

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 220/10 кВ
«Аврора»»

Студент(ка)

Д.В. Глазов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.Н. Кузнецов

(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 проведена реконструкция подстанции 220/10 кВ «Аврора». Были рассчитаны нагрузки на основе годовых графиков нагрузок предприятий, которые питает подстанция. На основе технико-экономического расчёта выбраны два трансформатора ТРДН – 40000/220. Выбрано основное оборудование, рассчитаны токи короткого замыкания. На основании расчётов токов КЗ была выбрана релейная защита.

Пояснительная записка объёмом 48 страниц содержит 9 разделов основной части, 7 рисунков, 18 таблиц.

ВКР включает в себя 6 чертежей формата А1. На чертежах представлены электрическая схема подстанции до и после реконструкции, план-разрез ячейки ОРУ, схема собственных нужд, шкаф кабельного ввода и графики нагрузки.

Содержание

Введение.....	4
1 Расчёт электрических нагрузок понизительной подстанции	5
2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	7
3 Выбор электрической схемы подстанции	15
4 Расчет токов короткого замыкания	16
5 Выбор электрических аппаратов	19
6 Выбор основных конструктивных решений	28
7 Релейная защита	29
8 Собственные нужды подстанции	36
9 Расчет заземления и молниезащиты подстанции	40
9.1 Заземление	40
9.2 Молниезащита подстанции	42
Заключение	44
Список использованных источников	45

Введение

В выпускной квалификационной работе бакалавра (ВКР) реконструирована понижающая подстанция 220/10 кВ «Аврора», входящая в Ноябрьские электрические сети. Актуальность этой реконструкции вызвана активным развитием нефтяной и газовой промышленности в этом районе, а так же ростом городов, находящихся в зоне питания подстанции «Аврора». «Аврора» питает 3 промышленных предприятия и подстанцию «Муравленковская». В ВКР эти предприятия имеют обозначение А, Б и С соответственно.

Цель работы –повышение эффективности и надёжности электроснабжения потребителей подстанции «Аврора».

Задачи выпускной квалификационной работы:

- 1) Расчёт электрических нагрузок подстанции на основе годовых графиков нагрузки предприятий.
- 2) Выбор силовых трансформаторов.
- 3) Выбор электрической схемы подстанции.
- 4) Расчёт токов короткого замыкания.
- 5) Выбор электрических аппаратов и релейной защиты.
- 6) Выбор основных конструктивных решений по подстанции.
- 7) Расчёт собственных нужд подстанции.

1 Расчёт электрических нагрузок понизительной подстанции

По графикам годовой нагрузки определяем характер полной мощности как для отдельных потребителей, так и для подстанции в целом.

$$S_n^i = \frac{P_{in}}{\cos \varphi_{in}}. \quad (1.1)$$

Максимальная полная мощность:

- предприятие А

$$S_n^A = \frac{P_{An}}{\cos \varphi_{in}} = \frac{20}{0,9} = 22,2 \text{ МВА}$$

- предприятие Б

$$S_n^B = \frac{P_{Bn}}{\cos \varphi_{in}} = \frac{17}{0,9} = 18,9 \text{ МВА}.$$

- предприятие С

$$S_n^C = \frac{P_{Cn}}{\cos \varphi_{in}} = \frac{13}{0,93} = 13,97 \text{ МВА}.$$

Максимальная полная мощность по всей подстанции:

$$S_{max}^{ПС} = \sum S_n^i = S_A + S_B + S_C = 22,2 + 18,9 + 13,97 = 55,07 \text{ МВА}$$

Потребляемую электроэнергию каждого из потребителей находим по формуле:

$$W = \sum_{i=1}^k P_{in} \cdot t_{in}. \quad (1.2)$$

предприятие А

$$W_A = \sum P_A \cdot t_i = 20 \cdot (1 \cdot 1 + 0,86 \cdot 1 + 0,8 \cdot 2 + 0,72 \cdot 2,5 + 0,63 \cdot 2,26) \cdot 10^3 = 133676 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

предприятие Б

$$W_B = \sum P_B \cdot t_i = 17 \cdot (1 \cdot 1 + 0,8 \cdot 3 + 0,75 \cdot 2 + 0,55 \cdot 1 + 0,4 \cdot 1,76) \cdot 10^3 = 104618 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

предприятие С

$$W_C = \sum P_C \cdot t_i = 13 \cdot (1 \cdot 0,8 + 0,9 \cdot 1,2 + 0,8 \cdot 2 + 0,6 \cdot 4 + 0,5 \cdot 0,76) \cdot 10^3 = 81380 \text{ MBm} \cdot \text{ч} .$$

Для подстанции в целом:

$$W_{ПС} = \sum W_n = 133676 + 104618 + 81380 = 319674 \text{ MBm} \cdot \text{ч} .$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки ПС:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}} . \quad (1.3)$$

$$T_M = \frac{319674}{20 + 17 + 13} = 6396,48 \text{ ч}$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки ПС:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} . \quad (1.4)$$

$$K_{зан} = 0,729$$

Суммарные графики нагрузок представлены на рисунке 1.



Рисунок 1- График годовых суммарных нагрузок

2 Выбор силовых трансформаторов

2.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

В число потребителей подстанции входят потребители I категории, исходя из этого выбираем двухтрансформаторную подстанцию. С учётом перегрузки номинальная мощность находится по формуле:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{maxПС} \cdot \kappa_{1-2}}{\kappa_{пер} \cdot (n-1)}, \quad (2.1)$$

где κ_{1-2} - коэффициент участия в нагрузке потребителей первой категории (0,75...0,85), $\kappa_{1-2} = 0,8$;

$\kappa_{пер}$ - коэффициент перегрузки трансформатора равный 1,4.

$$S_{ном.Т} \geq \frac{55,07 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2-1)} \geq 31,46.$$

Выбираем силовые трансформаторы типа ТРДН - 40000/220 и ТРДН-63000/220.

2.2 Технико-экономический выбор трансформатора

2.2.1 Расчёт ТРДН - 40000/220

Параметры ТРДН - 40000/220:

$$S_{НОМ}=40 \text{ МВА}; \quad P_x=50 \text{ кВт}; \quad i_{x,x}=0,9\%;$$

$$U_{НОМ} \text{ ВН}=230 \text{ кВ}; \quad P_k=170 \text{ кВт}; \quad U_k=12\%;$$

$$\text{НН}=11 \text{ кВ}; \quad U_{кв}=1,5\%$$

$$U_{нв}=21\%$$

Потери реактивной мощности в режиме холостого хода:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном}; \quad (2.2)$$

$$Q_{xx} = \frac{0,9}{100} \cdot 40000 = 360 \text{ квар}$$

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$\kappa_{3,n} = \frac{S_n}{S_{ном}}; \quad (2.3)$$

$$\kappa_3 = \frac{13,97}{40} = 0,34$$

$$\kappa_3 = \frac{41,1}{40} = 1,02$$

$$\kappa_3 = \frac{55,07}{40} = 1,376$$

Приведённые потери в режиме х.х. трансформатора:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{um} \cdot Q_x; \quad (2.4)$$

$$P'_x = 50 + 0,05 \cdot 360 = 68 \text{ кВт}.$$

Найдём реактивные потери обмоток трансформатора в режиме к.з. используя формулу:

$$Q_{к.л} = \frac{U_{к.л}}{100} \cdot S_{ном}; \quad (2.5)$$

$$Q_{к.в.} = \frac{1,5}{100} \cdot 40000 = 600 \text{ квар}$$

$$Q_{к.с.} = \frac{21}{100} \cdot 40000 = 8400 \text{ квар}$$

Найдём приведённые потери обмоток трансформатора в режиме к.з.

$$P'_{к.л} = P_{к.л} + \kappa_{um} \cdot Q_{к.л}; \quad (2.6)$$

$$P'_{к.в} = P_{к.в.} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.в.} = 0 + 0,05 \cdot 600 = 30 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.н1.2} = P_{к.н.} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н.} = 2 \cdot 170 = 340 \text{ кВт}$$

Рассчитаем приведённые потери мощности трансформатора, используя формулу:

$$P'_T = P'_x + \kappa_{з.в}^2 \cdot P'_{к.в.} + \kappa_{з.н1}^2 \cdot P'_{к.н1} + \kappa_{з.н2}^2 \cdot P'_{к.н2} \quad (2.7)$$

$$P'_T = 68 + 0,34^2 \cdot 30 + 1,02^2 \cdot 340 + 1,376^2 \cdot 340 = 1068,9 \text{ кВт}$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_{э.нс} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_к}}; \quad (2.8)$$

$$S_{э.нс} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{68}{170}} = 35777 \text{ кВА}$$

Найдём потери электроэнергии подстанции:

$$\Delta W_{нс} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot \kappa_{к.в}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.с} \cdot \kappa_{к.с}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н} \cdot \kappa_{к.н}^2 \cdot T_i \right). \quad (2.9)$$

Результаты расчётов потерь электроэнергии приведены в таблице 1.

Таблица 1- Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторах.

i	S_{Bi} , MBA	S_{H1i} , MBA	S_{H2i} , MBA	n_i	T_i , ч.	$\Delta W_{x,i}$, кВт·ч	$k_{3.B.i}$	$k_{3.H1.i}$	$k_{3.H2.i}$	$\Delta W_{k.B.i}$, кВт·ч	$\Delta W_{k.H1.i}$, кВт·ч	$\Delta W_{k.H2.i}$, кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	55 070	41 100	13 970	2	800	108 800	1,90	1,06	0,12	22 745,29	143 582,85	16 588,68
2	53 970	41 100	12 573	2	200	27 200	1,82	1,06	0,10	5 461,43	35 895,71	3 359,21
3	48 400	32 800	12 573	2	1100	149 600	1,46	0,67	0,10	24 157,65	125 738,80	18 475,64
4	44 490	32 800	11 176	2	1900	258 400	1,24	0,67	0,08	35 257,35	217 185,20	25 214,79
5	39 670	30 087	8 382	2	1900	258 400	0,98	0,57	0,04	28 031,69	182 742,82	14 183,32
6	37 370	26 307	8 382	2	400	54 400	0,87	0,43	0,04	5 236,94	29 412,48	2 985,96
7	34 870	26 307	8 382	2	600	81 600	0,76	0,43	0,04	6 839,53	44 118,71	4 478,94
8	33 070	21 460	8 382	2	1000	136 000	0,68	0,29	0,04	10 252,73	48 931,48	7 464,90
9	31 370	21 460	6 985	2	760	103 360	0,62	0,29	0,03	7 011,55	37 187,93	3 939,81
						$\Sigma \Delta W_x =$ 1 177 760				$\Sigma \Delta W_{k.B.} =$ 144 994,16	$\Sigma \Delta W_{k.H1} =$ 864 795,98	$\Sigma \Delta W_{k.H2} =$ 96 691,25
						$\Delta W_{n.c.} = \Sigma \Delta W_x + \Sigma \Delta W_{k.B.} + \Sigma \Delta W_{k.H1} + \Sigma \Delta W_{k.H2} = 2 284 241,38$						

Найдём стоимость электроэнергии за $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$:

$$C_3 = \frac{\alpha}{T_M} + \beta; \quad (2.10)$$

$$C_3 = 0,742$$

Найдём стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах по выражению:

$$I_3 = \Delta W_{nc} \cdot C_3; \quad (2.11)$$

$$I_3 = 0,742 * 3\,263\,646,33 = 2\,284\,241,38 \text{ руб.}$$

Определим экономическую целесообразность трансформаторов используя метод приведённых затрат:

$$Z_{пр} = E_n \cdot K + p_{сум} \cdot K + I_3, \quad (2.12)$$

$$Z_{пр} = 5,7 \text{ млн. руб.}$$

2.2.2 Расчёт ТРДН - 63000/220

Параметры ТРДН - 63000/220:

$$S_{НОМ} = 63 \text{ МВА}; \quad P_x = 82 \text{ кВт}; \quad i_{x,x} = 0,85\%;$$

$$U_{НОМ} \text{ ВН} = 230 \text{ кВ}; \quad P_k = 300 \text{ кВт}; \quad U_k = 12\%;$$

$$\text{НН} = 11 \text{ кВ}; \quad U_{кв} = 1,5\%$$

$$U_{нв} = 21\%$$

$$Q_{к.п} = \frac{U_{к.п}}{100} \cdot S_{НОМ}; \quad (2.16)$$

$$Q_{к.в.} = \frac{1,5}{100} \cdot 63000 = 945 \text{ квар}$$

$$Q_{к.с1.2.} = \frac{21}{100} \cdot 63000 = 13230 \text{ квар}$$

Найдём приведённые потери обмоток трансформатора в режиме к.з.

$$P'_{к.н.} = P_{к.н.} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н.}; \quad (2.17)$$

$$P'_{к.в.} = P_{к.в.} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.в.} = 0 + 0,05 \cdot 945 = 47,25 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.н1.2.} = P_{к.н.} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н.} = 2 \cdot 300 = 600 \text{ кВт}$$

Рассчитаем приведённые потери мощности трансформатора, используя формулу:

$$P'_T = P'_x + \kappa_{з.в.}^2 \cdot P'_{к.в.} + \kappa_{з.с.}^2 \cdot P'_{к.с} + \kappa_{з.н.}^2 \cdot P'_{к.н} \quad (2.18)$$

$$P'_T = 108,7 + 0,22^2 \cdot 47,25 + 0,65^2 \cdot 600 + 0,87^2 \cdot 600 = 791,9 \text{ кВт}$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_{э.нс} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P_k}}; \quad (2.19)$$

$$S_{э.нс} = 63000 \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{108,7}{300}} = 53630,2 \text{ кВА}$$

Результаты расчётов потерь электроэнергии приведены в таблице 2.

Таблица 2- Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторах.

i	S_{Bi} , MBA	S_{H1i} , MBA	S_{H2i} , MBA	n_i	T_i , ч.	$\Delta W_{x,i}$, кВт·ч	$k_{3,B,i}$	$k_{3,H1,i}$	$k_{3,H2,i}$	$\Delta W_{k,B,i}$, кВт·ч	$\Delta W_{k,H1,i}$, кВт·ч	$\Delta W_{k,H2,i}$, кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	55 070	41 100	13 970	2	800	173 920	0,76	0,43	0,05	14 441,45	102 144,22	11 801,11
2	53 970	41 100	12 573	2	200	43 480	0,73	0,43	0,04	3 467,57	25 536,05	2 389,73
3	48 400	32 800	12 573	2	1100	239 140	0,59	0,27	0,04	15 338,19	89 450,04	13 143,49
4	44 490	32 800	11 176	2	1900	413 060	0,50	0,27	0,03	22 385,62	154 504,61	17 937,69
5	39 670	30 087	8 382	2	1900	413 060	0,40	0,23	0,02	17 797,90	130 002,45	10 089,95
6	37 370	26 307	8 382	2	400	86 960	0,35	0,17	0,02	3 325,04	20 923,91	2 124,20
7	34 870	26 307	8 382	2	600	130 440	0,31	0,17	0,02	4 342,56	31 385,86	3 186,30
8	33 070	21 460	8 382	2	1000	217 400	0,28	0,12	0,02	6 509,67	34 809,64	5 310,50
9	31 370	21 460	6 985	2	760	165 224	0,25	0,12	0,01	4 451,78	26 455,33	2 802,76
						$\Sigma \Delta W_x =$ 1 882 684				$\Sigma \Delta W_{k,B.} =$ 92 059,78	$\Sigma \Delta W_{k,H1} =$ 615 212,11	$\Sigma \Delta W_{k,H2} =$ 68 785,74
						$\Delta W_{n.c.} = \Sigma \Delta W_x + \Sigma \Delta W_{k,B.} + \Sigma \Delta W_{k,H2} + \Sigma \Delta W_{k,H1} = 2 658 741,63$						

Найдём стоимость электроэнергии за $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$:

$$C_3 = 0,742 \quad (2.20)$$

Найдём стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах по выражению:

$$I_3 = \Delta W_{\text{nc}} \cdot C_3 \quad (2.21)$$

$$I_3 = 658\,741,63 \cdot 0,742 = 1\,972\,786,29 \text{ (руб)}$$

Определим экономическую целесообразность трансформаторов используя метод приведённых затрат:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + p_{\text{сум}} \cdot K + I_3, \quad (2.22)$$

$$Z_{\text{пр}} = 9,3 \text{ млн. руб.}$$

Так как затраты на трансформатор ТРДН - 63000/220 превышают затраты на трансформатор ТРДН - 40000/220, то выбираем для дальнейшего рассмотрения и установки на проектируемой подстанции трансформатор ТРДН - 40000/220.

3 Выбор электрической схемы подстанции

Решения по схемам подстанции принимаются с учётом обеспечения перспектив развития, надёжности, проведения ремонтных работ и безопасности эксплуатации. Принципиальная схема подстанции представлена на рисунке 2.

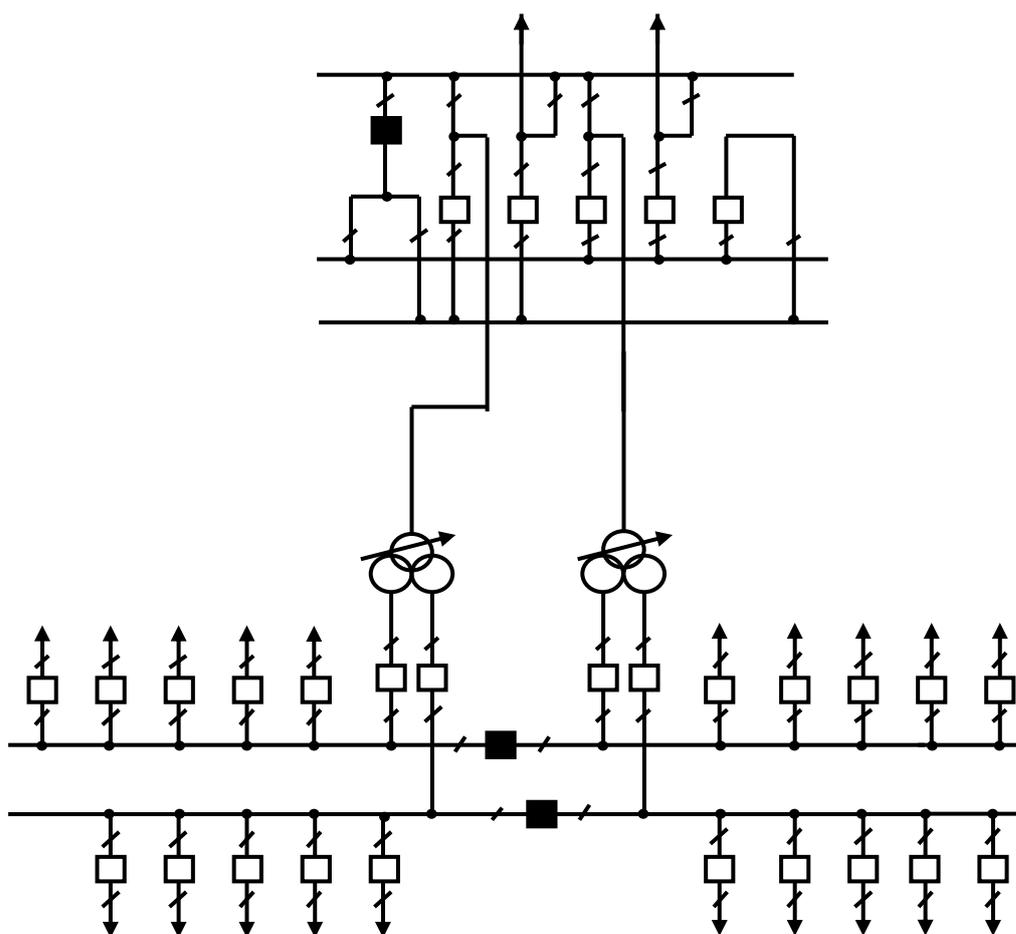


Рисунок 2 – Принципиальная схема подстанции 220/10кВ

4 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания необходим при проектировании подстанции для выбора электрических аппаратов, заземляющих устройств, токоведущих частей и т.д. На рисунке 3 дана схема замещения для расчета короткого замыкания.

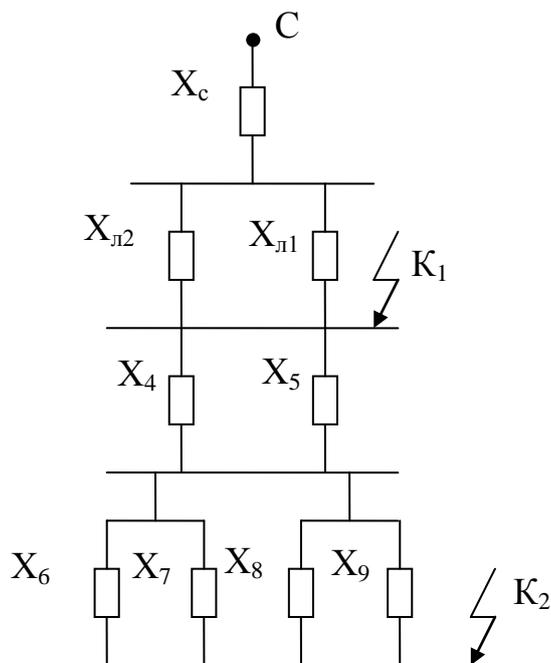


Рисунок 3 – Схема замещения для расчёта КЗ

Расчет токов трехфазного короткого замыкания

Данные элементов схем:

Система:

$$U_H = 220 \text{кВ};$$

$$S_6 = 1\,000 \text{ МВА};$$

$$S_k = 4\,700 \text{ МВА};$$

Линия:

$$X_{уд} = 0,4 \text{ Ом/км};$$

$$L1 = 38,7 \text{ км};$$

$$L2 = 95,1 \text{ км};$$

$$U_H = 230 \text{ кВ для К-1};$$

$$U_H = 10,5 \text{ кВ для К-2};$$

Трансформатор:

$$S_H = 40 \text{ МВА};$$

$$U_{кз} = 12 \text{ \%}.$$

Расчет сопротивлений элементов схемы:

Система:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}} \quad (4.1)$$

$$X_c = \frac{1000}{4700} = 0,21$$

Кабельная линия:

$$X_l = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_n^2} \quad (4.2)$$

$$X_{l1} = 0,4 \cdot 38,6 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,29$$

$$X_{l2} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_n^2} = 0,4 \cdot 95,1 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,72$$

Трансформатор:

Сопротивления обмоток трансформаторов на высокой стороне:

$$x_{TB} = x_4 = x_5 = 0.$$

Сопротивление обмоток на низкой стороне:

$$x_{TH1} = x_{TH2} = \frac{U_{\kappa\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{n,m}}, \quad (4.3)$$

$$x_6 = x_7 = x_8 = x_9 = \frac{12}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 3$$

Результирующее сопротивление в точке К-1:

$$x_{10} = x_1 + \frac{x_2 \cdot x_5}{x_2 + x_3} = 0,6 + \frac{0,72 \cdot 0,29}{0,72 + 0,29} = 0,8.$$

Базисный ток и начальное действующее значение тока в точке К-1:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.k.з.}} \quad (4.4)$$

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.k.з.}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА.}$$

$$I^{(3)}_{к1} = I_{\sigma} \cdot \frac{E_c}{X_{10}} = 2,51 \cdot \frac{1}{0,8} = 3,13 \text{ кА.}$$

Найдем ударный ток в точке К-1:

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{к1} \cdot K_{y\sigma} \quad (4.5)$$

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{к1} \cdot K_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 3,13 \cdot 1,717 = 7,6 \text{ кА.}$$

Результирующее сопротивление в точке К-2 считаем для двух случаев:

а) Выключатель QВ - включён

$$x_{11} = x_{10} + \frac{x_6}{2} = 0,8 + \frac{3,59}{2} = 2,595$$

б) Выключатель QВ - выключен

$$x_{12} = x_{10} + x_6 = 0,8 + 3,595 = 4,39.$$

Вычисленные данные сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Составляющие тока к.з.

Точка к.з.	$x_{рез}$	$I_{п,о}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
1) Точка К-1 шина 220кВ	0,8	3,13	7,6
2) Точка К-2 шина 10кВ:			
а) QВ включён	2,595	21,19	54,39
б) QВ выключен	4,39	12,5	32,15

5 Выбор электрических аппаратов

5.1 Выбор выключателей

Сторона 220 кВ:

Рассмотрим выключатель элегазовый ВГТ – 220 (У1). Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – ВГТ – 110 (У1)

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 2}$ $= 101,04 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$
$I_{n,\tau} = 3,13 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} = 40 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}$ $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,8 \cdot 2,72^{\frac{0,05}{0,03}} =$ $= 0,157 \text{ кА}$	$i_{a.\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 40 = 22,66 \text{ кА}$
$I_{no} = 8,8 \text{ кА}$ $i_{yд} = 22,34 \text{ кА}$	$I_{\text{нрс}} = 40 \text{ кА}$ $I_{\text{нрс}} = 120 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{no}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_a$ $B_{\text{к}} = 3,13 \cdot 0,01 + 0,03 =$ $= 0,125 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 0,05$ $= 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

По расчётным данным используем выключатель элегазовый ВГТ – 220 (У1).

В цепи обмотки НП трансформатора связи выбираем из каталога выключатель ВВЕ–10–31,5/3150 У3, встроенный в КРУ типа К-59У1.

Найдём расчётный тепловой импульс по формуле:

$$B_{\text{к.расч.}} = I_{n,o}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (5.1)$$

$$B_{\text{к.расч.}} = I_{n,o}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 21,19^2 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,05) = 92,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_{к.дан.} = I_{н,о}^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (5.2)$$

$$B_{к.дан.} = I_{н,о}^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выключатели подходят из-за выполнения условия:

$$B_{к.расч} = 92,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{к.дан} = 2976,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Токи для выбора оборудования на ЛЭП:

$$I_{норм} = \frac{S_{нагр}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{40}{20 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9} = 0,128 \text{ кА},$$

$$I_{max} = I_{норм} = 0,128 \text{ кА}.$$

В цепи 10 кВ выберем выключатель ВВ/TEL–10–20/1600 ТЗ

Найдём расчётный тепловой импульс по формуле :

$$B_{к.расч.} = I_{н,о}^2 (t_{с.з} + t_{с.в} + T_a) \quad (5.3)$$

$$B_{к.расч.} = I_{н,о}^2 (t_{с.з} + t_{с.в} + T_a) = 21,19^2 \cdot (0,1 + 0,03 + 0,05) = 80,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$B_{к.расч} = 80,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{к.дан} = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условие выполнено – выключатель подходит.

Паспортные данные выключателей в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 – Паспортные данные выбранных выключателей.

Характеристика	ВГТ - 220 40	ВВЕ – 10 - 20	ВВ/TEL–10–20/1600 ТЗ
$U_{ном}$, кВ	220	10	11
$I_{ном}$, кА	2	1	2,5
$I_{ном.откл.}$, кА	40	20	31,5
$T_{а,ном.}$, кА	22,66	7,07	22,3
$B_{к.дон}$, кА ² с	2 977	4 800	2 977
$T_{дин.}$, кА	102	52	80

Таблица 6 – Паспортные данные РДЗ–110/1000Н УХЛ1

Характеристика	РДЗ–220/1000Н УХЛ1
$U_{ном}$, кВ	220
$I_{ном.выкл}$, кА	1
$B_{к.доп}$, кА ² с	1 875
$I_{дин}$, кА	63

5.2 Выбор измерительных трансформаторов

Трансформатор напряжения TV ЗНОГ–220–79У3 выбираем для РУ 220кВ. Проверка трансформатора сведена в таблицу 7 и 8.

Таблица 7 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S, ВА (одной обмотки)	Число обмоток	Количество приборов	Суммарная потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э 335	2	1	1	2
Ваттметр	Д 345	2	2	1	4
Счетчик активной энергии	СЭТЧ 1	4	2	5	40
Счетчик реактивной энергии	СЭТР 1	2	2	5	20
Итого					68

Таблица 8 – TV ЗНОГ – 220 – 79У3

Условия выбора	Расчётные данные	Паспортные данные
$S_{2H} \geq S_{2расч}, В \cdot А$	38	400

5.3 Выбор трансформаторов напряжения РУ – 10кВ

TV НТМК–10-71У3 выбираем для РУ 10кВ. Перечень приборов с потребляемой мощностью в таблице 9.

Таблица 9 – Перечень приборов РУ 10 кВ и потребляемая мощность

Наименование цепи, приборы.	Тип прибора	Потребляемая мощность одной катушки, В·А	Кол-во катушек	Кол-во приборов	S _{2расч.} , В·А.
Секция сборных шин 10кВ:					
вольтметр для изм-я междуфаз. напряж-я	Э – 335	2	1	1	2
вольтметр для изм-я трёх фаз напряж-й	Э – 377	2	1	1	2
Линия 10кВ:					
счётчик активной энергии	ЦЭ680 7Б – 1	4	2	5	40
счётчик реактивной энергии	СЭ-ТР-1	3	2	5	30

Продолжение таблицы 9

Обмотка низкого напряжения:					
ваттметр	Д – 335	1,5	2	1	3
варметр	Д – 335	1,5	2	1	3
счётчик активной энергии	ЦЭ680 7Б	4	2	1	8
счётчик реактивной энергии	СЭ – ТР – 1	3	2	1	6
Итого					94

Таблица 10 – ТВ НТМК–06–10У3

Условия выбора	Расчётные данные	Паспортные данные
$U_{Н1,TV} \geq U_{уст}, \text{кВ}$	10	12
$S_{2Н} \geq S_{2расч}, \text{В}\cdot\text{А}$	94	120

5.4 Выбор токоведущих частей

5.4.1 Выбор токоведущих частей для РУ–220кВ

Согласно ПУЭ, в РУ–220 кВ применяются гибкие шины, сделанные из проводов АС.

Сечение гибких шин:

$$I_{max} \leq I_{дон}, \quad (5.4)$$

Выберем для РУ–220кВ провода АС – 300/39, $q = 24 \text{ мм}^2$, $d = 32 \text{ мм}$,
 $I_{\text{доп.}} = 690\text{А}$; расстояние между фазами: $D=400 \text{ см}$, фазы расположены горизонтально.

Выбранные шины проверяются по условиям коронирования:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0,$$

Начальная критическая напряжённость электрического поля равна:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (5.5)$$

Напряжённость электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср.}}}{r_0}}, \quad (5.6)$$

Для нашего случая:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{r_0}\right) \quad (5.14)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}}\right) = 31,63 \text{ кВ/см.}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср.}}}{r_0}} \quad (5.15)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср.}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 230}{1,2 \cdot \lg \frac{504}{1,2}} = 25,86 \text{ кВ/см.}$$

Условие $1,07 \cdot 25,86 = 27,67 \text{ кВ/см.} \leq 31,63 \cdot 0,9 = 28,46 \text{ кВ/см.}$ Выполняется, поэтому токопровод подходит.

5.4.2 Выбор токоведущих частей для РУ 10 кВ

Токоведущие части от выводов обмотки низкого напряжения выполняем шинным мостом.

$$q_3 = \frac{I_{норм}}{j_3}, \quad (5.16)$$

$$q_3 = \frac{I_{норм}}{j_3} = \frac{642}{1} = 642 \text{ мм}^2$$

Шины алюминиевые прямоугольные (100×10); $I_{дон} = 2\,860$ А; общее сечение 2000 мм².

Проверим по допустимому току:

$$I_{max} = 2\,569 \text{ А} \leq I_{дон} = 2\,860 \text{ А}$$

По выполненному условию шины подходят.

Проверка на термическую стойкость:

$$B_k = 76 \text{ кА}^2\text{с}; C = 65.$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (5.17)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{92,05 \cdot 10^6}}{65} = 147,6 \text{ мм}^2$$

Проверка пройдена так как выполняется условие:

$$q_{min} = 147,6 \text{ мм}^2 \leq q = 1\,000 \text{ мм}^2.$$

Проверка на механическую прочность.

Напряжение в материале шин:

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\ell_{\phi}^2}{a \cdot W_{\phi}} \cdot i_y^2, \quad (5.18)$$

Определим пролёт ℓ_{ϕ} из выражения:

$$\ell^2 = \frac{173,2}{f_0} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (5.19)$$

$$\ell^2 \leq \frac{173,2}{f_0} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,6 \cdot 6^3}{6 \cdot 3,6}} = 2,12 \text{ м}^2, \quad \ell \leq \sqrt{2,12} = 1,46 \text{ м} \quad (5.20)$$

Пролёт $\ell = 1,4 \text{ м}$, $a = 0,8 \text{ м}$. Тогда

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\ell_{\phi}^2}{a \cdot W_{\phi}} \cdot i_y^2 = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{1,4^2}{0,8 \cdot \frac{0,6 \cdot 6^2}{3}} \cdot 54390^2 = 17,42 \text{ МПа}$$

Напряжение в материале полос:

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot \ell_n^2}{12 \cdot W_n}, \quad (5.21)$$

Расстояние между прокладками:

$$\ell_{\Pi} \leq 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_{\Pi}}{m_{\Pi}}} \cdot 10^{-2}, \quad (5.22)$$

Для нашего случая:

$$\ell_{\Pi} \leq 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_{\Pi}}{m_{\Pi}}} \cdot 10^{-2} = 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 6 \cdot 0,6^3}{0,972 \cdot 12}} = 0,39 \text{ м}.$$

Взаимодействие между полосами:

$$f_n = \frac{k_\phi}{4} \cdot \frac{t_y^2}{b} \cdot 10^{-7}, \quad (5.23)$$

Напряжение в материале полос:

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot \ell_n^2}{12 \cdot W_n} = \frac{49,34 \cdot 0,39^2}{12 \cdot \frac{0,6^2 \cdot 6}{6}} = 1,735 \text{ МПа.}$$

Расчётное напряжение в материале:

$$\sigma_{расч.} = \sigma_n + \sigma_\phi \quad (5.24)$$

$$\sigma_{расч.} = \sigma_n + \sigma_\phi = 1,735 + 17,42 = 19,15 \text{ МПа.}$$

Условие механической прочности:

$$\sigma_{расч.} \leq \sigma_{доп.},$$

Шины являются механически прочными из-за выполнения условия:

$$\sigma_{расч.} = 19,15 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп.} = 82,3 \text{ МПа}$$

6 Выбор основных конструктивных решений по понизительной подстанции

Состав оборудования и сооружений подстанции зависит от ее параметров и принятой схемы электрических соединений. Необходимо упрощать и удешевлять подстанцию, для чего широко используются укрупненные узлы конструкций заводского изготовления.

В данном проекте РУ–220 кВ выполнено открытым; РУ–10 кВ - закрытым.

Аппараты ОРУ – 220 кВ располагаются на небольших основаниях. Гибкие шины крепятся на порталах с помощью изоляторов. По территории ОРУ предусматривают проезды для возможности механизации, монтажа и ремонта оборудования.

Под СТ и баковыми выключателями 220 кВ укладывается слой гравия толщиной 25 см и предусматривается сток масла в аварийных случаях в систему отвода ливневых вод. Кабели оперативных цепей, цепей управления, релейной защиты, автоматики и воздухопроводы проложены в лотках из железобетонных конструкций без заглабления их в почву. Открытое РУ должно быть ограждено.

7 Релейная защита

7.1 Выбор трансформаторов тока

ТТ выбирают по следующим параметрам:

- 1) по номинальному напряжению сети в месте установки ТА

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

$$220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ}$$

- 2) по первичному току, с учетом 40% перегрузки трансформатора:

$$I_{\text{ном.дл}} \leq I_{\text{ном}} \quad (7.2)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (7.3)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 S_{\text{ТНОМ}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}) = 1,4 \cdot 40\,000 / (\sqrt{3} \cdot 230) = 140,57 \text{ (А)}$$

По каталогу выбираются ТТ с номинальным первичным током, ближайшим большим максимального тока цепи.

Выбираем трансформатор ТФМ-110-11-У1:

- 1) номинальный ток:

$$\text{первичный } 300 \text{ А} > 140 \text{ А}$$

$$\text{вторичный ток } 5 \text{ А}$$

- 2) класс точности: 0,5

- 3) электродинамическая стойкость

$$i_{\text{уд}} \leq K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}} = 69 \text{ (кА)},$$

$$11,2 \text{ кА} \leq 69 \text{ кА}$$

- 3) термическая стойкость:

$$W_k \leq (K_T \cdot I_N)^2 \cdot t_{\text{тер}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$$

$$0,26 \leq 5,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

- 4) по условиям окружающей среды: климатическое исполнение IV;
по конструкции; по допустимой погрешности 10%.

Рассчитываем параметры:

а) первичный расчетный ток: $I_{рас} = K_a \cdot I_{к\max}^{(3)}$,

б) расчетная кратность первичного тока;

в) допустимая нагрузка;

г) фактическая нагрузка.

Полученные результаты сводим в таблицу 11.

Таблица 11 – Проверка ТТ для трансформатора 40 МВА

Наименование величин	Формулы для расчёта	Тр-р 40 МВА	
		230 кВ	10,5 кВ
1	2	3	4
Соединение ТА	$I_H \geq \frac{S_{Т ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$I_H = 100,4$ ТФМ-110-11- У1 300/5 Y	$I_H = 2199,4$ ТПШФ-10- 0,5/3 2500/5 Δ
Первичный ток (расчётный), кА	$I_{рас} = 1,3 \cdot I_{к\max}^{(3)}$	$1,3 \cdot 7,25 = 9,4$	$1,3 \cdot 19,04 = 24,8$
Кратность тока (расчётная), Ом	$m_{рас} = \frac{I_{рас}}{0,8 \cdot I_H}$	$\frac{10\ 300}{0,8 \cdot 100,4} = 128,2$	$\frac{24\ 800}{0,8 \cdot 2\ 199,4} = 14$
Нагрузка допустимая ТА, Ом	$z_{ндоп}$ (по кривым 10% погрешности)	4	8
Сопротивление защитного реле, Ом	z_p	0,35	0,15
Допустимое сопротивление проводов (в один конец), Ом	$z_{пр} = z_{н.доп} - z_p - z_{пер}$ для ТА в Y $z_{пер} = 0,05$ Ом $z_{пр} = \frac{z_{н.доп} - z_{пер}}{2} - z_p$ $z_{\cdot}ьр = 0,05$ Ом;	$z_{пр} = 4 - 0,35 - 0,05 = 3,6$	$z_{пр} = \frac{8 - 0,05}{3} - 0,15 = 2,5$
Длина проводов в один конец, м	1	65	45

Продольная дифференциальная защита выполняется на всех трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более. Трансформаторы тока для продольной дифференциальной защиты должны устанавливаться со всех сторон защищаемого трансформатора.

Полученные результаты расчета сведём в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет защиты для реле РНТ-565

№	Наименование величины		Расчетные формулы	$S_{Т.Н} = 40 \text{ МВА}$	
				230 кВ	10,5 кВ
1	2		3	4	6
1	Первичный ток, А		$I_H = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	100,4	2199
2	Схема соединения ТА,		- K_{cx}	Y 1	Δ 1,73
3	Коэффициент трансформации ТА		K_1	300/5	3000/5
4	Вторичный ток, А		$I_{H.В} = \frac{I_H \cdot K_{cx}}{K_1}$	3,33	6,34
5	Первичный расчетный ток небаланса без учета, А		$I'_{НБ,рас} = (K_{ан} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{К\max}$ $K_{ан} = 1; K_{одн} = 1; \varepsilon = 0,1; \Delta U = 0,16$	1 740	4 189
6	Первичный ток, А	По условию отстройки от максимального тока небаланса	$I_{С31} \geq K_{отс} \cdot I'_{НБрас}$ $K_{отс} = 1,3$	2 262	5 446
		По условию отстройки от броска тока	$I_{С32} \geq K_{отс} \cdot I_H$ $K_{отс} = 1,3$	263	2 859

Продолжение таблицы 12

7	Расчетное условие для выбора уставки реле, А	I_{C3pac}	2 262	2 074	5 446
8	Предварительная проверка чувствительности	$K_{чпредв} = \frac{I_{K\min}^{(2)}}{I_{C3pac}}$	2,1	2,6	2,7
		$I_{K\min}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K\min}^{(3)}$	4,72	5,33	14,62
9	Ток срабатывания реле на осн. стороне, А	$I_{срочн} = \frac{I_{C3осн} \cdot K_{сх}}{K_1}$	-	-	9,1
10	Число витков реле для основной стороны: расчётное принятое	$W_{осн.р} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}}$ $F_{ср} = 100$ $W_{осн} = W_p$	-	-	11
11	Число витков реле для не основной стороны: расчётное принятое	$W_{1рас} = W_{осн} \cdot \frac{I_{ном.в осн}}{I_{ном.в 1}}$ $W_1 = W_{IIур}$	5/4	11/10	-
12	Составляющая первичного тока небаланса, обусловленная округлением расчётного числа витков не основной стороны, А	$I'_{нб рас} = \left(\frac{W_{1рас} - W_1}{W_{1рас}} \pm \frac{W_{IIрас} - W_{II}}{W_{IIрас}} \right) \cdot I_{к max}$	1346 /943	1093 /225	1902 /1558
13	Первичный расчётный ток небаланса с учётом составляющей, А	$I_{нб.рас} = I'_{нб} + I''_{нб}$	3086 /2683	2688 /1820	6091 /5747
14	Уточнённое значение тока срабатывания защиты, А	$I_{C3} = \frac{F_{ср} \times K_1}{I_{ср.осн} \times K_{сх}}$	159	1 103	3 811

Продолжение таблицы 12

15	Коэффициент отстройки	$K_{отс} = \frac{I_{C3}}{I_{НБрас}}$	0,05	0,4	0,6
16	Коэффициент чувствительности	$K_{\chi} = \frac{I_{K\min}^{(2)}}{I_{C3}}$	29,7	4,83	3,8
17	Окончательно принятое число витков реле для основной и неосновной сторон	$W_{осн} = W_{1УР}$ $W_{неосн} = W_{IIУР}$	5	10	11

7.2 Расчет МТЗ

Полученные результаты расчета сводим в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчёт МТЗ

№ пп	Величина	Обозначение и расчётная формула	Трансформатор 40 МВА				
			МТЗ на стороне		Защита от перегрева на стороне 10,5 кВ	Реле обдувки на стороне 10,5кВ	Реле блокировки на стороне 10,5 кВ
			230	10,5			
1	Первичные номинальные токи, А	$I_1 = \frac{S}{\sqrt{3} \times U}$	100,4			2199	

2	Кратность сверх тока нагрузки		$m_{сн}$	1,4	2,5	-	-	-	
3	Коэффициент трансформации, схема соедине- ния и $K_{сх}$ ТА		n_T	60 Y $K_{сх}=1$			600 Δ $K_{сх}=1,73$		
4	Первич- ный рас- чётный ток ср. защиты, А	МГ ок	$I_{сз} = \frac{k \cdot m_{сн}}{k_{\theta}} \times I_H$	422	4618	-	-	-	
		От- пер- рег р	$I_{сз} = \frac{K_H}{K_B} \times I_H$	-	-	2886	-	-	
5	Реле обдувки на 6,3 кВ		$0,7 \cdot I_H$	141	-	-	1539	-	
	Реле блокиров- ки регулятора		$2 \cdot I_H$	-	-	-	-	4398	
6	Ток уставки ре- ле		$i_{ср} = \frac{K_{сх} \cdot I_{сз}}{n_T}$	7	8,4	13,3	8,32	4,4	12,7
7	Коэффициент чувствительно- сти защиты		$k_{ч} = \frac{I_{мин}^{(2)}}{I_{с.з.}}$	11,2 >1,5	4,23 >1,5	3,16 >1,5	-	-	-
8	Тип реле и пре- делы уставки			РТ-40 /10 5...10 А	РТ-40 /10 5...10 А	РТ-40 /20 5...20 А	РТ- 40 /10 5...10 А	РТ-40 /6 1,5...6А	РТ-40 /20 5...20А

7.3 Расчет МТЗ на секционных выключателях

Полученные результаты расчета сводим в таблицу 14

Таблица 14 – Результат расчёта МТЗ.

№	Величина	Расчетная формула	$S_{Т.Н} = 40 \text{ MVA}$
			10,5 кВ
1	Коэффициент трансформации и схема соединения ТА	n_T	6 000 Δ $K_{cx} = 1,73$
2	Первичный расчетный ток срабатывания защиты, А	I_{C3} - защита ввода от трансформатора	11 305
3	Первичный расчетный ток срабатывания защиты секционного выключателя по условию согласования с защитой трансформатора, А	$I_{C3} = K_C \cdot I_{C3}$ $K_C = 0,85$	13 300
4	Ток уставки реле	$I_{c.p.} = \kappa_{cx} \cdot I_{C3} / n_T$	3,3
5	Чувствительность защиты	$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K \min}^{(2)}}{I_{C3}}$	8,9 > 1,5
6	Тип реле и пределы уставки		РТ-40/6 1,5...6А

8 Собственные нужды подстанции

Нагрузка собственных нужд подстанции представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Нагрузка собственных нужд

Потребители	Число, шт	Установленная мощность		$\cos \varphi$	$tg \varphi$	Нагрузка	
		$P_{уст}$, кВт	Всего, кВт			$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВар
Обогрев ВГТ-220	7	9,15	64,05	1	0	64,05	-
Обогрев привода ВГТ-220	7	4,65	32,55	1	0	32,55	-
Питание эл.двигателей приводов ВГТ	7	1,64	11,48	1	0	11,48	-
Освещение ОРУ-220 кВ	3	1	3	1	0	3	-
Освещение ОПУ	1	9	9	1	0	9	-
Освещение ЗРУ	2	1	2	1	0	2	-
Охлаждение трансформатора	2	44,4	88,8	0,85	0,62	88,8	55,05
Потребители	Число, шт	Установленная мощность		$\cos \varphi$	$tg \varphi$	Нагрузка	
		$P_{уст}$, кВт	Всего, кВт			$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВар
Регулирование напряжения трансформатора	2	3,3	6,6	1	0	6,6	-
Питание эл.двигателей приводов разъединителей 220 кВ	21	0,43	11,61	1	0	11,61	-
Сварка ОРУ-220 кВ	-	32	32	1	0	32	-
Сварка ОПУ	-	32	32	1	0	32	-

Питание устройств связи	-	10	10	1	0	10	-
Отопление и силовая сеть ОПУ, ЗРУ	-	87,6	87,6	1	0	87,6	-
Насос пожаротушения	2	55	110	1	0	110	-
Итого						500,69	55,05

Расчетная нагрузка собственных нужд:

$$S_{РАСЧ} = K_C \cdot \sqrt{P_{УСТ}^2 + Q_{УСТ}^2}, \quad (8.1)$$

$$S_{РАСЧ} = 0,8 \cdot \sqrt{500,69^2 + 55,05^2} = 403 \text{ кВА}.$$

Мощность ТСН при двух ТСН на подстанции:

$$S_T \geq \frac{S_{РАСЧ}}{k_{II}}, \quad (8.2)$$

где k_{II} – коэффициент допустимой аварийной перегрузки.

$$S_T \geq \frac{403}{1,4} = 287,9 \text{ кВА}.$$

Принимаем к установке трансформатор типа ТНЗ-400/10-73УЗ, с переключением ответвлений без возбуждения. Изготовитель: Чирчикский трансформаторный завод. Нагрузки трансформаторов тока и напряжения в таблицах 16 и 17 соответственно.

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{РАСЧ}}{n \cdot S_{НОМ}}, \quad (8.3)$$

где n – число параллельно работающих трансформаторов.

$$K_3 = \frac{403}{2 \cdot 400} = 0,5.$$

Коэффициент аварийной перегрузки ТСН:

$$K_{AB} = \frac{S_{PACЧ}}{(n-1) \cdot S_{НОМ}}, \quad (8.4)$$

$$K_3 = \frac{403}{(2-1) \cdot 400} = 1,01.$$

Таблица 16 – Нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик ватт-часов	СЭТЧ-1	0,3	-	0,3
Счетчик вольт-ампер часов реактивный	СЭТР-1	0,05	-	0,05
Итого		1,85	0,5	1,85

Таблица 17 – Нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S (одной обмотки), ВА	Число обмоток	Количество приборов	Суммарная потребляемая мощность, ВА	
Линия 220 кВ	Ваттметр	Д-335	1,5	2	3	9
	Варметр	Д-335	1,5	2	3	9
	Счетчик активной энергии	СЭТЧ-1	4	2	3	24
	Счетчик реактивной энергии	СЭТР-1	2	2	3	12
	Фиксирующий прибор	ФИП	3	1	3	9
Сборные шины	Вольтметр	Э-335	2	1	2	4

	Регистрирующие приборы вольтметр	Н-393	10	1	2	20
	Фиксирующий прибор	ФИП	3	1	2	6
	Осциллограф	-	-	-	1	-
Цепь обходного выключателя	Ваттметр	Д- 335	1,5	2	1	3
	Варметр	Д- 335	1,5	2	1	3
	Счетчик активной энергии	СЭТЧ-1	4	2	1	8
	Счетчик реактивной энергии	СЭТР-1	2	2	1	4
	Фиксирующий прибор	ФИП	3	1	1	3
Итого						114

9 Расчет заземления и молниезащиты подстанции

9.1 Заземление

В электроустановках металлические части должны заземляться, для обеспечения безопасной работы.

Рассчитаем заземляющее устройство для подстанции 220/10 кВ: площадью 55 м на 30 м; вид грунта песок $\rho_{гр} = 700 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;

Нормируемое сопротивление заземляющего устройства на стороне 0,4 кВ должно быть 4 Ом, которое и будет определяющим для расчета.

Согласно ПУЭ Издание 7 допустимое сопротивление заземляющего устройства с учетом сопротивления грунта:

$$R_3 = \frac{\rho_{гр}}{100} \cdot R_3 \quad (9.1)$$

$$R_3 = \frac{\rho_{гр}}{100} \cdot R_3 = \frac{700}{100} \cdot 4 = 28(\text{Ом}).$$

Сопротивление растеканию вертикального заземлителя:

$$R_B = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t' + l}{4 \cdot t' - l} \right) \quad (9.2)$$

$$R_B = \frac{0.366 \cdot 1050}{3} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0.95 \cdot 0.05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3 + 3}{4 \cdot 3 - 3} \right) = 25,62(\text{Ом})$$

$$t' = t_0 + 0.5 \cdot l = 1,5 + 0.5 \cdot 3 = 3$$

Количество заземлителей:

$$n_6 = \frac{R_6}{n_6 \cdot R_3} \quad (9.3)$$

$$n_6 = \frac{R_6}{n_6 \cdot R_3} = \frac{25,62}{0,7 \cdot 4} = 9,15,$$

Исходное количество вертикальных заземлителей (уголков) принимается к установке 10 шт.

Длина полосы заземлителя:

$$l_2 = a \cdot n_6 = 6 \cdot 10 = 48 \text{ (м)}.$$

Сопротивление заземляющей полосы:

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot \rho_{рас.2}}{l_2} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_2^2}{b \cdot t_0} \quad (9.4)$$

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot \rho_{рас.2}}{l_2} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_2^2}{b \cdot t_0} = \frac{0,366 \cdot 1050}{48} \cdot \lg \frac{2 \cdot 48^2}{0,04 \cdot 0,7} = 12,5 \text{ (Ом)},$$

где $\rho_{рас.2} = K_c \cdot \rho_{зп} = 1,5 \cdot 700 = 1050 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$

Действительное сопротивление заземляющей полосы с учетом коэффициента использования:

$$R_u = \frac{R_2}{n_2} \quad (9.5)$$

$$R_u = \frac{R_2}{n_2} = \frac{12,5}{0,36} = 34,7 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление растеканию вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя:

$$R_6 = \frac{R_2 \cdot R_3}{R_2 - R_3} \quad (9.6)$$

$$R_6 = \frac{R_2 \cdot R_3}{R_2 - R_3} = \frac{34,7 \cdot 4}{34,7 - 4} = 4,7 \text{ (Ом)}.$$

Уточненное количество вертикальных заземлителей:

$$n_6 = \frac{R_6}{R_6 - n_6} \tag{9.7}$$

$$n_6 = \frac{R_6}{R_6 - n_6} = \frac{25,62}{0,6 \cdot 4,7} = 9,1.$$

Принимаем к установке для заземления подстанции 10 шт. вертикальных заземлителей (уголков).

9.2 Молниезащита подстанции

Подстанция должна защищаться от поражений молнией и связанных с ними перенапряжениями.

На проектируемой подстанции установим двойной стержневой молниеотвод, так как расстояние между стержневыми молниеотводами не превышает предельного значения, т.е. $L \leq 4 \cdot h$.

Примем высоту молниеотвода равной $h=50$ м с надежностью защиты 0,9. Тогда при расстоянии между молниеотводами $L = 44$ м:

$$L_C = 2,5 \cdot h \tag{9.8}$$

$$L_C = 2,5 \cdot h = 2,5 \cdot 50 = 125 \text{ (м)}.$$

В таком случае граница зоны не имеет провеса, так как $L \leq L_C$, тогда $h_C = h_0$.

Габариты зоны защиты определяются двумя параметрами:

-высота конуса:

$$h_0 = 0,85 \cdot h \tag{9.9}$$

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 50 = 42,5 \text{ (м);}$$

-радиус конуса на уровне земли:

$$r_0 = 1,2 \cdot h \tag{9.10}$$

$$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 50 = 60 \text{ (м).}$$

Максимальная полуширина зоны в горизонтальном сечении на высоте $h_x = 6 \text{ (м)}$:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}; \tag{9.11}$$

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{60 \cdot (42,5 - 6)}{42,5} = 51,5 \text{ (м).}$$

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода изображена на рисунке 7.

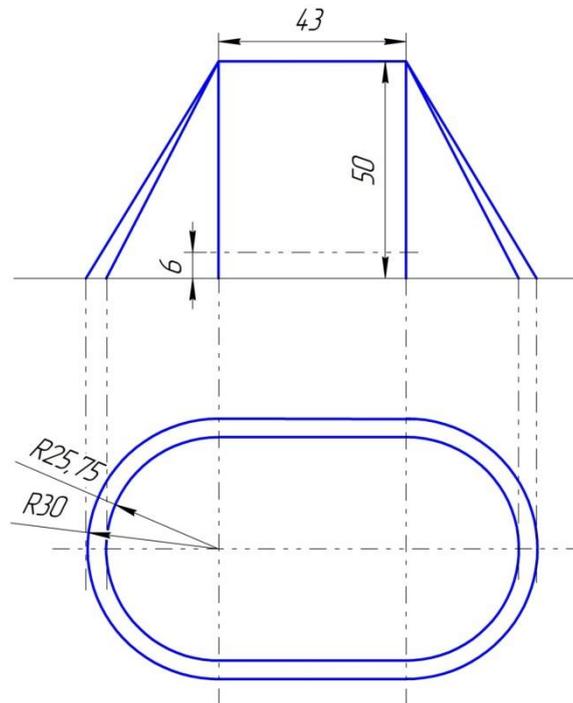


Рисунок 7 - Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

Заключение

В бакалаврской выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция понизительной подстанции 220/10 кВ «Аврора». Для экономичной и эффективной работы был выбран трансформатор ТРДН – 40000/220, по технико – экономическому расчёту, где он оказался более экономичным, чем ТРДН – 63000/220. Реконструирована схема подстанции для более надёжного и эффективного электроснабжения растущих нагрузок подстанции. Были выбраны трансформаторы тока и напряжения. По расчётам токов короткого замыкания была выбрана релейная защита. Так же были выбраны выключатели ВГТ-220 40, ВВЕ-10-20 и ВВ/TEL-10-20/1600 ТЗ.

Выпускная квалификационная работа включает также расчёт заземления, молниезащиты и собственных нужд подстанции.

Графический материал который представлен чертежами формата А1 и содержит электрическую схему подстанции до и после реконструкции, графики нагрузок, шкаф кабельного ввода, схему ячейки ОРУ и схему собственных нужд подстанции.

Список использованных источников

1. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.В. Андреев. – 5-е изд., стер. – М.: Высш. Шк., 2007. – 639 с.:ил.
2. Васильев, А.А. Электрическая часть станций и подстанций / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Няшкова – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
3. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.:ил.
4. Правила устройства электроустановок. 7-е издание / Ред. А.М. Меламед. – М.: НЦ ЭНАС, 2011.
5. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский цент «Академия», 2004 – 448 с.
6. Салтыкова, О.А. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции : учеб. Пособие для курсового и дипломного проектирования / О.А. Салтыкова, В.В. Вахнина, О.В. Самолина. – Тольятти : ТГУ, 2007. – 47 с.
7. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учеб. –метод. Пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыкова. – Тольятти : ТГУ, 2007. – 124 с.
8. Трансформаторы тока / В.В.Афанасьев , Н.М.Адоньев , В.М.Кибель. - 2-ое изд. перераб. и доп. - Л: Энергоатомиздат. Ленингр. отделение , -1989. - 416 с.

9. Трансформаторы тока в схемах релейной защиты .Ч.1. Экспериментальные и расчетные проверки. Конспект лекций / Сост.Шабад М.А. – Санкт-Петербург : Изд-во ПЭИПК , 1995. - 38 с.

10. Устройство и обслуживание вторичных цепей электроустановок / Лезнев С.И. , Фаерман А.Л. , Махлина Л.Н. - 2-ое изд. перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат , 1986. - 152 с.

11. iElectro [Электронный ресурс] : Всё об электротехнике. – Режим доступа: <http://www.ielectro.ru>.

12.Электроподряд [Электронный ресурс] : онлайн каталог. – Режим доступа: <http://www.electro-pdr.ru>.

13. Internet Journal of Electrical Engineering [Электронный ресурс] : Электротехника: сетевой электронный научный журнал – Режим доступа: <http://www.electrical-engineering.ru/index.html>.

14. EastWest [Электронный ресурс] : Восток-Запад, Научные публикации в изданиях Австрии. – Режим доступа: <https://ew-a.org>.

15. Вахнина, В.В. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров: Учеб.- методическое пособие / В.В. Вахнина, Ю.В. Степкина, О.В. Самолина. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2012. – 32с. : обл.

16. Салтыкова, О.А. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции : учеб. Пособие для курсового и дипломного проектирования / О.А. Салтыкова, В.В. Вахнина, О.В. Самолина. – Тольятти : ТГУ, 2007. – 47с.

17. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учеб.-метод. Пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. – Тольятти : ТГУ, 2007. – 124с.

18. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М. : Изд-во НИЦ ЭНАС, 2005.

19. ABB Power and productivity for a better world [Электронный ресурс] : онлайн каталог. – Режим доступа: <http://www.abb.com>.

20. Sulzer [Электронный ресурс] : Электротехнические статьи. – Режим доступа: <http://www.sulzer.com/eu/Resources/Technical-Articles>.

21. EBSCO Institution of Engineering and Technology [Электронный ресурс] : Крупнейшая база в области электротехники, электроники и физики. – Режим доступа: <http://search.ebscohost.com>.

22. Elsevier [Электронный ресурс] : Архивные коллекции журналов издательства "Эльзевир" – Режим доступа: <http://www.sciencedirect.com>.

23. EEP (electrical engineering portal) [Электронный ресурс] : Электротехнический портал. – Режим доступа: <http://electrical-engineering-portal.com/technical-articles>.