмоткой ТРДН-25000/110, один из которых запитан от ВЛ Тобольская -1, другой - от Тобольская -2.

Регулирование напряжения на стороне низшего напряжения 10 кВ осуществляется дистанционно или автоматически с помощью РПН – устройства регулировки напряжения трансформатора под нагрузкой.

Так же установлены аппараты, которые необходимы для эксплуатационных отключений и включений линий, а так же для их отключений при коротких замыканиях и чрезмерных нагрузках.

Силовые выключатели ВК-10-20/630, установленные на стороне 10 кВ, рассчитанные на выполнение функции отключения токов к.з., а так же рабочих токов.

Для удаления напряжений с цепей при выключенной нагрузке используются разъединители. Для предупреждения аварий между разъединителями и силовыми выключателями данной цепи имеется электромагнитная и механическая блокировка, которая допускает отключение разъединителя при включенном силовом выключателе.

Установленные разъединители: РНДЗ-1-110У1 и РНДЗ-2-110У1 на стороне 110 кВ и РНДЗ-1-10/2000 на стороне 10 кВ.

Для защиты от перенапряжений вследствие электромагнитных процессов, возникающих при резких изменений режима работы электрических сетей внутри электрической установки, а так же внешних погодных воздействий (молний) применяют разрядники на стороне 110 кВ РВС – 110/73 – 10(І)УХЛ1 и для защиты изоляции нейтралей

трансформаторов РВС – 110/44 – 10(І)УХЛ1; на стороне 10 кВ: РВ0 – 10/11 – 10(І)УХЛ1. Для снятия числовых значений тока и напряжения в электроустановках применяются трансформаторы тока ТЛМ-10, ТЛН и трансформаторы напряжения НАМИ-10.

В схеме КРУН-10 имеется секционный выключатель с устройством автоматического включения резерва (АВР). Для повышения надежности схемы на низкой стороне 10кВ применяются шкафы КРУ-10 кВ, позволяющие осуществлять быстрый ремонт выключателя за счет замены выкатной части ячеек. Установлены ячейки К-37. Питание собственных нужд подстанции осуществляется за счет двух трансформаторов ТМ – 160/10/0,4, присоединенные к секциям 10 кВ.

2 Расчёт электрических нагрузок подстанции

По известным летнему и зимнему суточным графикам нагрузки подстанции представленных на рисунках 1 и 2 соответственно составим годовой график нагрузки.

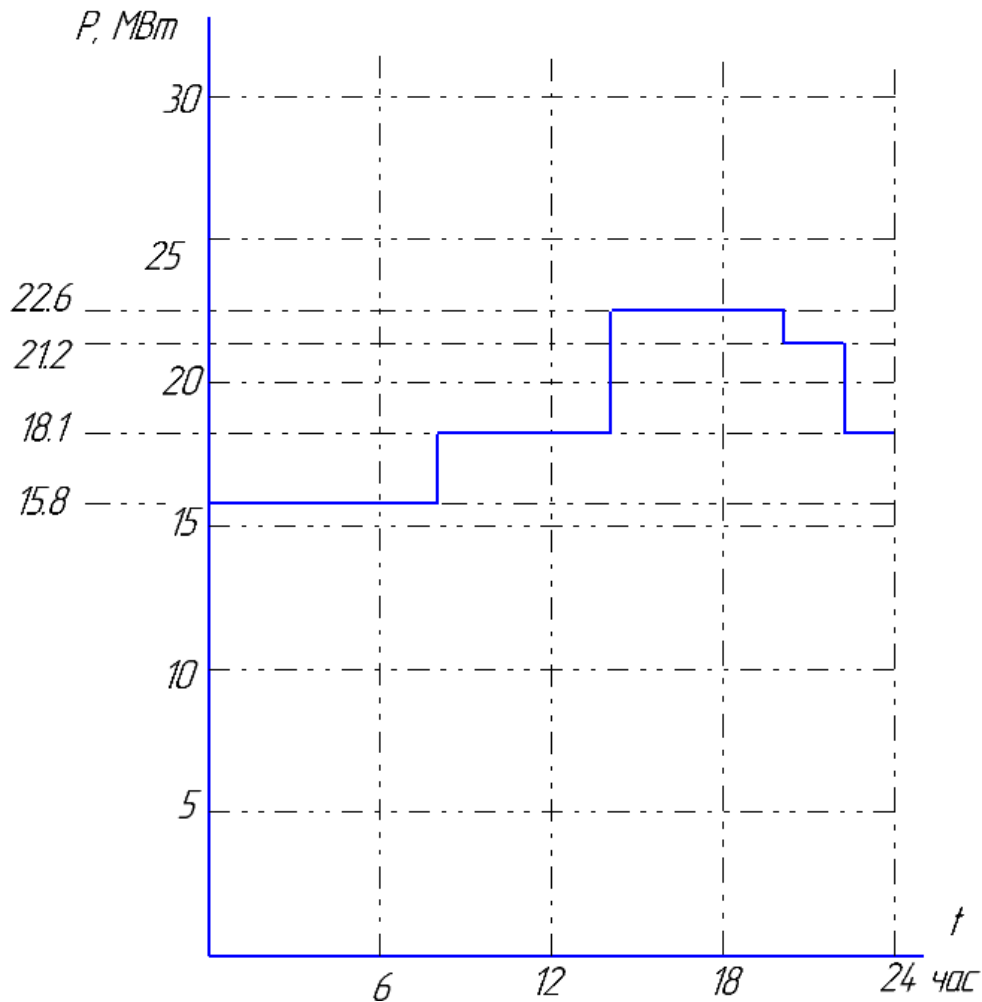


Рисунок 1 – Летний суточный график нагрузки

Продолжительность суточного потребления электроэнергии на разных ступенях мощности:

для $S_1 = 15,8 \text{ МВт}$, $t_1 = 8 \text{ ч}$;

для $S_2 = 18,1 \text{ МВт}$, $t_2 = 8 \text{ ч}$;

для $S_3 = 21,2 \text{ МВт}$, $t_3 = 2 \text{ ч}$;

для $S_4 = 22,6 \text{ МВт}$, $t_4 = 6 \text{ ч}$;

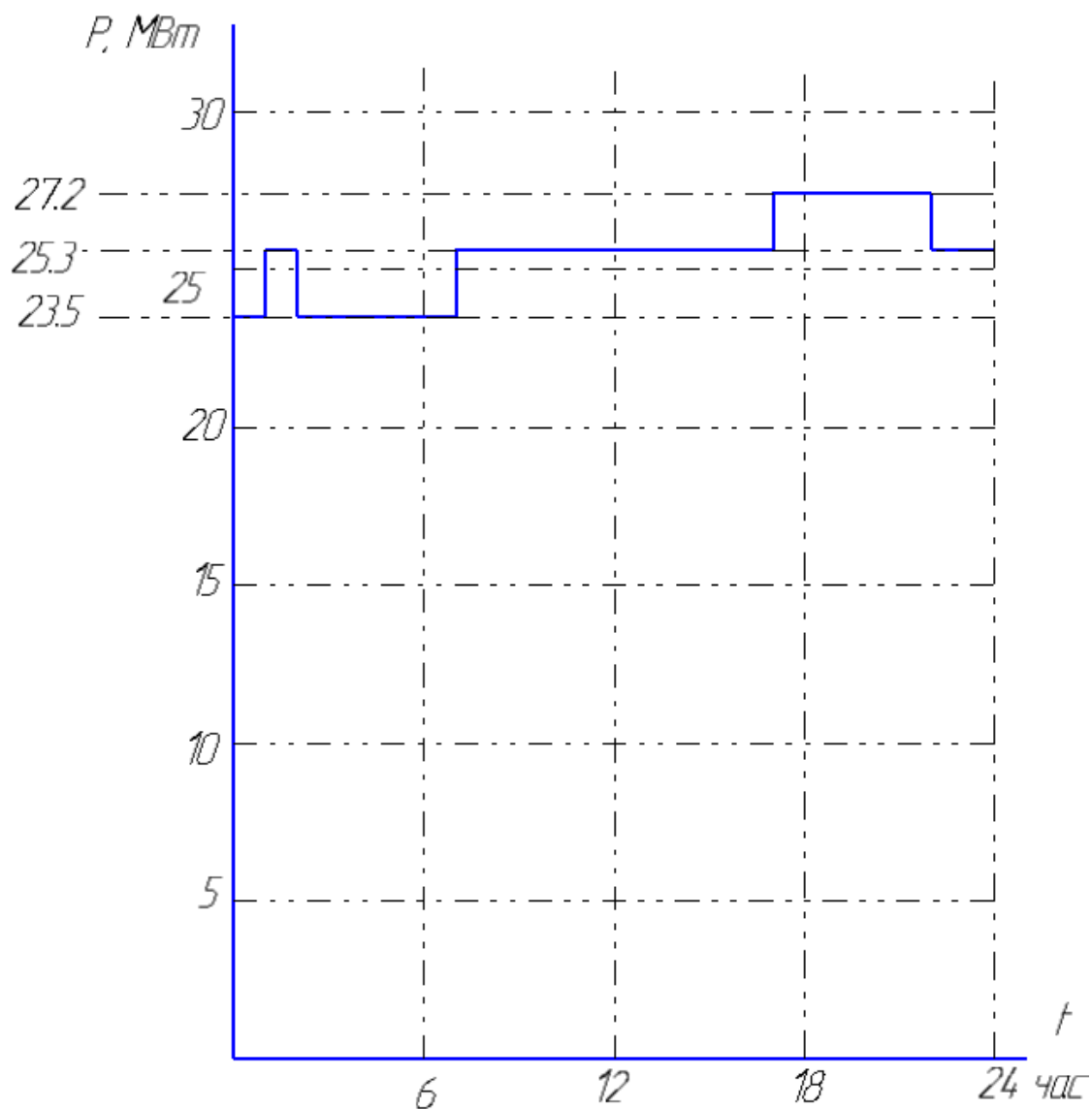


Рисунок 2 – Зимний суточный график нагрузки

для $S_5 = 23,5 \text{ МВт}$, $t_5 = 6 \text{ ч}$;

для $S_6 = 25,3 \text{ МВт}$, $t_6 = 13 \text{ ч}$;

для $S_7 = 27,2 \text{ МВт}$, $t_7 = 5 \text{ ч}$.

Для построения годового графика нагрузки необходимо вычислить продолжительность годового потребления по следующим формулам:

$$T_{\text{лет}} = t_{\text{лет}} \cdot 182;$$

$$T_{\text{зим}} = t_{\text{зим}} \cdot 183.$$

Полученные значения представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчетов

№	1	2	3	4	5	6	7
S, МВт	15,8	18,1	21,2	22,6	23,5	25,3	27,2
t, ч	8	8	2	6	6	13	5
T, ч · 10 ⁻³	1,456	1,456	0,364	1,092	1,098	2,379	0,915

По данным представленным в таблице 1 построим годовой график нагрузки (рисунок 3):

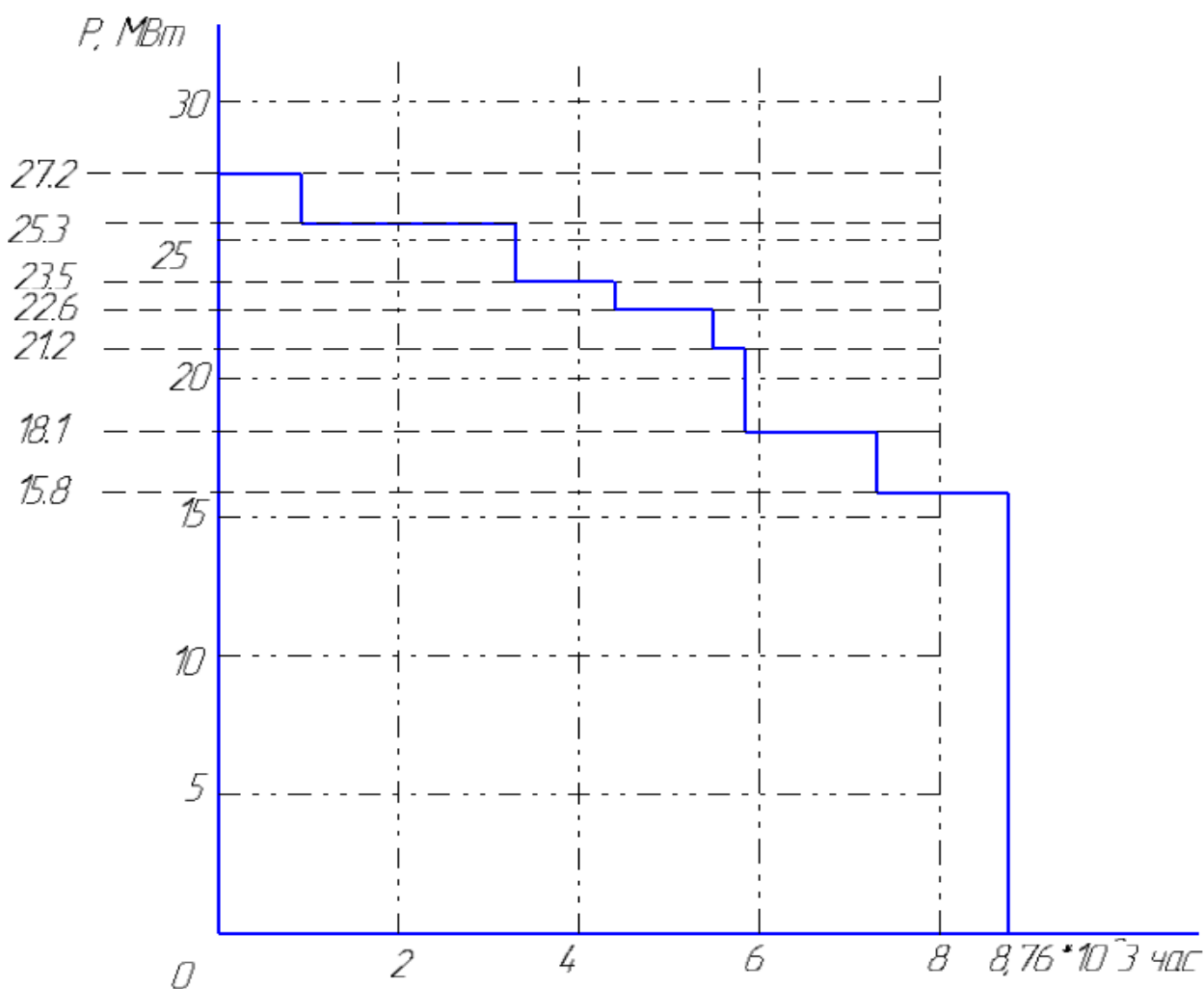


Рисунок 3 – Годовой график нагрузки

По известному годовому графику по продолжительности определяются значения потребляемой электроэнергии по подстанции в целом [1]:

$$W_{nc} = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in},$$

$$W_{nc} = 27,2 \cdot (1 \cdot 0,915 + 0,93 \cdot 2,379 + 0,863 \cdot 1,098 + 0,83 \cdot 1,092 + 0,78 \cdot 0,364 + \\ + 0,665 \cdot 1,456 + 0,58 \cdot 1,456) \cdot 10^3 = 192467 (MВт \cdot ч).$$

С использованием значения коэффициента мощности потребителей графики активной мощности преобразуются в графики полной мощности отдельных потребителей [2]. Максимальная полная мощность по подстанции в целом:

$$S_{ПС,max} = \frac{P_{max}}{\cos \varphi} = \frac{27,2}{0,95} = 28,63 \text{ МВА} .$$

После этого определим значение продолжительности максимальной годовой нагрузки на данной подстанции:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{S_{ПС,max}} = \frac{192467}{28,63} = 6723 (ч) ,$$

и коэффициент заполнения графика нагрузки подстанции:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} = \frac{6723}{8760} = 0,767 .$$

3. Выбор силовых трансформаторов

3.1. Выбор мощности и числа силовых трансформаторов

Для потребителей 1-й или 2-й категории без резервирования по стороне низшего напряжения выбирают многотрансформаторную подстанцию, в данном случае двухтрансформаторную подстанцию, для которой с учётом возможной перегрузки в аварийном режиме номинальная допустимая мощность каждого трансформатора определяется по формуле [3]:

$$S_{\text{ном.Т}} = \frac{S_{\text{max}}^{\text{ЛС}} \cdot k_{1-2}}{K_{\text{пер}} \cdot (n-1)} = \frac{28,63 \cdot 0,8}{1,4 \cdot 1} = 16,36 \text{ МВА} ,$$

где k_{1-2} - коэффициент, характеризующий участие в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категории; $K_{\text{пер}}$ - коэффициент приближенной допустимой аварийной перегрузки трансформатора; n - количество работающих параллельно трансформаторов.

С учетом перспективы строительства новых районов, а так же развития промышленной зоны, оставляем трансформаторы мощностью $S_{\text{ном}} = 25 \text{ МВА}$.

Найдем коэффициент загрузки трансформаторов в различных режимах.

1) Определим в нормальном режиме коэффициент загрузки трансформатора:

$$k_3 = \frac{S_{\text{СКВ}}}{S_{\text{НОМ}} \cdot n} = \frac{28,63}{25 \cdot 2} = 0,572.$$

Это свидетельствует о том, что трансформаторы не испытывают перегрузок в нормальном режиме [4].

2) В послеаварийном режиме:

$$k_{3,ав} = \frac{S_{СКВ}}{S_{НОМ} \cdot n} = \frac{28,63}{25} = 1,145.$$

Коэффициент загрузки не превышает установленной нормы ($1,145 \leq 1,4$) в послеаварийном режиме.

Следовательно, выбираем трансформаторы ТРДН-25000/110, так как они удовлетворяют требуемым условиям. Их паспортные данные представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Паспортные данные

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТРДН-25000/110	25000	115	10,5	25	120	10,5	0,65

3.2. Экономическо-технический выбор номинальной мощности трансформатора по годовым графикам нагрузки подстанции

Такой выбор предусматривает обеспечение экономичных режимов их работы, которые характеризуются минимумом потерь мощности в трансформаторах при их работе по заданному графику нагрузки [5].

При этом надо учитывать не только потери активной мощности в самих трансформаторах, но и потери активной мощности, возникающие в системе электроснабжения из-за потребления трансформаторами реактивной мощности [6].

Рассчитаем потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора ТРДН-25000/110:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,65}{100} \cdot 25000 = 162,5 \text{ квар} .$$

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода :

$$P'_x = \Delta P_x + k_{ин} \cdot Q_x = 25 + 0,1 \cdot 162,5 = 41,15 \text{ кВт} ,$$

где $k_{ин}$ - зависящий от отдаленности потребителей коэффициент изменения потерь, который составляет 0,02...0,2 (кВт/квар). Для расчетов принимаем $k_{ин} = 0,1$ (кВт/квар) [7].

Найдем коэффициенты загрузки каждой обмотки трансформатора на всех сторонах напряжений:

$$k_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{28630}{25000} = 1,145 ;$$

$$k_{з.н1} = \frac{S_{н1}}{S_{ном.Т}} = \frac{14450}{25000} = 0,578 ;$$

$$k_{з.н2} = \frac{S_{н2}}{S_{ном.Т}} = \frac{14180}{25000} = 0,567 ,$$

где $S_B, S_{н1}, S_{н2}$ - расчетные нагрузки обмоток трансформатора высшего и низшего напряжений.

Приведенные потери активной мощности к.з. каждой обмотки трансформатора на стороне низшего напряжения:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + K_{ин} \cdot Q_{к.в}, P'_{к.н1} = P_{к.н1} + K_{ин} \cdot Q_{к.н1}, P'_{к.н2} = P_{к.н2} + K_{ин} \cdot Q_{к.н2} ,$$

где потери активной мощности к.з. при 100% загрузки соответствующих обмоток трансформатора определяются из выражения:

$$P_{к.в.} = 0, P'_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 120 = 240 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности каждой обмотки трансформатора с расщепленной обмоткой на стороне низшего напряжения в режиме короткого замыкания(квар) определяется из выражений[8]:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{1,312\%}{100} \cdot 25000 = 328 \text{ квар;}$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{U_{к.н1,2}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{18,375}{100} \cdot 25000 = 4593,75 \text{ квар,}$$

$$\text{где } U_{к.в.} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,312\% ,$$

$$U_{к.н1.} = U_{к.н2.} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375\%$$

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + K_{un} \cdot Q_{к.в} = 0 + 0,1 \cdot 328 = 32,8 \text{ кВт,}$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н1,2} + K_{un} \cdot Q_{к.н1,2} = 240 + 0,1 \cdot 4593,75 = 699,28 \text{ кВт.}$$

Приведенные потери мощности трансформатора :

$$P'_T = P'_x + k_{з.в}^2 \cdot P'_{к.в} + k_{з.н1}^2 \cdot P'_{к.н1} + k_{з.н2}^2 \cdot P'_{к.н2} = 41,15 + 1,31 \cdot 240 + 0,334 \cdot 699,28 + 0,321 \cdot 699,28$$

$$P'_T = 813,58 \text{ кВт.}$$

Для двухобмоточных трёхфазных трансформаторов потери электрической энергии - ΔW_{nc} вычисляются из данного обобщенного выражения на основании расчетных графиков годовой нагрузки для соответствующих обмоток - S_{Bi} [9]:

$$\begin{aligned} \Delta W_{nc} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{к.в.i} + \sum \Delta W_{к.н1i} + \sum \Delta W_{к.н2i} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot k_{з.в.i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н1} \cdot k_{з.н1i}^2 \cdot T + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н2} \cdot k_{з.н2i}^2 \cdot T \right) \quad , \end{aligned}$$

где i – соответствует порядковому номеру ступени графика нагрузки,
 $i=1, 2, 3, \dots, k$;

n_i - число трансформаторов на подстанции;

$k_{з.в.i} = \frac{S_{Bi}}{S_{номT}}$ - коэффициент, характеризующий загрузку обмоток высшего

напряжения двухобмоточного трансформатора на i -ой ступени;

S_{Bi} - расчетные мощности нагрузки соответствующих обмоток трансформаторов на i -ой ступени;

T_i - продолжительность нахождения нагрузки S_i на i -ой ступени.

Расчетные данные по потерям электрической энергии в трансформаторе ТРДН-25000/110/10/10 сведены в таблицу 3.

Таблица 3 - Расчет потерь электрической энергии

i	$S_{вi},$ МВА	$S_{н1i},$ МВА	$S_{н2i},$ МВА	n_i	$T_i,$ ч	$\Delta W_{xi},$ кВт·ч	$K_{з.в.i}^2$	$K_{з.н1i}^2$	$K_{з.н2i}^2$	$\Delta W_{к.вi},$ кВт·ч	$\Delta W_{к.н1i},$ кВт·ч	$\Delta W_{к.н2i},$ кВт·ч
1	286	1445	141	2	91	753	1,3	0,3	0,3	196	1068	1029
	32	1	81		5	05	1	3	2	82	92	35
2	266	1344	131	2	23	195	1,1	0,2	0,2	442	2404	2315
	32	1	90		79	792	3	9	8	74	49	47
3	247	1248	122	2	10	903	0,9	0,2	0,2	176	9574	9220
	37	5	52		98	65	8	5	4	30	7	2
4	237	1200	117	2	10	898	0,9	0,2	0,2	162	8807	8480
	89	7	83		92	72	1	3	2	16	0	9
5	223	1126	110	2	36	299	0,8	0,2	0,2	475	2583	2487
	16	3	53		4	57	0	0	0	7	2	6
6	190	9616	943	2	14	119	0,5	0,1	0,1	138	7531	7253

	53		6		56	829	8	5	4	69	9	1
7	166		823		14	119	0,4	0,1	0,1	105	5739	5526
	32	8394	7	2	56	829	4	1	1	68	3	9
Σ						720				126	6897	6641
						948				996	02	69
Σ						$\Delta W_{\text{ПС}} = 2201824$						

Затем определяем экономическую целесообразность выбора трансформатора [10].

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_3 = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{441}{6723} + 0,18 = 0,245 (\text{руб.} / \text{кВт} \cdot \text{ч}),$$

где α - основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности;

β - дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии, учтенной расчётным счётчиком.

Стоимость потерь электрической энергии в трансформаторах в год:

$$I_3 = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_3 = 2201824 \cdot 0,245 = 539447 (\text{руб}).$$

где C_3 - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Приведённые затраты:

$$I_o = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 13500000 = 1269000 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K + I_o + I_3 = (0,15 \cdot 13500000 + 1269000 + 539447) \cdot 2 = 7666894 \text{ руб.},$$

где $P_{\text{сум}}$ - суммарный коэффициент отчислений;

K - стоимость трансформатора, руб.

$E_H = 0,15$ - нормативный коэффициент дисконтирования.

4. Расчет токов короткого замыкания

Расчёты токов к.з. необходимы для проверки и выбора проводников и электрических устройств, настройки и проектирования аппаратов релейной защиты и автоматики, т.д. [11].

В данной работе будем определять трехфазный и однофазный токи короткого замыкания в точках К1 и К2.

На рисунках 3 и 4 изображены расчётная схема и схема замещения соответственно.

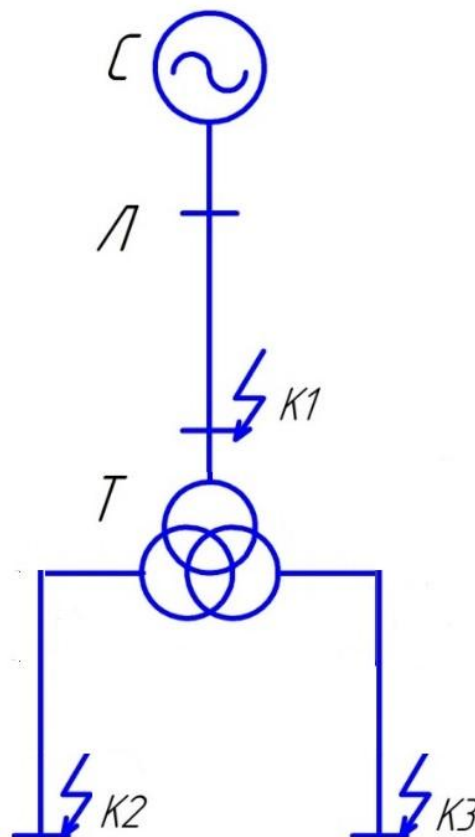


Рисунок 4 – Расчётная схема

Расчеты производятся в относительных единицах, приведенных к базисным расчетным параметрам [12].

Примем базисную мощность $S_{\sigma} = 1000 \text{ MVA}$.

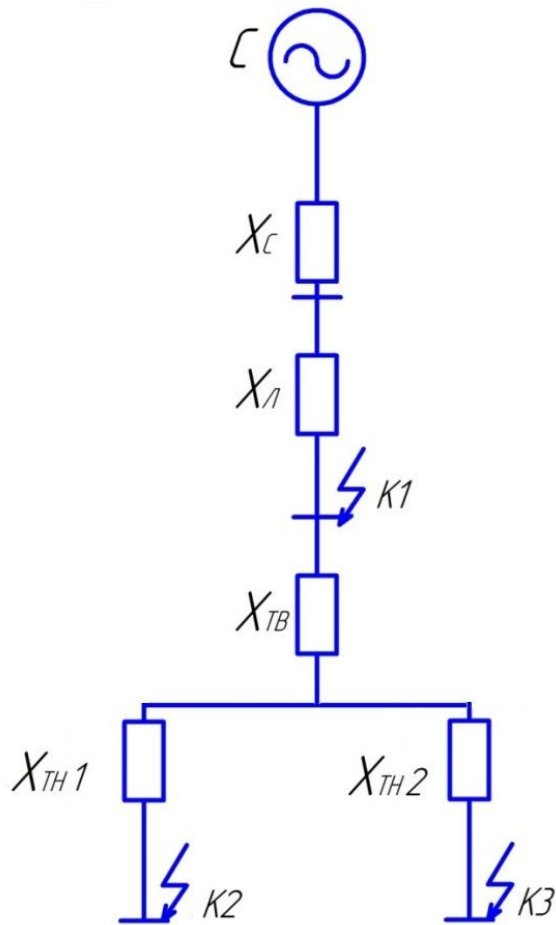


Рисунок 5 - Схема замещения

Сопротивление системы:

$$x_{*cb} = \frac{S_{\sigma}}{S_k} = \frac{1000}{2200} = 0,454 \text{ о.е.},$$

где $S_k = 2200$ МВА по проекту.

Сопротивление линии:

$$x_{*lb} = x_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,199 \cdot 16 / 2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,12 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_{*T\delta,B} = \frac{U_{k.c.} \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номГ}} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,525 \text{ о.е. .}$$

$$x_{*T\delta,H1} = \frac{U_{k.H1} \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номГ}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,35 \text{ о.е. .}$$

Определим результирующее эквивалентное индуктивное сопротивление схемы замещения нулевой последовательности для точки К1, представленной на рисунке 6:

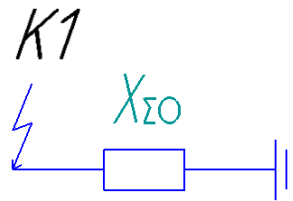


Рисунок 6 - Схема замещения нулевой последовательности

$$X_{\Sigma 0} = \frac{(x_{л,\delta} + x_{с,\delta}) \cdot x_{Т,B}}{x_{л,\delta} + x_{с,\delta} + x_{Т,B}} = \frac{0,12 + 0,454 \cdot 0,525}{0,12 + 0,454 + 0,525} = 0,274.$$

Затем определим результирующее эквивалентное индуктивное сопротивление схемы замещения обратной последовательности представленной на рисунке 7, а так же прямой последовательности для точки К1:

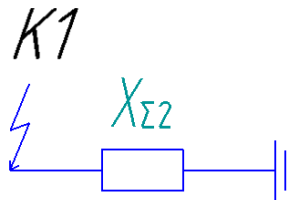


Рисунок 7 - Схема замещения обратной последовательности

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} = x_{л,\delta} + x_{с,\delta} = 0,12 + 0,454 = 0,574.$$

Базисный ток:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02(\text{кА}).$$

Начальные значения периодической составляющей для разных типов коротких замыканий определим по формуле:

$$I_{n,o}^{(n)} = \frac{m \cdot E_{\sigma}''}{x_{\Sigma K1} + \Delta x^{(n)}} \cdot I_{\sigma},$$

где m – коэффициент, зависящий от вида короткого замыкания;

$\Delta x^{(n)}$ – дополнительное индуктивное сопротивление, определяемое видом короткого замыкания.

Определим начальные значения периодической составляющей и ударный ток для разных видов коротких замыканий в точке К1.

Для однофазного к.з. ($m=3$, $\Delta x^{(n)} = X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0}$):

$$I_{n,o}^{(1)} = 3 \cdot \frac{E_{*}}{X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0}} \cdot I_{\sigma} = \frac{3 \cdot 1 \cdot 5,02}{0,574 + 0,574 + 0,274} = 10,59 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_{n,0,yd}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{yd} \cdot I_{n,o}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 10,59 \cdot 1,8 = 26,96 \text{ кА},$$

где k_{yd} - ударный коэффициент для точки К1, численно равный значению 1,8.

Для двухфазного к.з. ($m = \sqrt{3}$, $\Delta x^{(n)} = X_{\Sigma 2}$):

$$I_{n,o}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{E_{*}}{X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 2}} \cdot I_{\sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 5,02}{0,574 + 0,574} = 7,57 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_{n,0y\vartheta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\vartheta} \cdot I_{n,0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 10,59 \cdot 1,8 = 19,27 \text{ кА} .$$

Для двухфазного к.з. на землю ($m = \bar{3} \cdot \overline{1 - \frac{X_{\Sigma 2} \cdot X_{\Sigma 0}}{(X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0})^2}}, \Delta X^{(n)} = \frac{X_{\Sigma 2} \cdot X_{\Sigma 0}}{(X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0})}$):

$$I_{n,0}^{(2,1)} = \bar{3} \cdot \overline{1 - \frac{X_{\Sigma 2} \cdot X_{\Sigma 0}}{(X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0})^2}} \cdot \frac{E_*}{X_{\Sigma 1} + \frac{X_{\Sigma 2} \cdot X_{\Sigma 0}}{X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0}}} \cdot I_6$$

$$I_{n,0}^{(2,1)} = \bar{3} \cdot \overline{1 - \frac{0,574 \cdot 0,274}{0,574 + 0,274}^2} \cdot \frac{1}{0,574 + \frac{0,574 \cdot 0,274}{0,574 + 0,274}} \cdot 5,02 = 10,12 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_{n,0y\vartheta}^{(2,1)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\vartheta} \cdot I_{n,0}^{(2,1)} = \sqrt{2} \cdot 10,12 \cdot 1,8 = 25,76 \text{ кА} .$$

Для трехфазного к.з. ($m=1, \Delta X^{(n)} = 0$):

$$I_{n,0}^{(3)} = \frac{E_*}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_6 = \frac{1 \cdot 5,02}{0,574} = 8,745 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_{n,0y\vartheta}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\vartheta} \cdot I_{n,0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 8,745 \cdot 1,8 = 22,26 \text{ кА} .$$

Рассчитаем ток к.з в точке К2 и К3.

Определяем сопротивление нулевой последовательности:

$$X_{\Sigma 0} = 0.$$

Сопrotивление нулевой последовательности равно нулю, так как соединение обмотки трансформатора выполнено в виде треугольника.

Сопrotивление прямой и обратной последовательности:

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} = x_{л,б} + x_{с,б} + x_{т,в} + x_{т,н1} = 0,12 + 0,454 + 0,525 + 7,35 = 8,45.$$

Базисный ток в точке К2:

$$I_{б2} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55(\text{кА}).$$

Определим начальные значения периодической составляющей и ударный ток для разных видов коротких замыканий в точке К2.

Для однофазного к.з. ($m=3$, $\Delta x^{(n)} = X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0}$):

$$I_{n,0}^{(1)} = 3 \cdot \frac{E_*}{X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0}} \cdot I_{б} = \frac{3 \cdot 1 \cdot 55}{8,45 + 8,45 + 0} = 9,763 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_{n,0,yд}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{yд} \cdot I_{n,0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 9,763 \cdot 1,93 = 26,65 \text{ кА} ,$$

где $k_{yд} = 1,8$ - ударный коэффициент для точки К1.

Для двухфазного к.з. ($m = \sqrt{3}$, $\Delta x^{(n)} = X_{\Sigma 2}$):

$$I_{n,0}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{E_*}{X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 2}} \cdot I_{б} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 55}{8,45 + 8,45} = 5,64 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_{n,0\gamma\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{\gamma\delta} \cdot I_{n,0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 5,64 \cdot 1,93 = 15,39 \text{ кА} .$$

Для двухфазного к.з. на землю ($m = \bar{3} \cdot \overline{1 - \frac{X_{\Sigma 2} \cdot X_{\Sigma 0}}{(X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0})^2}}, \Delta X^{(n)} = \frac{X_{\Sigma 2} \cdot X_{\Sigma 0}}{(X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0})}$):

$$I_{n,0}^{(2,1)} = \bar{3} \cdot \overline{1 - \frac{X_{\Sigma 2} \cdot X_{\Sigma 0}}{(X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0})^2}} \cdot \frac{E_*}{X_{\Sigma 1} + \frac{X_{\Sigma 2} \cdot X_{\Sigma 0}}{X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0}}} \cdot I_6$$

$$I_{n,0}^{(2,1)} = \bar{3} \cdot \bar{1} \cdot \frac{1}{8,45} \cdot 55 = 11,27 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_{n,0\gamma\delta}^{(2,1)} = \sqrt{2} \cdot k_{\gamma\delta} \cdot I_{n,0}^{(2,1)} = \sqrt{2} \cdot 11,27 \cdot 1,93 = 30,76 \text{ кА} .$$

Для трехфазного к.з. ($m=1, \Delta X^{(n)} = 0$):

$$I_{n,0}^{(3)} = \frac{E_*}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_6 = \frac{1 \cdot 55}{8,45} = 6,51 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_{n,0\gamma\delta}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{\gamma\delta} \cdot I_{n,0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 6,51 \cdot 1,93 = 17,77 \text{ кА}$$

Таблица 4 – Результаты токов короткого замыкания

Тип КЗ	К1	К2 и К3
Однофазное, кА	10,59	9,76
Двухфазное, кА	7,57	5,64

Продолжение таблицы 4

Двухфазное на землю,кА	8,75	6,51
Трехфазное, кА	10,12	11,27

По таблице 4 видно, что наиболее опасными короткими замыканиями являются:

- однофазное на стороне высокого напряжения, которое численно равно 10,59 кА;

- трехфазное на стороне низкого напряжения, которое численно равно 11,27 кА.

5. Выбор электрических аппаратов

Выбор аппаратов электрической части подстанции для использования начинается с нахождения по исследуемой электрической схеме расчетных токов к.з и рабочих токов присоединений.

Все устройства ОРУ обычно находятся на невысоких основаниях (железобетонных или металлических). По территории ОРУ предусматриваются проезды для возможности ремонта и монтажа оборудования.

5.1. Выбор выключателя

Ранее на подстанции не было установлено выключателя на стороне ВН, поэтому с целью повышения надежности было принято решение о его установке [13].

Для установки в ОРУ на напряжение 110 кВ планирую выбрать выключатель ЗАР1FG-145/ЕК. Для этого выключатель проверяется по следующим параметрам [14]:

1. По номинальному напряжению - $U_{сет.ном} \leq U_{ном}$:

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

2. По номинальному току - $I_{ном.дл} \leq I_{ном}$:

$$I_{дл. доп} = \frac{1,4 \cdot S_{н.г.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.г.}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 178,23 \text{ А};$$

$$178,23 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}.$$

3. По отключающей способности:

- а) на симметричный ток отключения - $I_{п. \tau} \leq I_{откл. ном}$:

$$10,59 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}.$$

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

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}} = (\sqrt{2} \cdot B / 100) \cdot I_{\text{откл.ном}},$$

где $i_{a,\tau}$ - номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени:

$$\tau = t_{\text{пз}} + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,023 = 0,033 \text{ с};$$

B - нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %, которое определяется по известным кривым (рисунок 8).

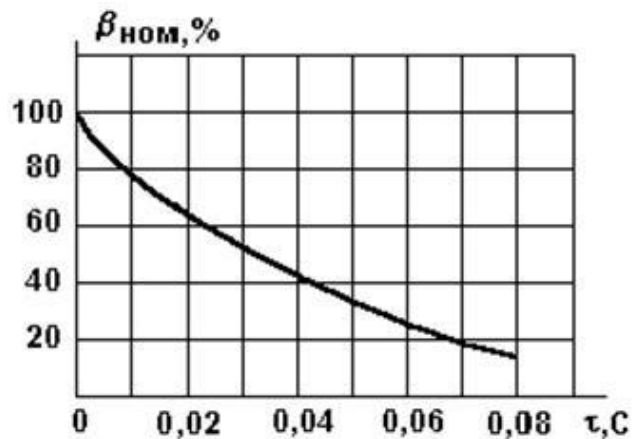


Рисунок 8 – Кривая содержания аperiodической составляющей

$$i_{a,\text{ном}} = (\sqrt{2} \cdot B / 100) \cdot I_{\text{откл.ном}} = (\sqrt{2} \cdot 50 / 100) \cdot 20 = 14,142 \text{ кА};$$

$$I_{a,\tau \text{ к1}} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 10,59 \cdot e^{-0,033/0,05} = 7,74 \text{ кА};$$

$$i_{a.\tau} \leq i_{a.\text{ном}};$$

$$7,74 \text{ кА} \leq 14,142 \text{ кА}.$$

4. По предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость:

$$I_{п.о} \leq I_{пр.с.};$$

$$i_{уд.} \leq i_{пр.с.},$$

где $I_{п.о.}$ - действующее значение предельного сквозного тока к.з. (по техническим данным выключателя),

$i_{пр.с.}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока к.з. (по техническим данным выключателя);

$$26,96 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}.$$

5. Тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_{\kappa} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}};$$

$$B_{\kappa} \leq 40^2 \cdot 0,046 = 73,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\kappa} = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 10,59^2 \cdot (0,046 + 0,05) = 10,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$10,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 73,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Данный элегазовый выключатель расчетную проверку прошел и может быть использован на подстанции.

5.2. Выбор разъединителей

Для установки в ОРУ на напряжение 110 кВ заменяем разъединители РНДЗ-1-110У1 и РНДЗ-2-110У1 на РНДЗ-1-110/630. Выбранные разъединители проходят проверку по следующим параметрам[15]:

1. Номинальному напряжению - $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}}$,

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

2. Номинальному току - $I_{\text{ном. дл}} \leq I_{\text{ном}}$,

$$I_{\text{дл. доп}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,72 \text{ А};$$

$$175,72 \text{ А} \leq 630 \text{ А}.$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{пр.с.}};$$

$$i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{пр.с.}},$$

где $I_{\text{пр.с.}}$ - действующее значение предельного сквозного тока к.з. (по техническим данным выключателя),

$i_{\text{пр.с.}}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока к.з. (по техническим данным выключателя).

$$26,96 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}.$$

4. На термическую стойкость:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{откл}};$$

$$B_{\text{к}} \leq 31,5^2 \cdot 0,04 = 39,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 10,59^2 \cdot (0,04 + 0,05) = 10,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$10,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 39,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Данный двух колонковый разъединитель с наличием заземлителя проверку прошел и может быть использован на подстанции.

5.3. Выбор трансформаторов тока

Для установки в ОРУ на напряжение 110 кВ выбираю трансформатор тока ТГФ-110. Выбранный трансформатор тока проходит проверку по следующим параметрам [16]:

1. Номинальному напряжению - $U_{ном} \leq U_{сети ном}$,

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

2. Номинальному току - $I_{ном} \leq I_{1ном}$,

где $I_{ном}$ - номинальный расчетный (рабочий) первичный ток (нагрузки) трансформатора тока;

$I_{1ном}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока (по каталогам).

$$I_{дл. доп} = \frac{S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,72 \text{ А} ;$$

$$175,72 \text{ А} \leq 200 \text{ А} .$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$i_{уд.} \leq I_{эд} ,$$

$$26,96 \text{ кА} \leq 60 \text{ кА} .$$

4. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл} ;$$

$$B_k \leq 31,5^2 \cdot 0,04 = 39,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ;$$

$$B_{\kappa} = I_{\text{п,о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 10,59^2 \cdot 0,09 = 10,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ;$$

$$10,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 39,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

5. Классу точности и конструкции:

Класс точности: 0,2S; 5S.

Конструкция: Самостоятельное устройство. Рабочее положение – вертикальное.

6. Вторичной нагрузке - $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$,

где $Z_{2\text{ном}}$ - номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в данном классе точности; Z_2 - вторичная нагрузка трансформаторов тока.

Вторичную нагрузку трансформатора тока целесообразно определять с помощью таблицы 5.

Таблица 5 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

№	Типы приборов	Потребляемая мощность, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	Амперметр EQ 48	1	-	-
2	Ваттметр Д8002	5	5	5
3	Счетчик активной энергии СЕ303-S34	2	2	2
Итого		8	7	7

Из таблицы 5 видно, что наиболее загруженной является фаза А .

Общее сопротивление приборов определим по формуле:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{8}{5^2} = 0,32 \text{ Ом}.$$

Номинальное полное сопротивление нагрузки вторичной обмотки трансформатора тока в целом для измерительных приборов:

$$Z_{2 \text{ ном}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимаем 0,1 Ом. Индуктивное сопротивление токовых цепей мало, поэтому $Z_2 \approx R_2$.. Рассчитаем сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2 \text{ ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}} = 1,2 - 0,32 - 0,1 = 0,78 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем активное сопротивление токовых цепей:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{конт}} = 0,32 + 0,78 + 0,1 = 1,2 \text{ Ом.}$$

Условие выполняется $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$,

$$1,2 \text{ Ом} \leq 1,2 \text{ Ом.}$$

Данный трансформатор тока проверку прошел и может быть использован на подстанции.

5.4. Выбор трансформаторов напряжения

Для выбора трансформаторов напряжения необходимо определить какие измерительные приборы будут установлены во вторичную обмотку трансформаторов напряжения.

В таблице 6 приведено определение нагрузки трансформаторов напряжения.

В таблице 7 приведен выбор трансформатора напряжения.

Так как все расчётные данные меньше или равны каталожных данных, то трансформатор напряжения НАМИ-110 подходит для установки.

Таблица 6 – Определение вторичной нагрузки трансформатора напряжения

№	Приборы	Мощность, потребляемая одной катушкой, ВА	Количество катушек	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q,вар
1	Вольтметр Е350М	1,5	1	1	0	1	1,5	-
2	Ваттметр Д8002	5	2	1	0	1	10	-
3	Счётчик активной энергии СЕ303-С34	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Итого							13,02	3,7

Таблица 7 - Проверка трансформатора напряжения НАМИ-110

Параметр	Формула	Расчётные данные	Данные оборудования
Номинальное напряжение, кВ	-	110	110
Вторичная нагрузка, ВА	$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}$	$\sqrt{13,02^2 + 3,7^2} = 13,54$	400

5.5. Выбор ограничителей перенапряжения

В некоторых случаях, оборудование может оказаться под влиянием повышенного, по сравнению с номинальным, напряжения(при грозе или коммутациях электрических цепей). В этом случае, возрастает вероятность пробоя изоляции установки. Нелинейный ограничитель перенапряжений используется в качестве основного устройства для защиты электрооборудования подстанции и сетей высокого и среднего классов напряжения переменного тока промышленной частоты от грозовых перенапряжений, а так же коммутационных. Ограничители применяются

взамен вентильных разрядников таких же классов напряжения и включаются параллельно защищаемому устройству или установке.

Для напряжения 110 кВ заменяем вентильные разрядники РВС-110/73-10(І)УХЛ1 и РВС-110/44-10(І)УХЛ1 на ограничители перенапряжения ОПН-110/73-10(І)УХЛ1.

5.6 Выбор комплектного распределительного устройства

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, представляющее из себя специальные закрытые шкафы со встроенными в них защитными и измерительными приборами, вспомогательными устройствами и т.д. [17].

Решено заменить существующие на КРУ серии СЭЩ-70

КРУ серии СЭЩ-70 предназначаются для распределения и приема электроэнергии трехфазного тока с частотой 50 Гц и 60 Гц и напряжением 10 кВ на токи от 630 до 4200 А.

Данные шкафы предназначены для работы внутри помещения, и имеют климатическое исполнение УХЛЗ.

КРУ СЭЩ-70 применяется:

- в составе КТПБ;
- в качестве КРУ-10 кВ

КРУ СЭЩ-70 используется:

- в энергетике;
- в сельском хозяйстве;
- для городских и муниципальных сетей;
- в нефтяной, газовой, угольной и металлургической промышленности;
- в системе собственных нужд электростанций в том числе АЭС.
- в распределительных сетях энергокомплекса;
- для нужд промышленных предприятий.

КРУ серии СЭЩ-70 соответствует требованиям ГОСТ 14693-90.

Выключатель КРУ серии КРУ-СЭЩ-70 выбирается по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению - $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}}$,

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

2. По номинальному току - $I_{\text{дл. доп}} \leq I_{\text{ном}}$,

$$I_{\text{дл. доп}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1924,5 \text{ А};$$

$$1924,5 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}.$$

3. По отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения - $I_{\text{п. } \tau} \leq I_{\text{откл. ном}}$

$$11,27 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}.$$

б) на отключение апериодической составляющей тока к.з. –

$$i_{\text{а. } \tau} \leq i_{\text{а. ном}} = (\sqrt{2} \cdot B / 100) \cdot I_{\text{откл. ном}}.$$

где $i_{\text{а. } \tau}$ - номинальная допустимая величина апериодической составляющей в отключаемом токе для времени:

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}.$$

где В - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %, которое определяется по известным кривым (рисунок 7)

$$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot B / 100) \cdot I_{откл.ном} = (\sqrt{2} \cdot 42 / 100) \cdot 31,5 = 18,71 \text{ кА};$$

$$I_{a,\tau k2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 11,27 \cdot e^{-0,04/0,12} = 11,42 \text{ кА};$$

$$i_{a.\tau} \leq i_{a.ном};$$

$$11,42 \text{ кА} \leq 18,71 \text{ кА};$$

4. По предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость:

$$I_{п,о} \leq I_{пр.с.};$$

$$i_{уд.} \leq i,$$

где $I_{п.р.с.}$ - действующее значение предельного сквозного тока к.з. (по техническим данным выключателя),

$i_{пр.с.}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока к.з. (по техническим данным выключателя).

$$30,76 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА}.$$

Данные выключатели расчетную проверку прошли и могут быть использованы на подстанции. Так как КРУ оборудование рассчитано на параметрах выключателя, то и все остальные устройства подойдут для работы.

6. Релейная защита

Назначение релейной защиты - по возможности наибо́льшее отключение поврежденного элемента или участка энергетической системы от ее неповрежденных ее частей. Если же повреждение не грозит мгновенным разрушением защищаемых объектов, не влияет на непрерывность электроснабжения и не осуществляет угрозу по условиям технической безопасности, то устройство защиты может действовать не на отключение, а на подачу сигнала, предупреждающего дежурный персонал о неполадках.

Устройства релейной защиты обязаны срабатывать на отключение или сигнал и в случае ненормальных режимах работы сети, если эти режимы могут представлять угрозу оборудованию.

Для обеспечения защиты на подстанции были выбраны устройства на платформе Сириус.

Данное устройство обеспечивает такие эксплуатационные возможности, как:

- выполнение функции защиты, управления и автоматики, определенных ПУЭ и ПТЭ;
- ввод значений внутренней конфигурации (установка защитных характеристик, вывод/ввод автоматики и защит, и т.д.);
- хранение и ввод уставок автоматики и защит;
- индикацию и контроль положения какого-либо выключателя, а также контроль исправности его цепей управления;
- установление места повреждения у воздушных линий электропередач;
- изменение и ввод уставок по линии связи, передачу параметров аварии;
- блокировку всех выходов при неполадках устройства для избегания ложных срабатываний;
- бесперебойный оперативный контроль собственного состояния (самодиагностику) в течение всей эксплуатации;

- получение дискретных сигналов блокировок и управления, выдачу команд предупредительной и аварийной сигнализации, управления;
- гальваническую развязку имеющихся выходов и входов, в том числе питание, обеспечивающая высокую защиты от помех;
- высокую прочность и сопротивление изоляции выходов и входов между собой и относительно корпуса.

Аппарат не повреждается и не срабатывает ложно:

- при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности;
- при подаче и снятии оперативного тока, а также при перебоях питания различной длительности с последующим восстановлением;
- при замыкании цепей оперативного тока на землю.

6.1. Защита силовых трансформаторов.

Аппарат микропроцессорной защиты Сириус-Т выполняет функцию основной защиты двухобмоточного трансформатора (в том числе с расщепленной обмоткой) с напряжением в интервале от 35 до 220 кВ. Так же его можно использовать в качестве диф. защиты мощного синхронного двигателя или реактора. Содержит подменную МТЗ НН и МТЗ ВН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Использование в аппарате модульной мультипроцессорной архитектуры совместно с новейшими технологиями поверхностного монтажа осуществляет быстроедействие и большую вычислительную мощность, высокую надежность, а так же высокую точность измерения временных интервалов и электрических величин, что дает возможность уменьшить степени селективности и увеличить чувствительность терминала.

В таблице 8 описан расчет уставок, для определения вторичных токов в плечах защиты, согласованные с номинальной мощности защищаемого трансформатора:

Таблица 8 – Расчет уставок

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для сторон	
		ВН	НН
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформ., А	$I_{\text{НОМ перв.}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ,ср}}}$	$\frac{25000}{115 \cdot \sqrt{3}} = 125,5$	$\frac{25000}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 1375,6$
Коэффициент трансформации ТТ	K_I ($I_{\text{перв.тТ}}/I_{\text{втор.тТ}}$)	200/5	2000/5
Схема соединения ТТ	Y, D	Y	Y
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{\text{НОМ втор.}} = \frac{I_{\text{НОМ перв.}}}{K_I} \cdot k_{\text{СХ}}$	$\frac{125,5 \cdot 1}{200/5} = 3,14$	$\frac{1375,6 \cdot 1}{2000/5} = 3,439$
Принятые значения уставок	диапазон уставок: (0,15 – 30,00) А	3,14	3,44

Полученные базисные токи сторон проверяются на попадание по допустимому диапазону выравнивания, определяемому номинальным током входа устройства [16]. Для $I_{\text{ном}} = 5\text{А}$ базисные токи обязаны входить в диапазон: (1,01 – 10,00) А. Значения 3,14 и 3,44 укладываются в указанный диапазон.

С учетом реально используемого диапазона регулирования РПН, принимаем уставку «Размах РПН, %» равной 13.

Расчеты по выбору уставок чувствительности диф. защиты (ДЗТ-2) сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчет уставок чувствительной ступени ДЗ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному	$I_{\text{НБ расч}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}$	$2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 = 0,52$
Выбор уставки срабатывания	Должно выполняться условие: $I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} I_{\text{НБ расч}}$	$1,2 \cdot 0,52 = 0,624$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	« $I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}}$ » диапазон уставки: (0,3—1,0) $I_{\text{баз}}$	Принимаем 0,7
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{\text{СН.Т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{НБ расч}}$	$1 - 0,5 \cdot 0,52 = 0,74$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot I_{\text{диф}}}{I_{\text{торм}}} = \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ расч}}}{K_{\text{СН.Т.}}}$	$100 \cdot 1,2 \cdot \frac{0,52}{0,74} = 84$
Принятое значение уставки коэффициента торможения	« $K_{\text{торм}}$, %» диапазон уставки: (10—100) %	84
Принятое значение уставки второй точки излома	« $I_{\text{т2}}/I_{\text{НОМ}}$ » рекомендуемый диапазон уставки: (1,0—2,0) $I_{\text{НОМ}}$	2,0
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	« $I_{\text{дг2}}/I_{\text{дг1}}$ » диапазон уставки: (0,06—0,20)	0,15

Выберем уставки дифференциальной отсечки (ДЗТ-1). Расчеты выполнены в таблице 10.

Таблица 10 – расчет уставок дифференциальной защиты

Наименование величины	Обозначения и метод определения	Числовое значение
Максимальный ток внешнего КЗ на стороне НН, приведенный к стороне ВН, кА	$I_{\text{КЗ внеш.мах}}$	11,27
Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора (в о.е)	$I_{\text{КЗ внеш.мах}}^* = \frac{I_{\text{КЗ внеш.мах}}}{2 \cdot I_{\text{ном.ВН}}}$	$\frac{11270}{2 \cdot 125,5} = 44,9$
Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{\text{НБ}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{КЗ внеш.мах}}^*$	$2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,04 \cdot 1,2 \cdot 44,9 = 28,02$
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ	должны выполняться условия: $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq I_{\text{НБ}};$ $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq 6$	Принимаем значение 28
Принятое значение уставки	« $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}}$ » диапазон уставки: $(4,0—30,0) I_{\text{баз}}$	28

Проверка чувствительности дифференциальной защиты.

Коэффициент чувствительности для ДЗТ-2 должен быть больше или равен 2. Для дифференциальных защит понизительных трансформаторов в качестве расчетного берется двухфазное КЗ на выводах низшего напряжения. Опыт показывает, что практически во всех случаях чувствительность обеспечивается и поэтому производить проверку не целесообразно.

6.2. Защита на стороне НН

Для защиты на стороне низшего напряжения было выбрано устройство Сириус-2-В. Данный аппарат предназначен для выполнения функций релейной защиты, управления, автоматики и сигнализации ввода напряжением от 3 до 35 кВ. Устройство устанавливается в отсеках реле КСО, КРУН и КРУ, на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций от 3 до 35 кВ. Так же реализуется и для защиты распределительных пунктов, вводов систем шин подстанций и т.д.

Аппарат является микропроцессорным комбинированным терминалом РЗиА.

Так же возможно применения аппарата для защиты компонентов распределительных сетей как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА (например, защитой от однофазных замыканий на землю, дуговой защитой, защитой шин и т.д.)

Дополнительные существующие функции:

- фиксация напряжений и токов в момент аварии;
- цифровой осциллограф;
- определение вида повреждения при срабатывании МТЗ;
- определение времени срабатывания защиты и отключения выключателя;
- встроенные календарь-часы;
- возможность встраивания устройства в систему единого точного времени станции или подстанции;

- измерение текущих фазных токов, напряжений, мощности;
- дополнительные реле и светодиоды с функцией, заданной пользователем;
- регистратор событий.

6.3. Защита высоковольтных линий

Для защиты высоковольтных линий выбираю устройство Сириус-2-Л.

«Сириус-2-Л» выполняет функции защиты и автоматики кабельных или воздушных линий с компенсированной или изолированной нейтралью напряжением от 6 до 35 кВ.

Терминал обеспечивает:

1) Четырехступенчатую ненаправленную максимальную токовую защиту от междуфазных и трехфазных замыканий и (2-я и 3-я ступени МТЗ могут иметь как независимую, так и одну из пяти зависимых время-токовых характеристик, 4-я ступень МТЗ может иметь выдержку времени до 1,5 часов и применяться для «адресных отключений»);

2) Защиту от обрыва одного из фазных проводов по наличию тока обратной последовательности;

3) Защиту от замыканий на землю с использованием высших гармоник, что позволяет избежать зависимости от наличия компенсации сети (предусмотрен и режим «земляной» защиты по току первой гармоники, а также «смешанный» режим);

4) Резервирование отказа выключателя с выдачей сигналов отключения на выключатели секции и ввода.

Гибкая система настройки и достаточное количество входных и выходных сигналов позволяют его применять для защиты трансформаторов, например, собственных нужд подстанций (есть входы для подключения газовой защиты и соответствующего сигнала газовой защиты), а также различных выпрямительных установок и преобразовательных агрегатов на предприятиях.

Терминал устанавливается в ячейке КРУ (КРУН, КСО) и выдает сигналы на управление выключателем присоединения.

6.4. Устройство автоматического ввода резерва

Управление автоматическим вводом резерва осуществляется при помощи устройства Сириус-2-С, предназначенном для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации секционного выключателя напряжением 6–110 кВ.

6.5. Газовая защита трансформатора

К характерным повреждениям маслонаполненного трансформатора, относятся витковые замыкания, межобмоточные к.з., утечка масла из бака трансформатора, «пожар» стали магнитопровода, неполадки наполненного маслом контактора переключателя ответвлений аппарата регулировки напряжения под нагрузкой (РПН) и др. [14].

В основном все неисправности внутри бака наполненного маслом электрического устройства вызывают выделение газа вследствие масляного разложения или других изоляционных материалов из-за действия частичных электроразрядов, чрезмерного нагрева, возникновения электрической дуги внутри бака. Короткое замыкание характеризуется ускоренным протеканием из бака в расширитель масла, его смеси с газом. В процессе эксплуатации может быть также уменьшение масляного уровня или возникновение газа по различным причинам.

Реагирующая на указанные повреждения защита имеет название «газовая». Данная защита выполняется с помощью струйных и газовых реле.

В качестве газового реле трансформатора выбираю газовое реле Бухгольца BF-80/Q.

6.6. Автоматическая частотная разгрузка

Автоматическая частотная разгрузка(АЧР) является основной противоаварийной автоматикой для предотвращения и ликвидации аварий из-за внезапного возникновения дефицита мощности и недопущения развития аварии до лавины частоты.

Для осуществления гибкой, так называемой «самонастраивающейся» системы, АЧР разбита на две категории, каждая из которых имеет несколько очередей.

АЧР-I — предназначена для прекращения быстрого снижения частоты; имеет ступени срабатывания 0,2 Гц от 48,8 Гц до 46,6 Гц с выдержкой времени 0,5 сек.

АЧР-II — предназначена для подъема частоты после действия АЧР-I и предотвращения зависания частоты на недопустимо низком уровне. Время действия от 10 до 60 сек. АЧР-II имеет несовмещенные и совмещенные с АЧР-I очереди.

При восстановлении частоты после работы устройств АЧР и мобилизации резерва мощности в системе, происходит автоматическое включение отключенных потребителей (ЧАПВ) несколькими очередями с разными уставками по времени и по частоте.

Для автоматической частотной разгрузки на подстанции выбираем устройство Сириус-2-АЧР.

7. Собственные нужды подстанции

В зависимости от типа, мощности подстанции питание потребителей собственных нужд осуществляется от специально установленных трансформаторов одного или двух в зависимости от ответственности потребителей [4].

К потребителям собственных нужд относятся оперативные цепи, зарядное устройство, устройства охлаждения силовых трансформаторов, компрессоров, вентиляция, отопление, подогрев выключателей и приводов, шкафов КРУ, освещение и т.д.

В таблице 11 приведен расчёт суммарной мощности, потребляемой подстанцией.

Таблица 11 – Потребители собственных нужд

№	Наименование потребителя	Общая потребляемая мощность, кВт
1	Электродвигатели охлаждения трансформаторов	2,5×2
2	Подогрев выключателей и приводов	39,8
3	Отопление, освещение	18
4	Маслохозяйство	100
5	Зарядно-подзарядный агрегат	46
6	Устройства РЗА	12,2
7	Регулирование напряжения трансформаторов	10
	Итого	232

При установке двух трансформаторов мощность выбирается по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд:

$$S_{TCH} = k_3 \cdot \sum P_{iCH} = 0,7 \cdot 232 = 161,7 \text{ (кВА)}.$$

По результатам расчёта для подстанции выбираем два трансформатора собственных нужд мощностью 2×ТМ-160 кВА.

8. Системы измерений на подстанции

Контроль режима работы вспомогательного и основного электрооборудования на подстанции выполняется с помощью устанавливаемых на щитах управления контрольно-измерительных приборов [4] [1].

В таблицу 12 сведены все необходимые приборы для измерений на подстанции.

Таблица 12 – Приборы, устанавливаемые на подстанции

Цепь	Место установки приборов	Перечень приборов	Примечание
Понижительный двухобмоточный трансформатор	ВН	Счётчики активной и реактивной энергии, ваттметр, варметр, амперметр	Ваттметр – только для трансформаторов 110 кВ и выше.
	НН	Не устанавливается	
Сборные шины от 6 до 35 кВ	На сборных шинах или на каждой секции	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трехфазных напряжений	На транзитных ПС на шинах 35 кВ устанавливается регистрирующий вольтметр, если шины ПС являются контрольными точками по напряжению в системе,
		Вольтметр с переключателем для измерения трех междуфазных напряжений и регистрирующий вольтметр; частотометр	
Сборные шины от 110 до 220 кВ	На сборных шинах или на каждой секции	Вольтметр с переключателем для измерения трех междуфазных напряжений и регистрирующий вольтметр; частотометр	
Секционный выключатель		Амперметр	

Продолжение таблицы 12

<p>Линии от 6 до 10 кВ к потребителям</p>		<p>Амперметр, расчётные счётчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю</p>	<p>Счётчик реактивной энергии не устанавливается, если по счётчикам не ведётся денежный расчёт</p>
<p>Линии от 110 до 220 кВ</p>		<p>Амперметр, фиксирующий прибор для определения места короткого замыкания, варметр, расчётные счётчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях, ваттметр.</p>	

9. Расчет заземления

Заземление распределительных устройств и подстанций осуществляется с помощью заземлительных аппаратов, состоящих из заземлителей и заземляющих проводников. Заземлители представляют собой группу проводников, или металлические проводники, соединенные непосредственно с землей, а заземляющие проводники соединяют с заземлителями металлические части электроустановок, подлежащих заземлению.

Заземляющее устройства для установок от 110 кВ и выше сделаны из вертикальных заземлителей, выравнивающих полос, проложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом, полос, расположенных вдоль рядов оборудования, соединительных полос.

Длительность воздействия прикосновения:

$$\tau = t_{pz} + t_{os} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ (с)},$$

где t_{pz} - время действия РЗиА, с;

t_{os} - полное время отключения выключателя, с.

По длительности воздействия $\tau = 0,05$ определяем наибольшее допустимое напряжение прикосновения $U_{np.\dot{d}on} = 500 \text{ В}$.

Коэффициент сопротивления человека:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1,5 \cdot \rho_{ec}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 20} = 0,97.$$

Коэффициент напряжения прикосновения:

$$k_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_a \cdot L_2}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,97}{\left(\frac{5 \cdot 1205}{5 \cdot \sqrt{55 \cdot 50}}\right)^{0,45}} = 0,118,$$

где M - параметр, зависящий от степени однородности грунта;

l_a - длина вертикального заземлителя, м;

L_2 - длина горизонтальных заземлителей, м;

a - расстояние между вертикальными заземлителями, м;

S - площадь заземляющего устройства, м².

Напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np.дон}}{k_n} = \frac{500}{0,118} = 4237 \text{ (В)}.$$

Необходимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{3.дон} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{4237}{2020} = 2,09 \text{ (Ом)},$$

где I_3 - расчётный однофазный ток короткого замыкания в рассматриваемой установке, А.

Расчётная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{55 \cdot 50} = 52,4 \text{ (м)}.$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{1205}{2 \cdot 52,4} - 1 = 10,5 \Rightarrow 11.$$

Длина полос в расчётной модели:

$$L_2 = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot 52,4 \cdot 12 = 1257,6 \text{ (м)}.$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{52,4}{11} = 4,76 \text{ (м)}.$$

Число вертикальных заземлителей:

$$n_6 = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_6} = \frac{52,4 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 41,92 \Rightarrow 42.$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_6 = l_6 \cdot n_6 = 5 \cdot 42 = 210 \text{ (м)}.$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{52,4} = 0,108 > 0,1 \text{ (м)}.$$

Коэффициент, учитывающий глубину погружения вертикальных электродов:

$$A = (0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}}) = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,7}{52,4} = 0,358,$$

где t - глубина погружения вертикальных заземлителей, м.

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6} = 0,385 \cdot \frac{20}{52,4} + \frac{20}{1205 + 210} = 0,16 \text{ (Ом)}.$$

Напряжение прикосновения:

$$U_{np} = k_n \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,118 \cdot 2020 \cdot 0,16 = 38,14 \text{ (В)} < 500 \text{ В}.$$

Так как напряжение прикосновения меньше допустимого значения, то расчёт верен.

10. Расчет молниезащиты

Здания и сооружения подстанции с достаточной степенью надежности должны защищаться молниеотводами от поражений прямыми ударами молний [19].

Устройства, называемые молниеотводами, представляют собой комплекс аппаратов, включающий в себя заземлители, молниеприемники, а так же токоотводы.

Известно, что при использовании одного невысокого молниеотвода, невозможно эффективно защитить подстанцию от прямых ударов молнии, поэтому будем применять двойной стержневой молниеотвод [20].

Принимаем высоту молниеотвода равную 25 м. Расстояние между молниеотводами составляет 22,2 м. Определим минимальное расстояние между молниеотводами:

$$L_c = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 25 = 56,25 \text{ (м)}.$$

По результатам расчетов видно, что расчетное минимальное расстояние между молниеотводами значительно больше фактического. Значит границы зоны не имеют провеса.

Определим высоту вершины конуса молниеотводов:

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 25 = 20 \text{ (м)}.$$

Рассчитаем радиус защиты на уровне земли:

$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 25 = 20 \text{ (м)}.$$

При выбранной высоте молниеотводов всё силовое оборудование подстанции находится под защитой.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены вопросы реконструкции подстанции. Был произведен расчет электрических нагрузок подстанции 110 кВ Волгинская по которым был осуществлен выбор трансформатора, а так же его потери на разных ступенях нагрузки.

Были рассчитаны токи короткого замыкания на стороне ВН и НН, с помощью которых был произведен выбор коммутационного оборудования, выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения, выбор релейной защиты и автоматики на базе платформы «Сириус», а так же произведен расчет заземлительных устройств.

Так же были учтены собственные нужды подстанции и выбраны соответствующие трансформаторы.

Список использованных источников

1. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанций [Текст]: учеб.-метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыкова, – Тольятти: ТГУ, 2007. – 124 с.
2. Бабушкин, В.М. Электрические сети: развитие, новые решения [Текст] / В.М. Бабушкин, В.А. Нейман, В.А. Чевычелов. – ЦТИ «Энергетика и электрификация», 2012. – С. 166.
3. Parmar, J. Electrical substation: [Электронный ресурс] // Electrical engineering portal. 2013. 17 фев. URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/Electrical%20substation> (дата обращения 28.03.2016).
4. Маньков, В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения [Текст]: Справочное пособие. - СПб: НОУ ДПО "УМИТЦ "Электро Сервис", 2010 - 664 с.
5. Яновский, А.Б Энергетическая стратегия России до 2020г. - М., 2011 г.
6. J. Parmar. Total Losses in Power Distribution and Transmission Lines (1): [Электронный ресурс] // Electrical engineering portal. 2014. 9 янв. URL: <http://electrical-engineering-portal.com/total-losses-in-power-distribution-and-transmission-lines-1> (дата обращения 28.03.2016).
7. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Текст]: – 7-е изд. – Москва: НЦ ЭНАС, 2014.
8. Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро / Под ред. Д.Л. Файбисовича. 2-е изд., перераб и доп. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.- 352 с.: ил.
9. Силовые трансформаторы [Текст]: Справочная книга/Под ред. С.П. Лизунова, А.К. Лоханина.- М.: Энергоиздат, 2008.-616с.

10. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ*А и более. Ряд номинальных мощностей [Текст]. Взамен ГОСТ 9680-61.

11. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Текст]. Москва, «Издательство НЦ ЭНАС», 2002.

12. Салтыкова, О.А. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции [Текст]: учеб. пособие для курсового и дипломного проектирования / О.А. Салтыкова, В.В. Вахнина, О.В. Самолина. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 47 с.

13. Working Principle of Earth Leakage Circuit Breaker ELCB. Voltage and Current ELCB. RCCB: [Электронный ресурс] // electrical4u.com: online electrical engineering study site. 2011-2016. URL: <http://www.electrical4u.com/working-principle-of-earth-leakage-circuit-breaker-elcb-voltage-current-elcb-rccb/> (дата обращения 28.03.2016).

14. Чернышев, Н.А. Аппаратура и метод раннего обнаружения дефектов в механизмах высоковольтных выключателей – Промышленная энергетика [Текст], 2004, № 11 или – Электрические станции, 2004, № 11.

15. Electrical Circuit Breaker. Operation and Types of Circuit Breaker: [Электронный ресурс] // electrical4u.com: online electrical engineering study site. 2011-2016. URL: <http://www.electrical4u.com/electrical-circuit-breaker-operation-and-types-of-circuit-breaker/> (дата обращения 28.03.2016).

16. Holt, M. Article 240: Overcurrent Protection: [Электронный ресурс] // Electrical Construction & Maintenance. 2007. 1 окт. URL: <http://ecmweb.com/code-basics/article-240-overcurrent-protection> (дата обращения 28.03.2016).

17. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ [Текст]. - Москва: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2007.

18. Бережной, С.А. Безопасность жизнедеятельности [Текст]. –Тверь: ТГТУ, 2006.

19. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Текст]. Утверждена приказом Министерства Энергетики России от 30 июня 2003 г. № 280.

20. Горелов, С.В. Перенапряжения и молниезащита [Текст]: Учебное пособие / С.В. Горелов, В.Н. Андреев, М.А. Бучельников, В.И. Мухин.- 3-е изд., дополн.- Новосибирск: Новосиб. гос. акад. водн. трансп, 2003. - 251 с.