

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки, специальности)
Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему «Реконструкция электрической части подстанции филиала ПАО
«МРСК Волги» - «Оренбургэнерго»»

Студент

Д.Ю. Дмитриев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., В.И. Платов

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

Тольятти 2020

Аннотация

Темой бакалаврской работы является «Реконструкция электрической части подстанции филиала ПАО «МРСК Волги» - «Оренбургэнерго»».

На основании исходных данных по развитию системы коммунальной инфраструктуры г. Оренбурга и прогноза роста нагрузок выполнен выбор числа и мощности силовых трансформаторов, которые будут установлены на ГПП. В связи с выбором более мощного силового трансформатора на ГПП выполнен выбор новых электрических аппаратов. Произведен выбор современных устройств релейной защиты силовых трансформаторов для установки на ГПП и отходящих линий напряжением 10 кВ, выполненных на базе микропроцессорной техники.

Проведен анализ экономической эффективности замены силовых трансформаторов ГПП и релейной защиты. Выполнен расчет защитного заземления ГПП.

Выпускная квалификационная работа выполнена в объеме 54 страниц, содержит 4 рисунка и 14 таблиц.

Содержание

Введение	4
1 Характеристика объекта	5
2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГПП	7
2.1 Первый вариант установки на ГПП трансформаторов типа ТРДН-63000/110/10/10	7
2.2 Второй вариант установки на ГПП трансформаторов типа ТРДН-80000/110/10/10	12
3 Расчет токов короткого замыкания	16
4 Расчет и выбор электрического оборудования и проводников	20
4.1 Выбор электрических аппаратов на напряжение 110 кВ	20
4.2 Выбор электрических аппаратов на напряжение 10 кВ	26
5 Замена релейной защиты ГПП на микропроцессорную	37
5.1 Структура микропроцессорных устройств релейной защиты, применяемой на подстанции	37
5.2 Защита силовых трансформаторов	39
5.3 Защита отходящих линий 10 кВ	42
6 Расчет защитного заземления ГПП	44
7 Экономическая эффективность проекта	47
7.1 Замена силовых трансформаторов на ГПП	47
7.2 Модернизация релейной защиты на ГПП	47
Заключение	51
Список используемых источников	52

Введение

Система электроснабжения города на сегодняшний день должна обеспечить соблюдение ряда технико-экономических условий [1 - 3]:

- безопасность выполняемых работ для эксплуатационного персонала и потребителей;
- обеспечение надежного функционирования системы и бесперебойности электроснабжения;
- соответствие качества поставляемой электроэнергии требованиям, прописанным в ГОСТ 32144-2013;
- минимизация затрат на построение и последующую эксплуатацию системы;
- способность к дальнейшему расширению и модернизации системы;
- снижение или полное исключение негативного влияния на окружающую среду.

Эти условия должны выполняться и при проектировании системы и при ее эксплуатации.

Оптимальное построение системы электроснабжения зависит от многих факторов: наличия необходимой документации и ее соответствия современным требованиям, характеристик проектируемого объекта, структуры объекта и его установленной мощности, территориального расположения структурных элементов и т.д. [4, 5].

Целью выпускной квалификационной работы бакалавра является обеспечение надежного электроснабжения электрической энергией соответствующего качества потребителей, получающих питание от ГПП «Ростоши» г. Оренбурга.

Задачи работы заключаются в: выборе числа и мощности силовых трансформаторов ГПП; расчете токов короткого замыкания; расчете и выборе электрического оборудования и проводников; замене релейной защиты ГПП на микропроцессорную; расчете защитного заземления ГПП.

1 Характеристика объекта

ГПП «Ростоши» располагается в Центральном районе г. Оренбурга и обслуживается ПАО «МРСК Волги» филиалом «Оренбургэнерго». Расположение подстанции приведено на рисунке 1.1.

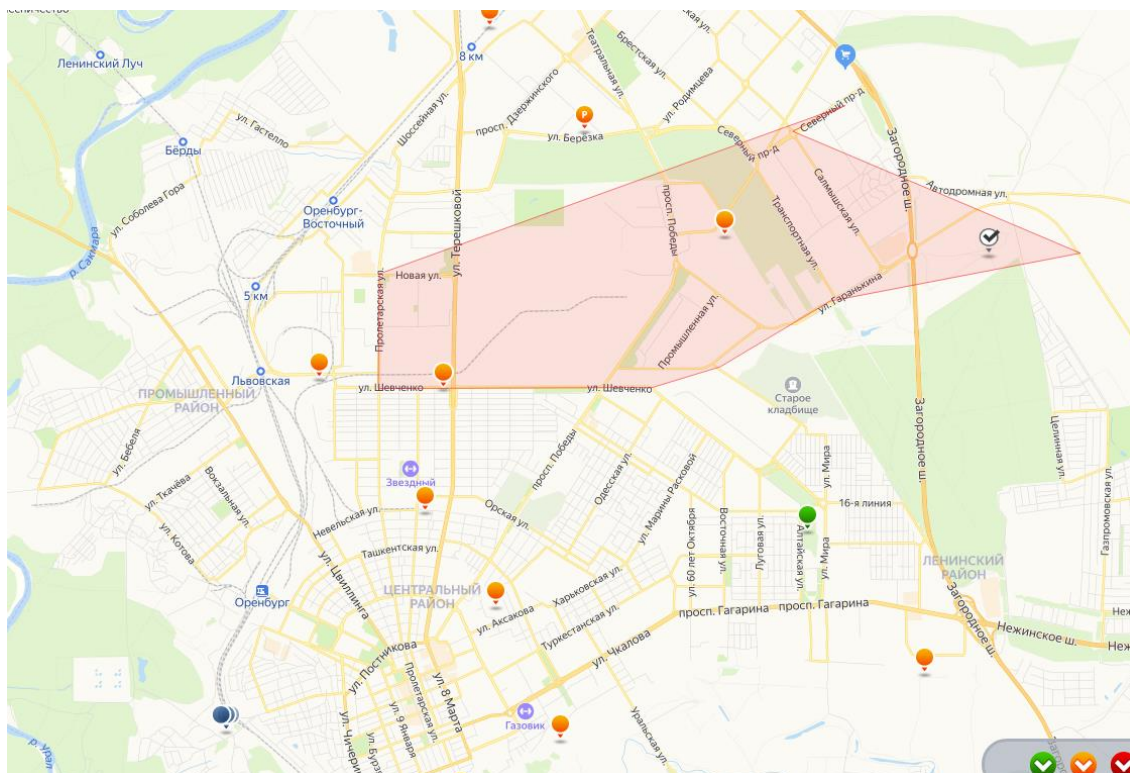


Рисунок 1.1 - Расположение подстанции «Ростоши» на карте города

Связь подстанции с питающими подстанциями осуществляется по двум линиям 110 кВ:

- воздушной линии 110 кВ «Город-1» от ГПП-1 до ГПП «Ростоши» протяженностью 9,5 км, выполненной голым сталеалюминевым проводом АС-240;

- воздушной линии 110 кВ «Город-2» от Сакмарской ТЭЦ до ГПП «Ростоши» протяженностью 12,1 км, выполненной голым сталеалюминевым проводом АС-150.

На подстанции размещены два силовых трансформатора с $S_{ном}$ по 40 МВА у каждого. Коэффициент загрузки силовых трансформаторов ГПП

«Ростоши» в нормальном режиме работы не должен превышать 0,7. Ток нагрузки, определенный по замерам составляет для ввода №1 1758 А (что соответствует коэффициенту загрузки трансформатора – 0,8), а для ввода №2 1337 А (что соответствует коэффициенту загрузки трансформатора – 0,61).

От ГПП «Ростоши» получают питание жилые кварталы Центрального района г. Оренбурга с общим числом проживающего населения порядка 106 тыс. человек. Строительство новых домов и рост электропотребления в существующих, приводит к необходимости замены силовых трансформаторов ГПП на более мощные. Прогнозируемое значение расчетной максимальной полной мощности подстанции к 2022 году составит 71,3 МВА.

Реконструкцией ГПП предполагается замена существующих силовых трансформаторов типа ТРДН-40000/110/10/10 на следующие силовые трансформаторы по шкале номинальных мощностей ТРДН-63000/110/10/10 или ТРДН-80000/110/10/10.

Увеличение номинальной мощности силовых трансформаторов и физическая изношенность установленного на подстанции оборудования обуславливают необходимость замены электрических аппаратов на ГПП на новые.

В связи с присоединением к ГПП новых потребителей электроэнергии и с целью повышения надежности и бесперебойности электроснабжения планируется переход на микропроцессорную релейную защиту. Это необходимо:

- для замены устаревших устройств РЗ на ГПП с целью обеспечения надежности электроснабжения потребителей;
- повышения качества учета электрической энергии, снижения потерь электроэнергии, продления срока службы основного оборудования подстанции за счет применения быстродействующих защит на основе микропроцессорных устройств, обеспечения контроля показателей качества электрической энергии.

2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГПП

Так как потребителями I и II категории являются 80% потребителей города, то принимаем к установке два силовых трансформатора [6 - 8].

Для определения наиболее оптимальной мощности силовых трансформаторов, производится технико-экономический расчёт и выбор оптимальной номинальной мощности силового трансформатора. В данный момент на ГПП-3 установлены два трансформатора типа ТРДН-40000/110/10. Найдем необходимую номинальную мощность силовых трансформаторов ГПП-3 с учетом предполагаемого роста нагрузок в будущем и допустимой 40% аварийной перегрузки:

$$S_{ном.т} = S_{max.ЛС} \cdot 0,7, \quad (2.1)$$
$$S_{ном.т} = 71,3 \cdot 0,7 = 49,91 \text{ МВА.}$$

Согласно найденного значения $S_{ном.т.}$ по шкале номинальных мощностей трансформаторов по каталогам производителей принимаем 2 самых близких по номинальной мощности трансформатора:

$$S_{ном.т2} > S_{ном.т1} > S_{ном.т},$$
$$80 \text{ МВА} > 63 \text{ МВА} > 49,91 \text{ МВА.}$$

2.1 Первый вариант установки на ГПП трансформаторов типа ТРДН-63000/110/10/10

Технические характеристики СТ типа ТРДН-63000/110/10/10 указаны в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Технические характеристики СТ типа ТРДН-63000/110/10/10

Тип	$S_{ном}$, МВА	По сайту изготовителя трансформатора						Стоим ость, тыс.ру б
		$U_{ном}$, кВ		$U_{к}$, %	$\Delta P_{к}$, кВт	ΔP_{x} , кВт	I_{x} , %	
		ВН	НН					
ТРДН- 63000/110 /10/10	63	115	10.5	10.5	243	52	0.51	55500

Найдем значение приведенных потерь активной и реактивной мощности в СТ в режиме холостого хода:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (2.2)$$

$$\Delta P_x' = 52 + 0,05 \cdot 321,3 = 68,07 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} + S_{ном.т} / 100, \quad (2.3)$$

$$\Delta Q_x = 0,51 \cdot 63000 / 100 = 321,3 \text{ квар},$$

Определим приведенные потери мощности под нагрузкой в трансформаторе:

- для обмотки высшего напряжения:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (2.4)$$

$$\Delta Q_{к} = 10,5 \cdot 63000 / 100 = 6615 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (2.5)$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3 \%,$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.в}, \quad (2.6)$$

$$\Delta P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 6615 = 330,8 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.б} = 0.$$

- для обмоток низшего напряжения:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном м} / 100, \quad (2.7)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 18,375 \cdot 63000 / 100 = 11576,3 \text{ квар},$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (2.8)$$

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

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (2.9)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 486 + 0,05 \cdot 11576,3 = 1064,8 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (2.10)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 243 = 486 \text{ кВт}.$$

Определим коэффициенты загрузки всех обмоток силового трансформатора:

$$K_{з.б} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (2.11)$$

$$K_{з.б} = \frac{71300}{63000} = 1.13.$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (2.12)$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{35650}{63000} = 0.57.$$

Суммарные приведенные потери активной мощности в СТ, установленном на ГПП:

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_{з.б}^2 \cdot \Delta P_{к.б}^{\dot{}} + K_{з.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}^{\dot{}} + K_{з.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}^{\dot{}}, \quad (2.13)$$

$$P_m^{\dot{}} = 68.07 + 1.13^2 \cdot 330.8 + 0.57^2 \cdot 1064.8 + 0.57^2 \cdot 1064.8 = 1173.6 \text{ кВт}.$$

Исходя из годового графика нагрузки находим значение потерь электрической энергии в трансформаторах ГПП ΔW и их стоимость $I_{\Delta W}$:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n_i} \cdot K_{3.6i}^2 \cdot \Delta P'_{к.6} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н1i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н1} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н2i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н2} \cdot T_i \right) \quad (2.14)$$

Итоговые данные по рассчитанным потерям электрической энергии сводим в таблицу 2.2.

Определяем суммарную стоимость годовых потерь электрической энергии в трансформаторах ГПП:

$$I_{\Delta WПТС} = \Delta W_{nc} \cdot C_3, \quad (2.15)$$

$$I_{\Delta WПТС} = (1961960 + 1054735) \cdot 2,888 = 8712 \text{ тыс. руб.}$$

Определим значение суммарных приведенных затрат:

$$З_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_3 + I_{\Delta WПТС} \quad (2.16)$$

$$З_{прив} = 0,25 \cdot 111000 + 10434 + 8712 = 46896 \text{ тыс.руб.}$$

где $E_n = 0,25$ – значение нормативного коэффициента эффективности использования капиталовложений в основное оборудование ПС;

$K = 2 \cdot 55500 = 111000$ тыс.руб. – цена за 2 СТ, выбранных для установки на ГПП в данном варианте;

$I_3 = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 111000 = 10434$ тыс.руб. – годовые издержки.

Таблица 2.2 – Итоговые значения потерь электрической энергии в трансформаторах ГПП «Ростоши» для первого варианта установки трансформаторов

i	$S_{Bi},$ MBA	$S_{H1i},$ MBA	$S_{H2i},$ MBA	n_i	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ $кВт \cdot ч$	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi},$ $кВт \cdot ч$	$\Delta W_{кH1i},$ $кВт \cdot ч$	$\Delta W_{кH2i},$ $кВт \cdot ч$
1	71.300	35.650	35.650	2	210	28587	1.132	0.566	0.566	44482	35801	35801
2	69.713	34.856	34.856	2	744	101281	1.107	0.553	0.553	150657	121256	121256
3	61.690	30.845	30.845	2	727	98967	0.979	0.490	0.490	115280	92782	92782
4	54.754	27.377	27.377	2	552	75144	0.869	0.435	0.435	68953	55497	55497
5	52.650	26.325	26.325	2	973	132454	0.836	0.418	0.418	112382	90450	90450
6	47.090	23.545	23.545	2	578	78683	0.747	0.374	0.374	53404	42982	42982
7	44.651	22.326	22.326	2	911	124014	0.709	0.354	0.354	75679	60910	60910
8	40.920	20.460	20.460	2	911	124014	0.650	0.325	0.325	63558	51155	51155
9	37.018	18.509	18.509	2	289	39342	0.588	0.294	0.294	16502	13281	13281
10	28.607	14.304	14.304	2	289	39342	0.454	0.227	0.227	9855	7932	7932
11	22.688	11.344	11.344	2	552	75144	0.360	0.180	0.180	11839	9529	9529
12	18.577	9.288	9.288	1	648	44106	0.295	0.147	0.147	18635	14998	14998
13	11.001	5.500	5.500	1	841	57243	0.175	0.087	0.087	8482	6826	6826
14	6.846	3.423	3.423	1	535	36415	0.109	0.054	0.054	2090	1682	1682
$\Sigma \Delta W_{xi} = 1054735$										$\Sigma \Delta W_{кBi} = 1961960$		

2.2 Второй вариант установки на ГПП трансформаторов типа ТРДН-80000/110/10/10

Технические характеристики СТ типа ТРДН-80000/110/10/10 указаны в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Технические характеристики СТ типа ТРДН-80000/110/10/10

Тип	$S_{ном}$, МВА	По сайту изготовителя трансформатора						Стоим ость, тыс.ру б
		$U_{ном}$, кВ		$U_{к}$, %	$\Delta P_{к}$, кВт	ΔP_{x} , кВт	I_{x} , %	
		ВН	НН					
ТРДН- 80000/110 /10/10	80	115	10.5	10.5	305	72	0.48	70500

Найдем значение приведенных потерь активной и реактивной мощности в СТ в режиме холостого хода:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (2.17)$$

$$\Delta P_x' = 72 + 0,05 \cdot 384 = 91,2 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} + S_{ном.т} / 100, \quad (2.18)$$

$$\Delta Q_x = 0,48 \cdot 80000 / 100 = 384 \text{ квар},$$

Определим приведенные потери мощности под нагрузкой в трансформаторе:

- для обмотки высшего напряжения:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (2.19)$$

$$\Delta Q_{к} = 10,5 \cdot 80000 / 100 = 8400 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (2.20)$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3 \%,$$

$$\Delta P'_{к.б} = \Delta P_{к.б} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.б}, \quad (2.21)$$

$$\Delta P'_{к.б} = 0 + 0,05 \cdot 8400 = 420 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.б} = 0.$$

- для обмоток низшего напряжения:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном т} / 100, \quad (2.22)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 18,375 \cdot 80000 / 100 = 14700 \text{ квар},$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (2.23)$$

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

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (2.24)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 610 + 0,05 \cdot 14700 = 1345 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (2.25)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 305 = 610 \text{ кВт}.$$

Рассчитаем коэффициенты загрузки всех обмоток силового трансформатора:

$$K_{з.б} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (2.26)$$

$$K_{з.б} = \frac{71300}{80000} = 0.89.$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{н1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (2.27)$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{35650}{80000} = 0.45.$$

Итоговые данные по рассчитанным потерям электрической энергии сводим в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 - Итоговые значения потерь электрической энергии в трансформаторах ГПП «Ростоши» для второго варианта установки трансформаторов

i	$S_{Bi},$ MBA	$S_{H1i},$ MBA	$S_{H2i},$ MBA	n_i	$T_i, \text{ ч}$	$\Delta W_{xi},$ $\kappa Bm \cdot \text{ч}$	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{\kappa Bi},$ $\kappa Bm \cdot \text{ч}$	$\Delta W_{\kappa H1i},$ $\kappa Bm \cdot \text{ч}$	$\Delta W_{\kappa H2i},$ $\kappa Bm \cdot \text{ч}$
1	71.300	35.650	35.650	2	210	38304	0.891	0.446	0.446	35030	28045	28045
2	69.713	34.856	34.856	2	744	135706	0.871	0.436	0.436	118642	94984	94984
3	61.690	30.845	30.845	2	727	132605	0.771	0.386	0.386	90783	72680	72680
4	54.754	27.377	27.377	2	552	100685	0.684	0.342	0.342	54301	43473	43473
5	52.650	26.325	26.325	2	973	177475	0.658	0.329	0.329	88501	70853	70853
6	47.090	23.545	23.545	2	578	105427	0.589	0.294	0.294	42056	33670	33670
7	44.651	22.326	22.326	2	911	166166	0.558	0.279	0.279	59597	47713	47713
8	40.920	20.460	20.460	2	911	166166	0.511	0.256	0.256	50052	40071	40071
9	37.018	18.509	18.509	2	289	52714	0.463	0.231	0.231	12995	10404	10404
10	28.607	14.304	14.304	1	289	26357	0.358	0.179	0.179	15521	12426	12426
11	22.688	11.344	11.344	1	552	50342	0.284	0.142	0.142	18647	14929	14929
12	18.577	9.288	9.288	1	648	59098	0.232	0.116	0.116	14675	11749	11749
13	11.001	5.500	5.500	1	841	76699	0.138	0.069	0.069	6679	5347	5347
14	6.846	3.423	3.423	1	535	48792	0.086	0.043	0.043	1646	1318	1318
$\Sigma \Delta W_{xi} = 1336536$										$\Sigma \Delta W_{\kappa Bi} = 1584448$		

Суммарные приведенные потери активной мощности в СТ, установленном на ГПП:

$$P_m^{\wedge} = \Delta P_x^{\wedge} + K_{з.б}^2 \cdot \Delta P_{к.б}^{\wedge} + K_{з.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}^{\wedge} + K_{з.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}^{\wedge}, \quad (2.28)$$

$$P_m^{\wedge} = 91.2 + 0.89^2 \cdot 420 + 0.45^2 \cdot 1345 + 0.45^2 \cdot 1345 = 959 \text{ кВт.}$$

Определяем суммарную стоимость годовых потерь электрической энергии в трансформаторах ГПП:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_3, \quad (2.29)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (1584448 + 1336536) \cdot 2,888 = 8436 \text{ тыс. руб.}$$

Определим значение суммарных приведенных затрат:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_3 + I_{\Delta W_{ПТС}} \quad (2.30)$$

$$Z_{прив} = 0,25 \cdot 141000 + 13254 + 8436 = 56940 \text{ тыс.руб.}$$

где $E_n = 0,25$ – значение нормативного коэффициента эффективности использования капиталовложений в основное оборудование ПС;

$K = 2 \cdot 70500 = 141000$ тыс.руб. – цена за 2 СТ, выбранных для установки на ГПП в данном варианте;

$I_3 = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 141000 = 13254$ тыс.руб. – годовые издержки.

Поскольку на вариант с установкой трансформаторов типа ТРДН-80000/110/10/10 затраты существенно выше, чем на вариант с ТРДН-63000/110/10/10, то принимаем для установки на ГПП «Ростоши» трансформаторы типа ТРДН-63000/110/10/10.

3 Расчет токов короткого замыкания

Для расчета значений токов короткого замыкания составляется расчетная схема (рисунок 3.1) и ее схема замещения (рисунок 3.2).

Исходные данные, необходимые для определения токов короткого замыкания:

Данные о внешней системе электроснабжения: $U_{cp} = 115$ кВ;
 $S_{\sigma} = 1000$ МВА; $S_{\kappa} = 4550$ МВА.

Протяженность и погонное сопротивление ВЛЭП: $x_{y\delta} = 0,4$ Ом/км;
 $L = 9,5$ км.

Протяженность и погонное сопротивление КЛ: $x_{y\delta} = 0,2$ Ом/км;
 $L = 5,5$ км.

Параметры выбранного для установки на ГПП СТ: $S_{н} = 63$ МВА;
 $U_{\kappa} = 10,5$ %.

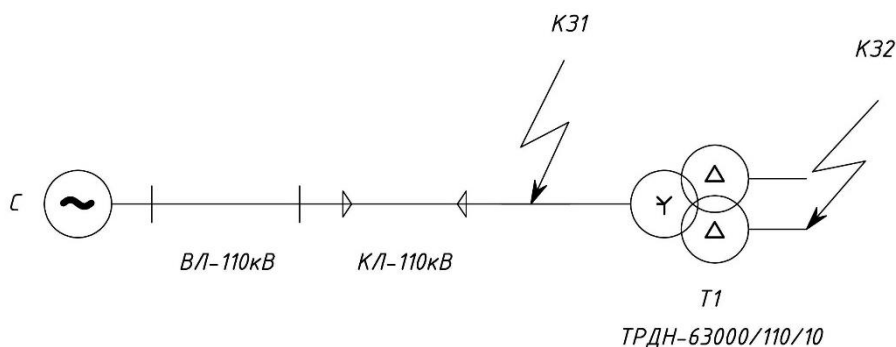


Рисунок 3.1 – Внешний вид расчетной схемы

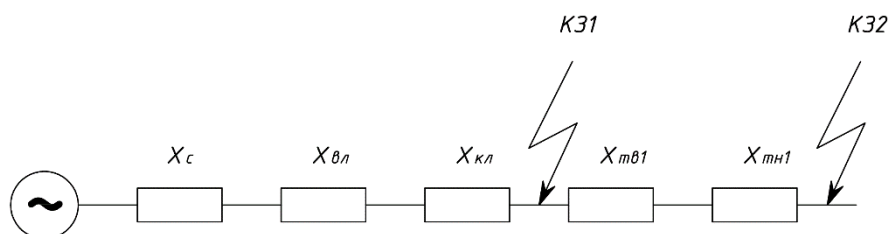


Рисунок 3.2 - Внешний вид схемы замещения

«Определим сопротивление системы» [7]:

$$x_{c.\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{S_{\kappa}}; \quad (3.1)$$

$$x_{c.\bar{b}} = \frac{1000}{4550} = 0.22.$$

«Определим сопротивление ВЛЭП» [7]:

$$x_{ВЛ.\bar{b}} = x_{y\partial} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_{CH}^2}; \quad (3.2)$$

$$x_{ВЛ.\bar{b}} = 0.4 \cdot 9.5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.287.$$

«Определим сопротивление КЛ» [7]:

$$x_{КЛ.\bar{b}} = x_{y\partial} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_{CH}^2}; \quad (3.3)$$

$$x_{КЛ.\bar{b}} = 0.2 \cdot 5.5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.083.$$

«Определим сопротивление выбранного для установки на ГПП СТ» [7]:

$$x_{Т.В.\bar{b}} = \frac{U_{\kappa.в}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_{H}}; \quad (3.4)$$

$$x_{Т.В.\bar{b}} = \frac{1.3125}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0.208.$$

$$x_{Т.Н.\bar{b}} = \frac{U_{\kappa.н}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_{H}}; \quad (3.5)$$

$$x_{Т.Н.\bar{b}} = \frac{18.375}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 2.917.$$

Определим итоговое значение сопротивления в точке К1:

$$x_{рез1} = x_{с.б} + x_{БЛ.б} + x_{КЛ.б}; \quad (3.6)$$
$$x_{рез1} = 0.220 + 0.287 + 0.083 = 0.59.$$

Найдем значение базисного тока в точке К1:

$$I_{б.к1} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (3.7)$$
$$I_{б.к1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА.}$$

Определим действующее значение тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени для точки К1:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_{б}}{x_{рез1}} \cdot I_{б}; \quad (3.8)$$
$$I_{к1}^{(3)} = \frac{1}{0.59} \cdot 5.02 = 8.505 \text{ кА.}$$

Вычислим значение ударного тока КЗ для точки К1:

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot \kappa_{уд}; \quad (3.9)$$
$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 8.505 \cdot 1.8 = 21.65 \text{ кА.}$$

Определим итоговое значение сопротивления в точке К2:

$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{Т.В.б} + x_{Т.Н.б}; \quad (3.10)$$
$$x_{рез2} = 0.59 + 0.208 + 2.917 = 3.715.$$

Найдем значение базисного тока в точке К2:

$$I_{\sigma, \kappa 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сн}}}; \quad (3.11)$$

$$I_{\sigma, \kappa 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986 \text{ кА.}$$

Определим действующее значение тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени для точки К2:

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{E_{\sigma}}{x_{\text{рез2}}} \cdot I_{\sigma, \kappa 2}; \quad (3.12)$$

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{1}{3.715} \cdot 54.986 = 14.8 \text{ кА.}$$

Вычислим значение ударного тока КЗ для точки К2:

$$i_{\text{уд.}\kappa 2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о}}^{(3)} \cdot \kappa_{\text{уд}}; \quad (3.13)$$

$$i_{\text{уд.}\kappa 2} = \sqrt{2} \cdot 14.8 \cdot 1.85 = 38.721 \text{ кА.}$$

Полученные результаты расчета токов КЗ обобщим в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Итоговые результаты определения токов короткого замыкания в двух точках

	$U_{\text{сн}}, \text{кВ}$	$\kappa_{\text{уд}}$	$I_{\kappa}^{(3)}, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$
К1	115	1.8	8.5	21.7
К2	10.5	1.85	14.8	38.7

4 Расчет и выбор электрического оборудования и проводников

4.1 Выбор электрических аппаратов на напряжение 110 кВ

4.1.1 Высоковольтные выключатели

Для размещения в ОРУ подстанции предварительно принимаем ВВ типа ВЭБ-УЭТМ-110 УХЛ1.

Выбор и проверка высоковольтного выключателя заключается в проверке выполнения условий [11 - 13]:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (4.1)$$

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

- соответствие номинальному протекаемому току:

$$I_{max} < I_n, \quad (4.2)$$

$$443 \text{ А} < 2500 \text{ А},$$

где

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (4.3)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 443 \text{ А};$$

- проверка на отключение тока короткого замыкания:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (4.4)$$

$$8.5 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.n.}, \quad (4.5)$$

$$4.9 \text{ кА} \leq 22.6 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (4.6)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8.5 \cdot e^{\frac{-0.045}{0.05}} = 4.9 \text{ кА},$$

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н.}, \quad (4.7)$$

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \right) \cdot 40 = 22.6 \text{ кА},$$

- «проверка по предельному сквозному току короткого замыкания»
[11]:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{нр.с}, \quad (4.8)$$

$$8.5 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} \leq i_{нр.с}, \quad (4.9)$$

$$21.7 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА};$$

- проверка на устойчивость к термическому воздействию тока короткого замыкания:

$$B_{\kappa} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (4.10)$$

$$10.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 152 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Предварительно принятый к установке в ОРУ ГПП высоковольтный выключатель ВЭБ-УЭТМ-110 УХЛ1 проходит указанные проверки и может быть использован на подстанции.

4.1.2 Разъединители 110 кВ

Для размещения в ОРУ подстанции предварительно принимаем разъединитель типа РГП-СЭЩ-110/1250.

Выбор и проверка разъединителей выбирается заключается в проверке выполнения условий [11 - 13]:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (4.11)$$

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

- соответствие номинальному протекаемому току:

$$I_{max} < I_n, \quad (4.12)$$

$$443 \text{ А} < 1250 \text{ А},$$

- «проверка по предельному сквозному току короткого замыкания» [11]:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (4.13)$$

$$21.7 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- проверка на устойчивость к термическому воздействию тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (4.14)$$

$$10.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 94.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно принятый к установке в ОРУ ГПП разъединитель РГП-СЭЩ-110/1250 проходит указанные проверки и может быть использован на подстанции.

4.1.3 Измерительные трансформаторы тока

Для размещения в ОРУ подстанции предварительно принимаем трансформатор тока ТВТ110-І-600/5.

Выбор и проверка трансформаторов тока заключается в проверке выполнения условий [11 - 13]:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \quad (4.15)$$

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

- соответствие номинальному протекаемому току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{н.ТТ}}, \quad (4.16)$$

$$443 \text{ А} \leq 600 \text{ А};$$

- «проверка по предельному сквозному току короткого замыкания» [11]:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{эдин.ст}}, \quad (4.17)$$

$$21.7 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

- проверка на устойчивость к термическому воздействию тока короткого замыкания:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (4.18)$$

$$10.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 59.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- соответствие величины вторичной нагрузки выбранному классу точности:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (4.19)$$

В расчетах допустимо принимать $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (4.20)$$

Ко вторичной нагрузке ТТ на стороне 110 кВ ГПП относятся амперметр с $S_{ном} = 0.1 \text{ ВА}$. Определим значение сопротивления подключенных приборов:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (4.21)$$

$$R_{приб} = \frac{0.1}{5^2} = 0.004 \text{ Ом}.$$

Исходя из полученного значения сопротивления приборов найдем максимальное сопротивление проводника:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k,$$

$$R_{пр} = 1.2 - 0.004 - 0.1 = 1.096 \text{ Ом}.$$

которое соответствует минимальному сечению медного провода:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}, \quad (4.22)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 60}{1.096} = 0.958 \text{ мм}^2.$$

Исходя из условия минимального по механической прочности сечения принимаем провод 2.5 мм².

Предварительно принятый к установке в ОРУ ГПП трансформатор тока ТВТ110-I-600/5 проходит указанные проверки и может быть использован на подстанции.

4.1.4 Гибкие шины

Гибкая ошиновка в ОРУ 110 кВ проводом марки АС.

Определим целесообразное сечение проводника по экономической плотности тока [14]:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_s}; \quad (4.23)$$

$$s = \frac{316}{1.3} = 243 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод типа АС-240/39 мм² со значением I_{доп} равным 610 А.

«Определим максимальное значение критической напряженности электрического поля» [11]:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_o}} \right); \quad (4.24)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.08}} \right) = 32 \text{ кВ/м.}$$

«Напряженность вблизи провода» [11]:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_o \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_o}}; \quad (4.25)$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 115}{1.08 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 300}{1.08}} = 14.8 \text{ кВ/м.}$$

«Условие отсутствия короны» [11]:

$$1.07E \leq 0.9E_0; \quad (4.26)$$

$$15.9 \text{ кВ/м} < 28.8 \text{ кВ/м.}$$

Выбранный провод АС-240/39 проходит проверку.

4.1.5 Ограничители перенапряжений

Принимаем к установке ОПН-110 УХЛ1.

4.1.6 Заземлители

Принимаем к установке ЗОН-110М-1 УХЛ1.

4.2 Выбор электрических аппаратов на напряжение 10 кВ

4.2.1 Высоковольтные выключатели

Для размещения в ЗРУ подстанции предварительно принимаем ВВ типа ВВ/TEL-10-25/2000.

Выбор и проверка высоковольтного выключателя заключается в проверке выполнения условий [11 - 13]:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (4.27)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- соответствие номинальному протекаемому току:

$$I_{max} < I_n, \quad (4.28)$$

$$1732 \text{ А} < 2000 \text{ А},$$

где

$$I_{max} = \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (4.29)$$

$$I_{max} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 2} = 1732 \text{ А};$$

- проверка на отключение тока короткого замыкания:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (4.30)$$

$$14.8 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н}, \quad (4.31)$$

$$11.7 \text{ кА} \leq 15.9 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (4.32)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 14.8 \cdot e^{\frac{-0.035}{0.06}} = 11.7 \text{ кА},$$

$$i_{a.H.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_H / 100 \right) \cdot I_{откл.H.}, \quad (4.33)$$

$$i_{a.H.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \right) \cdot 25 = 15.9 \text{ кА},$$

- «проверка по предельному сквозному току короткого замыкания»
[11]:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{np.c}, \quad (4.34)$$

$$14.8 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} \leq i_{np.c}, \quad (4.35)$$

$$38.7 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА};$$

- проверка на устойчивость к термическому воздействию тока короткого замыкания:

$$B_{\kappa} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (4.36)$$

$$31.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 53.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно принятый к установке в ЗРУ ГПП высоковольтный выключатель ВВ/TEL-10-25/2000 проходит указанные проверки и может быть использован на подстанции.

4.2.2 Измерительные трансформаторы тока

Для размещения в ЗРУ подстанции предварительно принимаем трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10-2000/5.

Выбор и проверка трансформаторов тока заключается в проверке выполнения условий [11 - 13]:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (4.37)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- соответствие номинальному протекаемому току:

$$I_{\max} \leq I_{H.TT}, \quad (4.38)$$

$$1732 \text{ А} \leq 2000 \text{ А};$$

- «проверка по предельному сквозному току короткого замыкания» [11]:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}}, \quad (4.39)$$

$$38.7 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА};$$

- проверка на устойчивость к термическому воздействию тока короткого замыкания:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл},, \quad (4.40)$$

$$31.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 136 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- соответствие величины вторичной нагрузки выбранному классу точности:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (4.41)$$

В расчетах допустимо принимать $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (4.42)$$

Ко вторичной нагрузке ТТ на стороне 10 кВ ГПП относятся амперметр Э42703 2000/5, ваттметр Д-335, варметр Д-335, счётчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ 4ТМ 03М.01 с $S_{\text{ном}} = 12$ ВА. Определим значение сопротивления подключенных приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (4.43)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{12}{5^2} = 0.48 \text{ Ом}.$$

Исходя из полученного значения сопротивления приборов найдем максимальное сопротивление проводника:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.48 - 0.1 = 0.62 \text{ Ом}.$$

которое соответствует минимальному сечению медного провода:

$$s = \frac{\rho \cdot I_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (4.44)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 40}{0.62} = 1.129 \text{ мм}^2.$$

Исходя из условия минимального по механической прочности сечения

принимаем провод 2.5 мм².

Предварительно принятый к установке в ЗРУ ГПП трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10-2000/5 проходит указанные проверки и может быть использован на подстанции.

4.2.3 Измерительные трансформаторы напряжения

Выбор и проверка трансформаторов напряжения заключается в проверке выполнения условий [11 - 13]:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (4.45)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- классу точности;

- соответствие величины вторичной нагрузки выбранному классу точности:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (4.46)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma S_{приб} \cos \phi)^2 + (\Sigma S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (4.47)$$

На стороне 10 кВ предварительно выбираем трансформатор напряжения НАМИТ-10 имеющий класс точности 0.5. Нагрузкой измерительного трансформатора являются вольтметр и счетчики активной и реактивной электроэнергии с $S_{ном} = 135 \text{ ВА}$.

Тогда условие:

$$135 \text{ ВА} \leq 200 \text{ ВА}.$$

Предварительно принятый к установке в ЗРУ ГПП трансформатор напряжения НАМИТ-10 проходит указанные проверки и может быть использован на подстанции.

4.2.4 Жесткие шины

Определим целесообразное сечение проводника по экономической плотности тока [11 - 14]:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_s}; \quad (4.48)$$

$$s = \frac{1732}{1.3} = 1332 \text{ мм}^2.$$

Принимаем прямоугольную шину с размерами 120x10 мм, с $I_{\text{доп}}$ равным 2070 А.

«Определим минимально допустимое сечение шины по термической стойкости» [11]:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (4.49)$$

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{31.8} \cdot 10^3}{66} = 85.4 \text{ мм}^2.$$

«Максимальная сила, действующая на проводники при трехфазном коротком замыкании» [11]:

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{yd}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_p, \quad (4.50)$$

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 1 \cdot 38700^2 \cdot 1 \cdot 1 = 259.4 \text{ Н.}$$

«Момент сопротивления поперечного сечения шины» [11]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (4.51)$$

$$W = \frac{0.01 \cdot 0.12^2}{6} = 2.4 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

«Максимальное напряжение в материале шины» [11]:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (4.52)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{259.4 \cdot 1}{8 \cdot 2.4 \cdot 10^{-5}} \cdot 10^{-6} = 1.4 \text{ МПа}.$$

Выполним проверку на электродинамическую устойчивость:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (4.53)$$

$$1.4 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

где

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (4.54)$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot 353 = 247.1 \text{ МПа}.$$

«Момент инерции поперечного сечения шины» [11]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (4.55)$$

$$J = \frac{0.01 \cdot 0.12^3}{12} = 1.4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4.$$

«Частота собственных колебаний» [11]:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (4.56)$$
$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1.4 \cdot 10^{-6}}{2.5}} = 315.3 \text{ Гц}.$$

Поскольку частота собственных колебаний существенно выше 200 Гц, то условий для возникновения механического резонанса не возникает.

4.2.5 Опорные изоляторы

Опорные изоляторы используются на подстанции для установки шин. Предварительно принимаем изоляторы ИОР-10-3.75 УХЛ2.

Выбор и проверка опорных изоляторов заключается в проверке выполнения условий [11 - 13]:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (4.57)$$
$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- не превышение максимальной нагрузки на головку изолятора:

$$F_{\text{max}}^{(3)} \leq F_{\text{дон}}, \quad (4.58)$$
$$259.4 \text{ Н} < 1421 \text{ Н},$$

где

$$F_{\text{дон}} = 0.6 \cdot F_{\text{разруш}} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (4.59)$$
$$F_{\text{дон}} = 0.6 \cdot 3750 \cdot \frac{0.12}{0.19} = 1421 \text{ Н}.$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (4.60)$$

$$H = 0.12 + 0.01 + \frac{0.12}{2} = 0.19.$$

Предварительно принятый к установке опорный изолятор ИОР-10-3.75 УХЛ2 проходит указанные проверки и может быть использован на подстанции.

4.2.6 Проходные изоляторы

Предварительно принимаем изоляторы проходные изоляторы ИП-10/5000-42,5 УХЛ2.

Выбор и проверка проходных изоляторов заключается в проверке выполнения условий:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (4.61)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- соответствие номинальному протекаемому току:

$$I_{max} < I_n, \quad (4.62)$$

$$1732 \text{ А} < 5000 \text{ А};$$

- не превышение максимальной нагрузки на головку изолятора:

$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (4.63)$$

$$74.9 \text{ Н} < 25500 \text{ Н},$$

где

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (4.64)$$

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{38700^2}{1} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 74.9.$$

Предварительно принятый к установке проходной изолятор ИП-10/5000-42,5 УХЛ2 проходит указанные проверки и может быть использован на подстанции.

4.2.7 Ограничители перенапряжений

Принимаем на стороне 10 кВ ОПН-10/12,7 УХЛ 2.

5 Замена релейной защиты ГПП на микропроцессорную

Защита оборудования от токов КЗ и аварийных перегрузок на ГПП-3 выполняется с применением релейных защит.

Замена релейной защиты на п/ст 110/10 кВ ГПП-3 на микропроцессорные средства защиты предусмотрена для [15]:

- замены устаревшей установленной на ГПП релейной защиты;
- для повышения надежности электроснабжения потребителей, получающих питание от ГПП;
- выполнения нормативных требований к учету электрической энергии;
- повышения срока службы основного оборудования подстанции за счет внедрения быстродействующих защит;
- повышения контроля за качеством электроэнергии.

Микропроцессорные защиты отличаются от защит, выполненных с использованием электромеханических реле:

- быстродействием;
- сравнительно более высокой надежностью работы;
- простотой монтажа и обслуживания;
- измерением токов, напряжения и мощности с классом точности 0,5 и выше;
- возможностью записи параметров протекания аварийных процессов;
- возможностью дистанционного управления устройствами и контроля за состоянием объекта.

5.1 Структура микропроцессорных устройств релейной защиты, применяемой на подстанции

«Микропроцессорные устройства релейной защиты (МУРЗ) различного назначения во многом схожи, а их структурные схемы подобны изображенной на рисунке 5.1» [15].

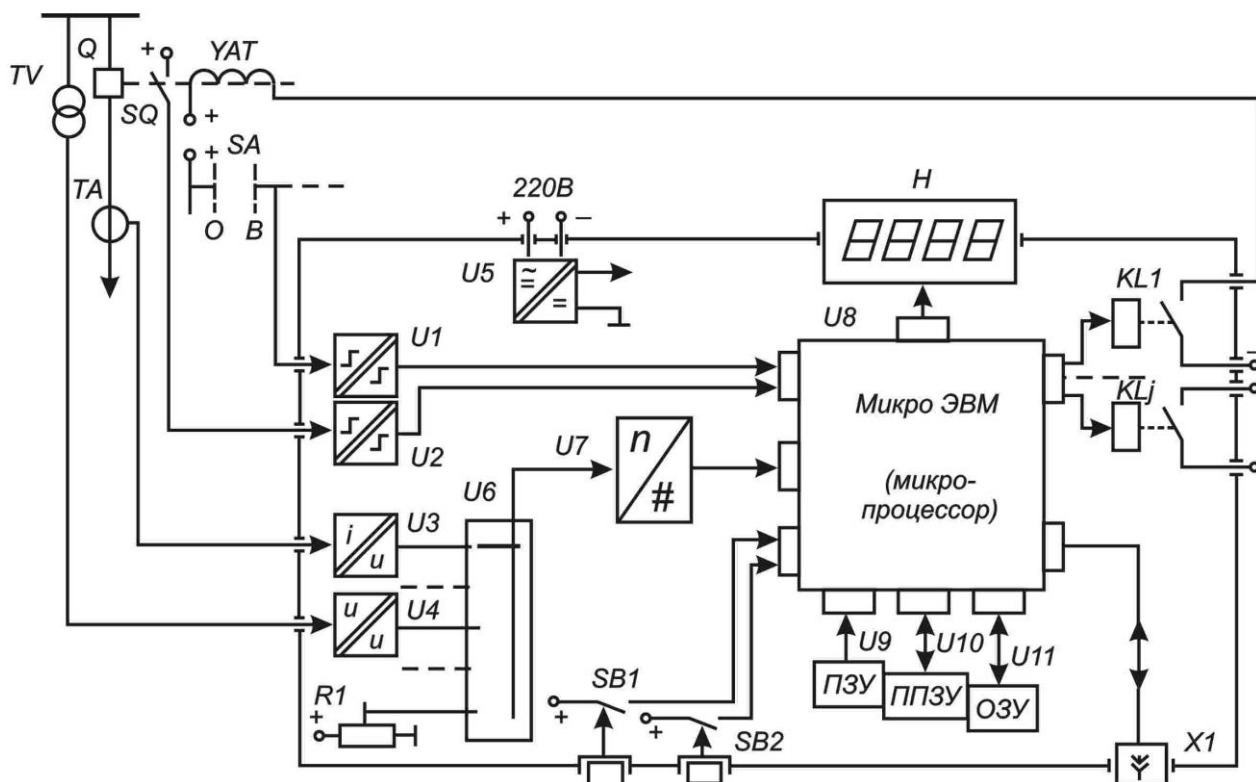


Рисунок 5.1 - Структурная схема типового блока защиты

«Центральным узлом микропроцессорного блока защиты является микроЭВМ (микропроцессор), которая через устройства ввода-вывода информации обменивается данными с периферийными модулями. При помощи этих модулей выполняется связь микроЭВМ с внешними устройствами: первичными датчиками тока и напряжения, объектом управления и персоналом.

В одном устройстве микропроцессорной релейной защиты может применяться несколько микропроцессоров, каждый из которых занимается решением отдельного фрагмента общей задачи для повышения быстродействия системы в целом» [15]. В блоках МУРЗ производства ALSTOM используется один мощный процессор, а в устройствах АВВ до 10 параллельно работающих микропроцессоров.

Типовые узлы микропроцессорного устройства релейной защиты:

- «входные $U1-U4$ и выходные $KL1-KLj$ преобразователи сигналов;
- тракт аналого-цифрового преобразования $U6, U7$;

- кнопки управления и задания уставок $SB1$, $SB2$;
- внешний дисплей H для вывода информации и блок питания $U5$.
- коммуникационный порт $X1$ для обеспечения связи с другими устройствами» [15].

Обработка всей информации в МУРЗ выполняется устройством микроЭВМ по заложенному в него алгоритму, представляющему собой микропрограмму.

На рисунке 5.2 изображена структурная схема типовой микроЭВМ:

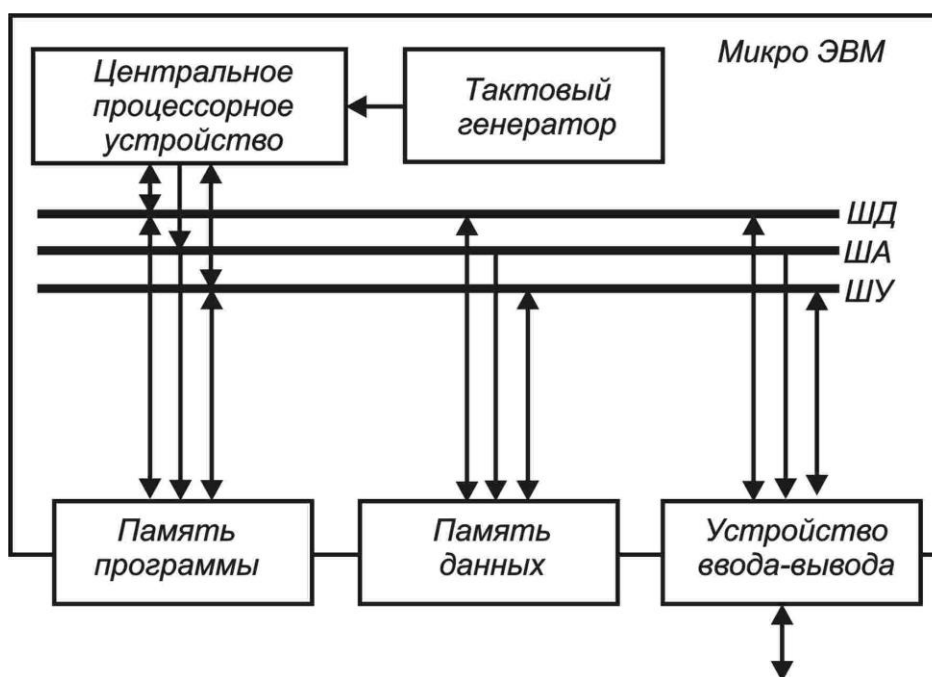


Рисунок 5.2 - Структурная схема типовой микроЭВМ

5.2 Защита силовых трансформаторов

При выполнении защит силовых трансформаторов должны быть учтены все возможные режимы работы СТ на подстанции.

5.2.1 Выбор типа защит

Для защиты силовых трансформаторов предусматриваются следующие виды РЗ.

1. Газовая защита с действием на сигнал или на отключение.

2. Продольная дифференциальная защита.

3. Максимальная токовая защита или максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению или токовая защита обратной последовательности;

5.2.2 Защита трансформатора на базе реле «БМРЗ»

Для защиты силовых трансформаторов подстанции выбираем шкафы защиты и автоматики трансформатора типа ШЗТ-МТ-022 производства ООО «НТЦ «Механотроника».

Шкафы предназначены для выполнения функций основной и резервной защит, автоматики двухобмоточного или трехобмоточного трансформатора с высшим напряжением 110-220 кВ, управления выключателем стороны ВН трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой, а также функций защиты, автоматики и управления вводным выключателем 6-35 кВ.

Комплект основных защит выполнен на базе микропроцессорного блока типа БМРЗ-ТД-01.

«Функции основного комплекта защит :

1. Цифровое выравнивание токов дифференциальных защит. Компенсация поворота фазы;

2. Цифровое суммирование токов плеч. При включении в зону ДЗТ ошинок сторон силового трансформатора позволяет избежать ложных срабатываний ДЗТ при внешних КЗ путем учета в расчете тормозного тока модули векторов вторичных токов всех сторон контура дифференциальной защиты;

3. Дифференциальная токовая отсечка (ДТО). ДТО предназначена для быстрого и селективного отключения короткого замыкания со значительным дифференциальным током;

4. Дифференциальная защита с торможением (ДЗТ). ДЗТ предназначена для быстрого и селективного отключения короткого

замыкания с дифференциальным током малой кратности. Обеспечивается блокирование срабатывания защиты при бросках тока намагничивания в условиях включения трансформатора на холостой ход и при внешних КЗ, сопровождающихся значительным насыщением первичных трансформаторов тока;

5. Сигнализация небаланса (НБ) в плечах дифференциальной защиты. Функция осуществляет диагностику исправности токовых цепей, действуя на вызывную сигнализацию;

6. Токовая защита нулевой последовательности с торможением (ТЗНПТ). Функция обеспечивает защиту от коротких замыканий на землю одной фазы вблизи зоны заземления нейтрали обмоток трансформатора при условии заземления нейтрали трансформатора и измерения тока нейтрали;

7. Блокировка ДЗТ и ТЗНПТ при бросках тока намагничивания. Блок обеспечивает эффективное блокирование срабатывания ДЗТ, ТЗНПТ при бросках тока намагничивания в условиях включения трансформатора на холостой ход и при внешних КЗ, сопровождающихся значительным насыщением первичных ТТ. Информационный признак блокирования (ИПБ) рассчитывается как отношение действующего значения второй гармоники к действующему значению первой гармоники дифференциального тока и тока нейтрали соответственно;

8. Газовая защита трансформатора (ГЗ) и устройства РПН (ГЗ РПН). Обеспечивается прием сигналов срабатывания двух ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗ) с действием на сигнал и отключение соответственно, а также сигнала срабатывания газовой защиты устройства РПН (ГЗ РПН) с действием на отключение. Обеспечивается перевод действия второй ступени газовой защиты трансформатора на сигнал. Обеспечена возможность организации питания цепей газовой защиты от отдельного автоматического выключателя. Также обеспечивается контроль питания цепей Газовой защиты.

9. Технологические защиты трансформатора. Обеспечивается прием сигналов срабатывания датчиков неисправности системы охлаждения, перегрева (на сигнал и отключение), минимального и максимального уровня масла, минимального уровня масла в баке РПН, блокировки РПН по температуре, предохранительного клапана. Обеспечивается возможность организации питания цепей технологических защит от отдельного автоматического выключателя. Обеспечивается возможность действия технологических защит через другой комплект в полном объеме. Также обеспечивается контроль питания цепей технологических защит;

10. Прием и исполнение сигналов внешних защит. Обеспечивается исполнение сигналов от внешних защит и УРОВ с действием на отключение выключателей соответствующих зон защиты.

11. Пуск охлаждения. Обеспечивается формирование сигнала «Пуск охлаждения»

12. Управление программами уставок. Обеспечивается ввод и хранение двух программ уставок.

13. Контроль фазировки токовых цепей. Обеспечивается контроль правильности фазировки подключения токовых цепей, а также контроль соответствия уставок часовых групп силового трансформатора» [15].

5.3 Защита отходящих линий 10 кВ

Линии электропередачи напряжением 10 кВ относятся к сетям с изолированной нейтралью, поэтому средства РЗ должны реагировать на трехфазные, двухфазные, и двойные замыкания на землю. Защита от замыканий на землю может действовать только на сигнал. Достаточно иметь защиты установленные в фазах А и С.

Для защиты отходящих линий 10 кВ выбираем блоки БМРЗ-100 производства ООО «НТЦ «Мехатроника».

Блоки БМРЗ-100 обеспечивают необходимый состав функций защит и автоматики для сетей 6(10)-35 кВ в соответствии с требованиями действующей редакции Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Функции защиты:

- ТО - токовая отсечка;
- МТЗ - максимальная токовая защита;
- УМТЗ - ускорение МТЗ;
- ЛЗШ - логическая защита шин;
- ДгЗ - дуговая защита;
- ОЗЗ - защита от однофазных замыканий на землю;
- ЗОФ - защита от обрыва фазы и несимметрии нагрузки;
- ЗМН - защита минимального напряжения;
- ЗПН - защита от повышения напряжения;
- ЗПП - защита от потери питания;
- ВМБ - вольтметровая блокировка.

«Блок снабжен функциями для определения места повреждения:

- Встроенная функция ОМП в каждом блоке защиты линии (возможность задания до 8 неоднородных участков линии, алгоритм компенсации влияния переходного сопротивления, отображение результата работы функции ОМП на дисплее блока, передача информации о результате в АСУ и АРМ-релейщика);
- Функция ОМП в программе для анализа осциллограмм FastView (возможность задания схемы замещения сети с неограниченным количеством неоднородных участков) ;
- Функция ОМП в программном комплексе WebSCADA-МТ системы АСУ, обеспечивающая автоматическую выгрузку осциллограммы аварийного режима из блока и расчет расстояния до места повреждения» [15].

6 Расчет защитного заземления ГПП

Время отключения тока короткого замыкания равно $\tau = 0.05$ с соответствует допустимому напряжению прикосновения $U_{np.\dot{\omega}on} = 500$ В [16 - 19].

«Напряжение на заземлителе» [16]:

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{\omega}on}}{\kappa_{II}}, \quad (6.1)$$

$$U_3 = \frac{500}{0.25} = 2000 \text{ В},$$

где коэффициент напряжения прикосновения определяется по формуле:

$$\kappa_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_0 L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (6.2)$$

$$\kappa_{II} = \frac{0.5 \cdot 0.94}{\left(\frac{5 \cdot 242}{10 \cdot \sqrt{864}}\right)^{0.45}} = 0.25,$$

а коэффициент, зависящий от внутреннего сопротивления человеческого тела:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1.5\rho_{г.с}}, \quad (6.3)$$

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

Напряжение на заземлителе находится в пределах максимально допустимого значения 10 кВ.

«Значение сопротивления ЗУ должно соответствовать неравенству» [16]:

$$R_3 < R_{3,доп}. \quad (6.4)$$

«Число ячеек по стороне расчетной модели заземлителя» [16]:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (6.5)$$
$$m = \frac{242}{2 \cdot \sqrt{864}} - 1 \approx 3.$$

«Длина полос в расчетной модели» [16]:

$$L_2' = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (6.6)$$
$$L_2' = 2\sqrt{864} \cdot (3+1) = 235.2 \text{ м.}$$

«Длина сторон ячейки» [16]:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (6.7)$$
$$b = \frac{\sqrt{3710}}{4} = 15.2 \text{ м.}$$

«Количество вертикальных заземлителей по периметру контура заземления» [16]:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g}, \quad (6.8)$$

$$n_g = \frac{\sqrt{864} \cdot 4}{1.5} \approx 24.$$

«Суммарная длина вертикальных заземлителей» [16]:

$$L_g = l_g \cdot n_g, \quad (6.9)$$

$$L_g = 5 \cdot 24 = 120 \text{ м.}$$

«Относительная глубина погружения вертикальных электродов» [16]:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (6.10)$$

$$\frac{5 + 0.7}{\sqrt{864}} = 0.194.$$

«Суммарное сопротивление сложного заземлителя» [16]:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_g}, \quad (6.11)$$

$$R_3 = 0.281 \cdot \frac{40}{\sqrt{864}} + \frac{40}{242 + 120} = 0.49 \text{ Ом,}$$

где

$$A = \left(0.444 - 0.84 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \right), \quad (6.12)$$

$$A = (0.444 - 0.84 \cdot 0.194) = 0.281;$$

Найденное значение сопротивления сложного заземлителя $R_3 = 0.49$

Ом не превышает допустимое значение сопротивления $R_{з.дон} = 0.5$ Ом.

7 Экономическая эффективность проекта

7.1 Замена силовых трансформаторов на ГПП

Планируется произвести замену трансформаторов ТРДН-40000/110/10/10 ГПП-3 на трансформаторы ТРДН-63000/110/10/10.

Предполагаемый период реализации предложенного мероприятия с 2020 по 2024 г.

Планируемый объем привлеченных инвестиций составляет 38736 тыс. руб.

Рост нагрузок потребителей в год составляет в среднем $P_{год} = S \cdot \cos\varphi = 1,35 \cdot 0,92 = 1,242$ МВт, что в годовом выражении приводит к увеличению продажи электроэнергии потребителям на $W_{год} = 1,242 \cdot 5600 = 6955$ тыс. кВт·ч.

Единый тариф на услуги по передачи электрической энергии по сетям Оренбургской области в 2020 году (приказ №242 министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Оренбургской области) - 0,69674 руб/кВт·ч.

В таблице 7.1 приведены результаты расчета экономической эффективности замены силовых трансформаторов.

7.2 Модернизация релейной защиты на ГПП

Замена существующих устаревших устройств релейной защиты на современные микропроцессорные устройства.

Предполагаемый период реализации предложенного мероприятия с 2020 по 2022 г.

Планируемый объем привлеченных инвестиций составит 6755 тыс. руб.

В таблице 7.2 приведены результаты расчета экономической эффективности замены устройств релейной защиты.

Таблица 7.4 - Экономические показатели реализации мероприятия

W, тыс. кВт · ч		6955	13910	20865	27820	34775
тыс. руб.						
№	Экономический показатель	Год				
		2020	2021	2022	2023	2024
1.	Операц. деятельность					
1.1.	Годовая выручка	4846	9692	14537	19383	24229
1.2.	Годовые производственные затраты	855	1710	2565	3421	4276
1.3.	Годовая валовая прибыль	3991	7981	11972	15963	19953
1.4.	Налог на прибыль	798	1596	2394	3193	3991
1.5.	Чистая прибыль по итогам года	3193	6385	9578	12770	15963
2.	Капиталовложения	32280	0	0	0	0
3.	Сальдо суммарного потока	-29087	6385	9578	12770	15963
4.	Сальдо накопленного потока	-29087	-22702	-13125	-355	15608

Продолжение таблицы 7.4

5.	Нормативный коэффициент дисконтирования	1,00	0,91	0,83	0,75	0,68
6.	Дисконтированное сальдо суммарного потока	-29087	5810	7949	9578	10855
7.	Чистый доход за период реализации мероприятия	15608				
8.	Чистый дисконтированный доход за период реализации мероприятия	5105				
9.	Срок окупаемости проекта	4				

Таблица 7.2 - Экономические показатели замены устройств релейной защиты

W, тыс. кВт · ч		6955	13910	20865
№	Показатель	Год		
		2020	2021	2022
1.	Операц. деятельность			
1.1.	Годовая выручка	4846	9692	14537
1.2.	Годовые производственные затраты	855	1710	2565
1.3.	Годовая валовая прибыль	3991	7981	11972
1.4.	Налог на прибыль	798	1596	2394
1.5.	Чистая прибыль по итогам года	3193	6385	9578
2.	Капиталовложения	5629	0	0
3.	Сальдо суммарного потока	-2436	6385	9578
4.	Сальдо накопленного потока	-2436	3949	13526
5.	Нормативный коэффициент дисконтирования	1.00	0.91	0.83
6.	Дисконтированное сальдо суммарного потока	-2436	5810	7949
7.	Чистый доход за период реализации мероприятия	13526		
8.	Чистый дисконтированный доход за период реализации мероприятия	11323		
9.	Срок окупаемости проекта	1,4		

Капитальные затраты на замену силовых трансформаторов на главной понизительной подстанции на более мощные окупятся приблизительно через 4 года, при этом ЧДД составит 5,1 млн. руб.; капитальные затраты на замену устаревших устройств РЗ на современные окупятся приблизительно через 1,4 года, а ЧДД за время реализации проекта составит 11,3 млн. руб.

Заключение

В выпускной квалификационной работе разработаны мероприятия по реконструкции ГПП «Ростоши» Центрального района г. Оренбурга.

С целью повышения надежности электроснабжения потребителей электроэнергии, получающих питание от ГПП был произведен выбор числа и номинальной мощности силовых трансформаторов.

Проведено технико-экономического сравнение двух вариантов установки силовых трансформаторов на ГПП для замены установленных в настоящее время силовых трансформаторов ТРДН - 40000/110/10. Поскольку на вариант с установкой трансформаторов типа ТРДН-80000/110/10/10 затраты существенно выше, чем на вариант с ТРДН-63000/110/10/10, то принимаем для установки на ГПП «Ростоши» трансформаторы типа ТРДН-63000/110/10/10.

Произведен расчет токов короткого замыкания и выбрано новое оборудование для установки на ГПП: высоковольтные выключатели ВЭБ-УЭТМ-110 УХЛ1 и ВВ/TEL-10-25/2000; разъединители типа РГП-СЭЩ-110/1250; трансформаторы тока встроенные ТВТ110-I-600/5 и опорные ТОЛ-СЭЩ-10-2000/5; ограничители перенапряжений ОПН-110 УХЛ1; трансформаторы напряжения НАМИТ-10.

Для модернизации устаревшей релейной защиты на ГПП были предложены к установке блоки защит БМРЗ. Выполнен расчет заземления на ГПП.

Было установлено, что капитальные затраты на замену силовых трансформаторов на главной понизительной подстанции на более мощные окупятся приблизительно через 4 года, при этом ЧДД составит 5,1 млн. руб.; капитальные затраты на замену устаревших устройств РЗ на современные окупятся приблизительно через 1,4 года, а ЧДД за время реализации проекта составит 11,3 млн. руб.

Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2018. 462 с.
2. Анчарова Т. В., Рашевская М.А., Стебунова. Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник , 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2018. 415 с.
3. Гальперин М.В. Электротехника и электроника : учебник, 2-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 480 с.
4. Комков В.А., Тимахова Н.С. Энергосбережение в жилищно-коммунальном хозяйстве: учебное пособие, 2-е изд. М.: НИЦ ИНФРА-М, 2015. 204 с.
5. Bobby Rauf S. Electrical Engineering for Non-electrical Engineers. - Lulu Press. Inc, 2015. 235 p.
6. Ko A., Shestopalova T. A., Malinin N. K. Development of theoretical bases for solving the problems of power supply system of autonomous rural consumer in Myanmar by using renewable sources of energy // 2017 2nd International Conference on the Applications of Information Technology in Developing Renewable Energy Processes & Systems (IT-DREPS). 2017. pp. 1-5.
7. Suslov K., Stashkevich E., Shushpanov I., Voropai N., Son P. T. Expansion planning of active power supply systems // 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe). Torino. 2017. pp. 1-5.
8. Валеев И.М., Мусаев Т.А. Методика расчета режима работы системы электроснабжения городского района : монография. Казань : КНИТУ, 2016. 132 с.
9. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник. М.: Феникс, 2018. 382 с.
10. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.

11. Feng X., Tao Y., Wan M. Energy management and control strategy for multiport power supply system based on energy storage // 2017 Chinese Automation Congress (CAC). Jinan. 2017. pp. 5225-5230.
12. Матаев У.М. Практикум по электроэнергетике (в примерах с решениями) : учебное пособие. Алматы: Нур-Принт, Казахский национальный аграрный университет, 2014. 195 с.
13. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.
14. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем : учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
15. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.
16. Konovalov Y. V., Nurbosynov D. N. Optimization of power supply system reactive power compensation at the oil field electrical substation // 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). St. Petersburg. 2017. pp. 1-5.
17. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.
18. Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети : учебник. М. : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015. 363 с.
19. Кобелев А.В., Кочергин С.В., Печагин Е.А. Режимы работы электроэнергетических систем : учебное пособие для бакалавров и магистров направления «Электроэнергетика». Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. 80 с.

20. Ершов Ю.А. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. Красноярск : СФУ, 2014. 68 с.

21. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 543 с.