

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 ГПП 110/35/6 кВ «ВАЗ-строительная»

Обучающийся

Р.Д. Велиев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

к.ф.н., доцент О.В. Мурдускина

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Аннотация

Объект выпускной квалификационной работы по теме реконструкции электрической части служит понизительная подстанция «ВАЗ-строительная», расположенная в городе Тольятти, Автозаводском районе, на улице Борковская. Целью выпускной работы служит изменение действующей электрической части подстанции на высокой, средней и низкой стороне.

Выпускная квалификационная работа включает в себя:

- расчет электрической части подстанции;
- расчет электрических нагрузок на подстанции;
- расчет и выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции обоснование их замены;
- выбор электрической схемы понизительной подстанции;
- расчет токов короткого замыкания на сторонах высокого, среднего и низкого напряжения;
- расчет и выбор электрического оборудования на подстанции;
- расчет и выбор релейной защиты на сторонах напряжения;
- расчет и выбор трансформатора для собственных нужд подстанции;
- расчет заземления подстанции и молниеотводов.

ВКР выполнена на 68 с., содержит в себе 19 таблиц и 11 рисунков, а также 22 списка использованных источников.

Abstract

The object of the final qualification work on the topic of reconstruction of the electrical part is the step-down substation "VAZ-stroitel'naya", located in the city of Togliatti, Avtozavodsky district, on Borkovskaya Street. The purpose of the graduation work is to change the operating electrical part of the substation on the high, medium and low side.

The final qualifying work includes:

- calculation of the electrical part of the substation;
- calculation of electrical loads at substations;
- calculation and selection of the number and power of transformers at the substation, justification of their replacement;
- selection of the electrical circuit of the step-down substation;
- calculation of short-circuit currents on the sides of high, medium and low voltage;
- calculation and selection of electrical equipment at the substation;
- calculation and selection of relay protection on the voltage sides;
- calculation and selection of a transformer for the substation's own needs;
- calculation of substation grounding and lightning rods.

The WRC is made on 68c., contains 19 tables and 11 figs

Содержание

Введение	5
1 Анализ электрической части подстанции	7
2 Расчет электрических нагрузок подстанции.....	10
3 Техничо–экономический расчет трансформаторов на подстанции	13
4 Выбор электрической схемы подстанции	22
5 Расчет токов короткого замыкания подстанции «ВАЗ-Строительная»	23
5.1 Расчет трехфазных токов КЗ.....	23
5.2 Расчет несимметричных токов К.З.....	27
6 Выбор электрооборудования ГПП«ВАЗ-Строительная».....	31
6.1 Выбор выключателей	31
6.2 Выбор разъединителей.....	35
6.3 Выбор трансформаторов тока.....	37
6.4Выбор трансформаторов напряжения	40
6.5 Выбор предохранителей.....	45
6.6 Выбор ограничителей перенапряжения	46
6.7 Выбор гибких шин и проводов	46
7 Релейная защита подстанции «ВАЗ-Строительная»	54
7.1 Расчет релейной защиты	54
8 Расчет собственные нужд подстанции	60
9 Расчет заземления подстанции «ВАЗ-Строительная».....	62
Заключение	65
Список используемых источников.....	67

Введение

Электроэнергетика является одной из самых важных отраслей в промышленности в целом. Она занимается генерацией, преобразованием и передачей электроэнергии.

Электрическая энергия широко используется в повседневной жизни и во многих областях экономики из-за ее универсальности и простоты использования. Основным свойством электроэнергии является её способность производить энергию в больших количествах и передавать её на большие расстояния.

Основные задачи, решаемые людьми в энергетике Российской Федерации (РФ) в настоящее время:

- увеличение объемов производства;
- ускорение постройки новых энергетических установок;
- сокращение средств на постройку;
- уменьшение затрат и топлива, соответственно уменьшение стоимости электроэнергии;
- увеличение производительности;
- совершенствование процесса производства электроэнергии.

В 2021 году производство электроэнергии электростанциями единой энергетической системы России составило 1156 млрд кВт/ч. Наибольшее количество энергии выработали ТЭС более 80%. С каждым годом увеличивается установленная мощность электростанций, за счет увеличения качества действующего оборудования на станциях, а также за счет ликвидации устаревшего и неэффективного оборудования.

Все части электроэнергетики важны и не могут работать друг без друга.

Одной из частей передачи и дальнейшего распределения энергии, является электрическая подстанция. Подстанция представляет собой электроустановку, служащую для приема, преобразования и дальнейшего распределения электроэнергии. Она состоит из множества важных

элементов: силовых трансформаторов, открытых и закрытых распределительных устройств, шин, секций шин, разъединителей, силовых выключателей, систем для питания собственных нужд, систем различных защит и автоматики, устройства плавки гололеда на ВЛ и т.д.

Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция электрической части ГПП 110/35/6 кВ «ВАЗ-строительная» для увеличения ее мощности.

Задачи работы:

- выполнить анализ подстанции;
- выполнить расчет потерь электрической энергии на подстанции;
- произвести технико-экономический расчет номинальной мощности трансформатора;
- выполнить расчет токов короткого замыкания;
- произвести выбор электрооборудования для подстанции;
- выбрать устройство релейной защиты;
- выполнить расчет заземления и молниеотводы.

1 Анализ электрической части подстанции

Понижительная электрическая подстанция «ВАЗ-строительная» 110/35/6 кВ находится в черте города Тольятти, Автозаводском районе, на улице Борковская. (рисунок 1), (рисунок 2).

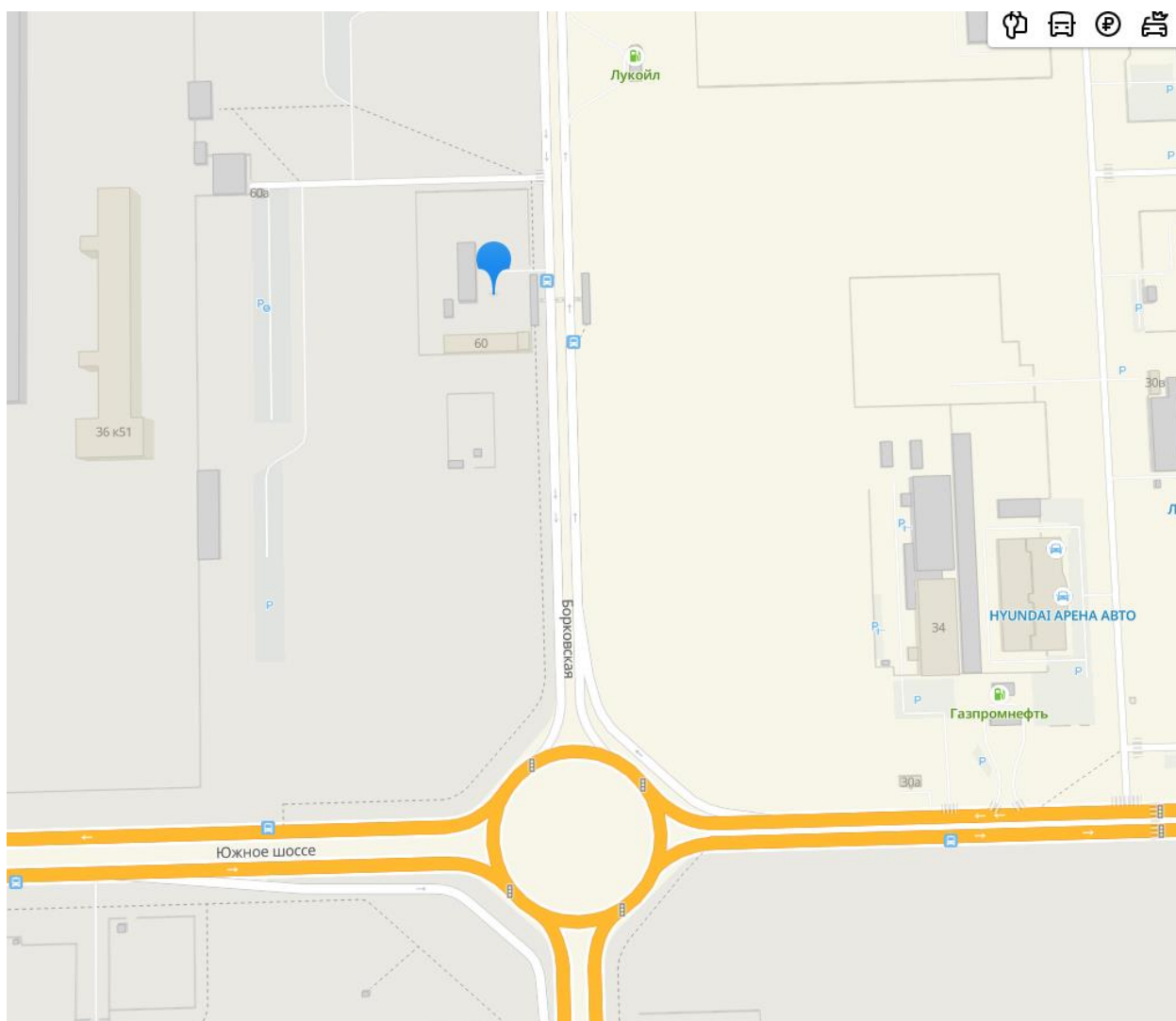


Рисунок 1–Местоположение подстанции на карте города

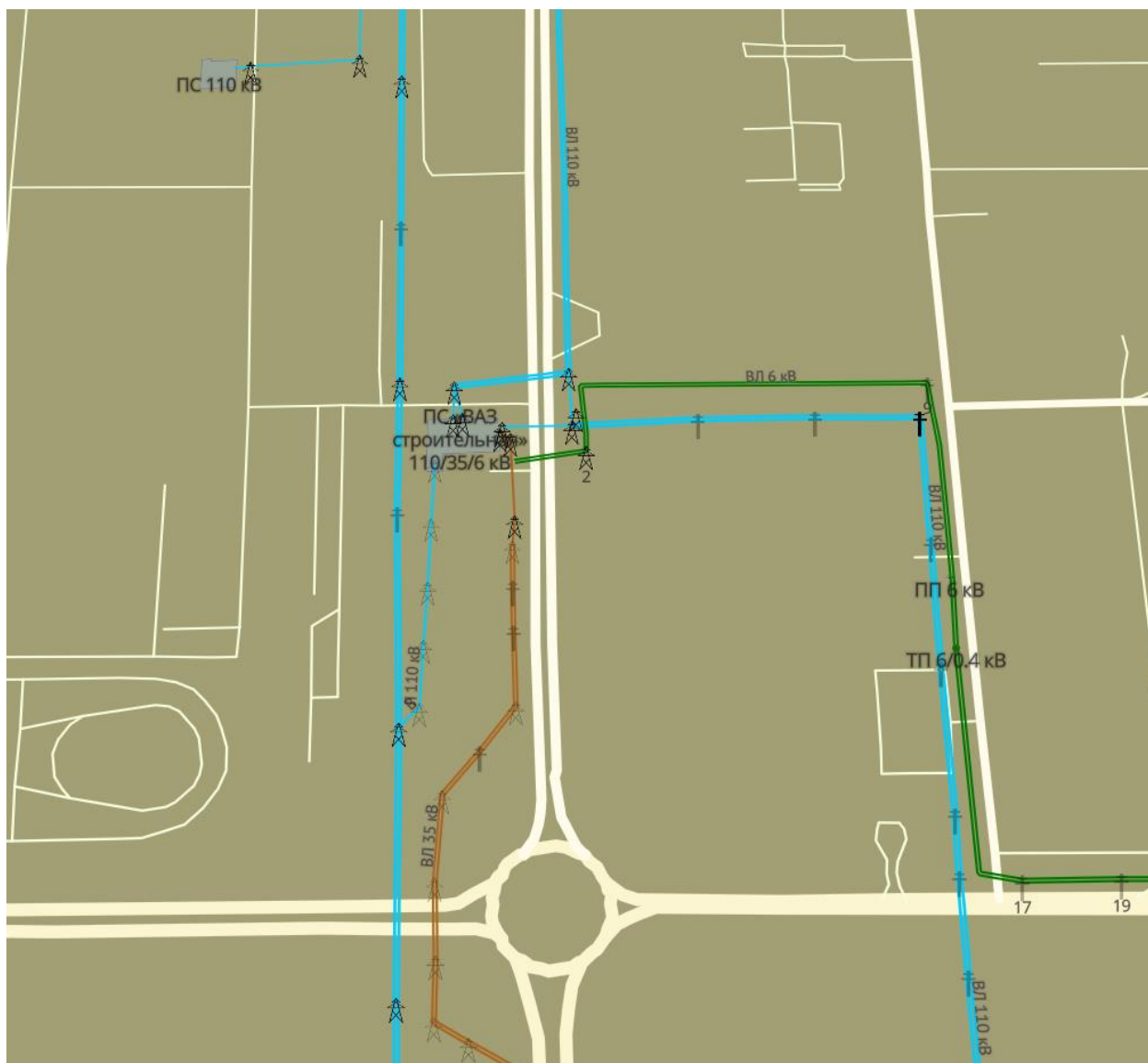


Рисунок 2- Схема ЛЭП на подстанции

Понизительная подстанция «ВАЗ-строительная» 110/35/6 кВ разработанная и введенная в эксплуатацию в конце 80-х годов. В момент запуска и по 2021 год на подстанции было установлено два трансформатора ТДТН с мощностями 25000 кВА и 31500 кВА.

Но в связи с увеличением потребления электрической энергии, с вводом новых объектов, питающихся данной подстанцией на момент 2021 года было принято решение о разработке плана по реконструкции электрической части подстанции, замене действующих трансформаторов типа ТДТН 25000 кВА и

31500 кВА на новые трансформаторы Воронежского завода SiemensТДТН одинаковой мощности 40000 кВА.

Условия климатического расположения понизительной подстанции:

- район по ветровому давлению III;
- минимальная атмосферная температура -43,4С;
- максимальная атмосферная температура +40,5С;
- район по гололеду IV.

Вывод. Данная подстанция действительно требует реконструкцию, так как город постоянно развивается, вводятся новые объекты промышленности питающихся от подстанции. Так же такая необходимость возникла из-за морального и физического устаревания установленного на подстанции оборудования, которое не может дальше справляться со своими задачи, а именно эффективного и бесперебойного питания своих потребителей.

2 Расчет электрических нагрузок подстанции

Для определения мощности и количества трансформаторов используют графики годовых нагрузок. График годовой нагрузки показывает изменение максимальной нагрузки от времени. В месте расположения подстанции мы будем использовать график с учетом нагрузки на 10 лет, это обусловлено тем, что данная местность плотно застраивается объектами, питающихся данной подстанцией. График годовой нагрузки виден на рисунке 3.

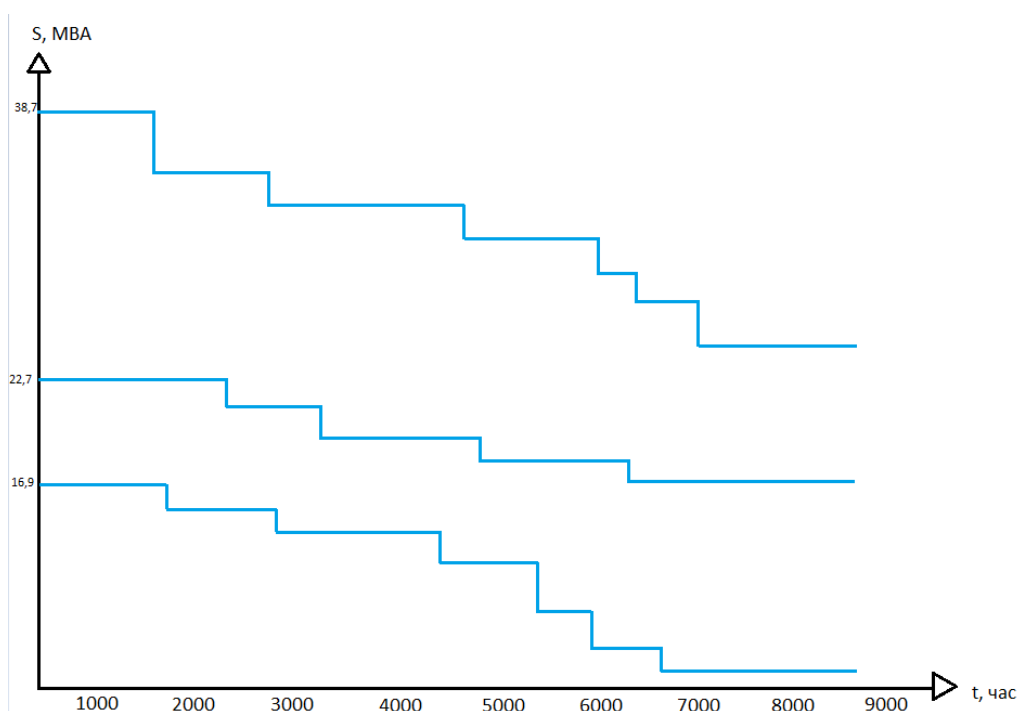


Рисунок 3- График годовой нагрузки подстанции

Для того чтобы произвести вычисления полной потребляемой электроэнергии всей подстанции используется формула:

$$W_n = \sum_{p=1}^n P_a \cdot t, \quad (1)$$

где P_a — активная мощность, потребленная подстанцией, в киловатт;

t – продолжительность нагрузки, которая соответствует ступени на графике нагрузки подстанции, измеряется в часах.

$$W_{\text{подст.}} = 35 \cdot 1 + 0,75 + 0,99 \cdot 0,75 + 0,95 \cdot 1,73 + 0,9 \cdot 1,15 + \\ + 0,85 \cdot 0,78 + 0,7 \cdot 0,66 + 0,75 \cdot 0,2 + 0,66 \cdot 0,47 + 0,6 \cdot 0,66 + \\ + 0,55 \cdot 1,38 + 0,55 \cdot 1,2 \cdot 10^3 = 249975 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Имея всю потребляемую мощность подстанции, можно определить продолжительность максимальной годовой нагрузки:

$$T_M = \frac{W_{\text{подст.}}}{P_{\text{max пс}}}, \quad (2)$$

$$T_M = \frac{249975}{35} = 7142 \text{ ч},$$

где $W_{\text{подст.}}$ – потребляемая электроэнергия на подстанции, МВт· ч;

$P_{\text{max пс}}$ –максимальная потребляемая мощность на подстанции, МВт.

Вычислим коэффициент заполнения:

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_M}{8760}, \quad (3)$$

$$K_{\text{зап}} = \frac{7142}{8760} = 0.815,$$

где $T_M=8760$ – часы в году.

Вычислим суммарно полную мощность, потребляемую на подстанции:

$$S_{\text{полн.}} = \frac{P_{\text{подст.}}}{\cos \varphi}, \quad (4)$$

$$S_{\text{полн.}} = \frac{35}{0,91} = 38,46 \text{ МВА},$$

где $P_{\text{подст.}}$ – активная мощность, потребляемая на подстанции, МВт;

$\cos \varphi$ – коэффициент константы потребляемой мощности на подстанции.

Для выполнения технико-экономического расчета возьмем два трансформатора Воронежского завода Siemens ТДТН-40000/110 и ТДТН 63000/110, изготовленных по техническим нормам ИЕС 60076, таблица 1.

Таблица 1– Данные трансформаторов из каталога

Трансформатор	Номинальная мощность трансформаторов, кВА	Паспортная характеристика трансформаторов						
		$U_k, \%$	Номинальные напряжения, кВ			потери к.з., кВт	потери х.х., кВт	ток х.х., %
			Высокая сторона	Средняя сторона	Низкая сторона			
Siemens ТДТН-40000/110/35/6	40000	10,8	115	38,5	6,6	100	30	0,23
Siemens ТДТН-63000/110/35/6	63000	10,5	115	38,5	6,6	290	40	0,2

Вывод. В настоящее время на подстанции установлены два трансформатора различной мощности ТДТН 25000 кВА и ТДТН 31500 кВА, но в связи со скорым присоединением новых потребителей, соответственно значительное увеличение мощности, трансформаторы не смогут справляться с новыми задачами и их придется заменить на новые более мощные и современные силовые трансформаторы.

3 Технико–экономический расчет трансформаторов на подстанции

После выбора двух трансформаторов, произведем расчёт каждого трансформатора, начнем с ТДТН-40000/110/35/6, произведем технико-экономический расчет мощности.

В самом начале технико-экономического расчета, проведем подсчет потери реактивной мощности в режиме х.х., по формуле:

$$Q_{xx} = \frac{l_x. \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ Т}}, \quad (5)$$

$$Q_{xx} = \frac{0,23}{100} \cdot 40000 = 88 \text{ квар},$$

где $l_x. \%$ - длина холостого хода в процентах;

$S_{\text{НОМ Т}}$ - номинальная мощность трансформатора.

Далее произведем расчет потери мощности в трансформаторе в режиме х.х. по формуле:

$$P_{xx}^{\cdot} = \Delta P_{xx} + k_{un} \cdot Q_{xx}, \quad (6)$$

$$P_{xx}^{\cdot} = 30 + 0,05 \cdot 88 = 34,4 \text{ кВт},$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора;

k_{un} - коэффициент изменения потерь равный 0,05 кВт/квар.

Определим в режиме короткого замыкания потери реактивной мощности трансформатора:

$$Q = \frac{U_k \%}{100} \cdot S_{\text{НОМИН.Т}} \quad (7)$$

$$Q = \frac{10,75}{100} \cdot 40000 = 4300 \text{ квар}.$$

Определим в режиме короткого замыкания (к.з.) потери активной мощности в трансформаторе ТДТН 40000/110 на подстанции:

$$P_K = P + \kappa_{un} \cdot Q, \quad (8)$$

$$P_K = 100 + 0,05 \cdot 4300 = 315 \text{ кВт.}$$

Определим коэффициент загрузки на обмотках трансформатора

$$\kappa_{3.n} = \frac{S_n}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (9)$$

$$\kappa_{3.В} = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{66000}{40000} = 1,65,$$

$$\kappa_{3.В} = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{60000}{40000} = 1,5,$$

$$\kappa_{3.В} = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{6000}{40000} = 0,15.$$

Для потребителей различной категории существуют рекомендуемые коэффициенты загрузки трансформатора, таблица 2:

Таблица 2 – коэффициенты загрузки категорий потребителей

Категория потребителей	Коэффициент загрузки
1	0,65-0,7
2	0,7-0,8
3	0,9-0,95

Благодаря данным коэффициентам загрузки при неисправности одного трансформатора, другой будет питать потребителей, так же он ограничит перегрузку благодаря запасу мощности.

Следующий шаг, это расчёт экономической составляющей нагрузки трансформатора, расположенного на подстанции:

$$S_3^{\text{ПС}} = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{P_{\text{XX}}}{P_K}}, \quad (10)$$

$$S_9^{\text{ПС}} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{34,4}{315}} = 18700 \text{ МВА},$$

где $S_{\text{ном.Т}}$ – номинальная мощность трансформатора;

n - количество трансформаторов на подстанции;

$P_{\text{ХХ}}$ – потери мощности в режиме холостого хода;

$P_{\text{к}}$ – потери активной мощности в трансформаторе.

Определим потери электрической энергии в трансформаторе, по формуле:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum n_i \cdot P_{\text{ХХ}} \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n} \cdot K_{3.В.i}^2 \cdot P_{\text{к.В}} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot K_{3.С.i}^2 \cdot P_{\text{к.С}} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot K_{3.Н.i}^2 \cdot P_{\text{к.Н}} \cdot T_i \right) \quad (11)$$

Получившиеся результаты расчетов потерь электрической энергии наглядней занести и показать в таблице 3.

Таблица 3- Приведенные потери электрической энергии в силовом трансформаторе SiemensТДТН-40000/110

Sb, МВА	Sc, МВА	Sn, МВА	ni	Время, ч	Wx, кВт·ч	Kзв	Kзс	Kзн	Wкв, кВт·ч	Wкс кВт·ч	Wкн, кВт·ч
38,35	22,25	16,2	2	764	51224	0,96	0,58	0,4	110984	20590	34520
36,2	21,5	15,4	2	764	51224	0,92	0,55	0,38	105014	19540	33550
34,4	21,2	14,9	2	1640	112038	0,89	0,5	0,35	225101	41079	71540
32,9	19,7	14,4	2	1100	75987	0,83	0,47	0,33	141287	25170	46320
30,6	18,4	12,9	2	720	49524	0,78	0,45	0,3	87277	16450	27385
26,7	18	9,5	2	555	37667	0,68	0,42	0,25	56834	11587	15458
24	17,4	7,8	2	190	13625	0,64	0,42	0,18	19057	3910	4070
21,5	17,4	4	2	354	24816	0,55	0,42	0,1	30423	7841	4350
19,6	15,5	2,9	2	545	37833	0,51	0,4	0,06	41357	11452	4502
17,6	14,5	2,5	2	1281	88050	0,45	0,38	0,058	87557	23645	9784
13,1	12	2	2	919	31407	0,35	0,3	0,04	97461	27300	8540
12,5	11	1,5	1	412	17854	0,2	0,21	0,035	20140	9872	2574
Wпс= 1503521											

Следующий шаг, определение стоимости электрической энергии за 1кВт·ч на момент конца 2021 года:

$$C_{\text{электроэнергии}} = \frac{\gamma}{T_{\text{м}}} + \beta, \quad (12)$$
$$C_{\text{электроэнергии}} = 1,99 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{ч},$$

где $\gamma = 5008$ – основная ставка тарифа за 1 кВт электрической энергии;

$\beta = 1,17$ - плюсовая ставка на тариф за каждый кВт · ч.

Далее определим готовую стоимость приведенных потерь электроэнергии в трансформаторе:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{подст.}} \cdot C_{\text{электроэнергии}}, \quad (13)$$
$$I_{\text{Э}} = 751,761 \cdot 1,99 = 1496970 \text{ руб.}$$

Зная подсчитанные затраты по потере, произведем оценку экономической составляющей трансформаторов по формуле:

$$Z_{\text{прив}} = E_{\text{н}} \cdot K + p_{\text{сум}} \cdot K + I_{\text{Э}}, \quad (14)$$

$$Z_{\text{прив}} = 0,15 \cdot 27000000 + 0,099 \cdot 27000000 + 1496970$$
$$= 8219970 \text{ руб.}$$

где $E_{\text{н}} = 0,15$ –коэффициент эффективности капиталовложений;

K - денежные затраты на электрооборудование понизительной подстанции, учтена только сумма трансформатора на момент первого квартала 2022 года;

$p_{\text{сум}} = 0.099$ - суммарный коэффициент на ремонт и обслуживания трансформаторов.

Теперь рассчитаем вариант с трансформатором ТДТН-63000/110/35/6

Определим в режиме холостого хода потери реактивной мощности трансформатора:

$$Q_{xx} = \frac{l_x \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ Т}},$$
$$Q_{xx} = \frac{0,28}{100} \cdot 63000 = 178 \text{ квар.}$$

Рассчитаем в режиме холостого хода приведенные потери мощности трансформатора по формуле:

$$P_{xx}^{\dot{}} = \Delta P_{xx} + k_{un} \cdot Q_{xx},$$
$$P_{xx}^{\dot{}} = 45 + 0,05 \cdot 178 = 54 \text{ кВт},$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора;

k_{un} - коэффициент изменения потерь равный 0,05 кВт/квар.

Определим в режиме короткого замыкания потери реактивной мощности трансформатора:

$$Q = \frac{U_k \%}{100} \cdot S_{\text{НОМИН.Т}},$$
$$Q = \frac{10,8}{100} \cdot 63000 = 6804 \text{ квар.}$$

Определим в режиме короткого замыкания потери активной мощности в трансформаторе Siemens ТДТН 63000/110 на подстанции:

$$P_k^{\dot{}} = P^{\dot{}} + k_{un} \cdot Q,$$
$$P_k^{\dot{}} = 135 + 0,05 \cdot 6804 = 480 \text{ кВт.}$$

Определим коэффициенты загрузки на обмотках трансформатора

$$\begin{aligned}
K_{3,n} &= \frac{S_n}{S_{\text{НОМ.Т}}} & (15) \\
K_{3,B} &= \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \\
K_{3,B} &= \frac{66000}{40000} = 1,65, \\
K_{3,B} &= \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \\
K_{3,B} &= \frac{60000}{40000} = 1,5, \\
K_{3,B} &= \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \\
K_{3,B} &= \frac{6000}{40000} = 0,15.
\end{aligned}$$

Определим экономическую нагрузку трансформатора на подстанции:

$$\begin{aligned}
S_3^{\text{ПС}} &= S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{P_{\text{XX}}'}{P_{\text{К}}'}}, & (16) \\
S_3^{\text{ПС}} &= 63000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{54}{480}} = 30000 \text{ МВА.}
\end{aligned}$$

где $S_{\text{НОМ.Т}}$ – номинальная мощность трансформатора;

n – количество трансформаторов на подстанции;

P_{XX}' – потери мощности в режиме холостого хода;

$P_{\text{К}}'$ – потери активной мощности в трансформаторе.

Полученные значения запишем в таблицу 4.

Таблица 4- Полученные электрические потери в силовом трансформаторе Siemens ТДТН–63000/110 на подстанции

S _b , МВА	S _c , МВА	S _н , МВА	n _i	Время, ч	W _x , кВт·ч	K _{зв}	K _{зс}	K _{зн}	W _{кв} , кВт·ч	W _{кс} , кВт·ч	W _{кн} , кВт·ч
38,25	22,35	16,14	2	736	79042	0,62	0,34	0,255	106079	17294	34722
36,25	21,2	15,6	2	736	79042	0,59	0,32	0,24	100888	15205	34388
30,3	15,2	13,5	2	1534	177333	0,56	0,30	0,22	214677	34308	68998
32,28	18,4	14,1	2	1098	118177	0,53	0,28	0,22	135166	21415	45912
30,5	18,1	12,7	2	738	78919	0,50	0,28	0,1	84732	14215	26527
26,4	17,5	9,5	1	535	29595	0,44	0,26	0,14	111992	19957	30030
25,1	17,5	7,6	1	187	6919	0,41	0,26	0,11	34508	6643	7927
21,4	17,5	3,8	1	354	19179	0,35	0,26	0,05	59109	13314	8051
19,5	16,7	2,6	1	538	29555	0,31	0,25	0,03	77984	19189	7977
17,5	14,5	2,5	1	1298	69018	0,28	0,22	0,03	163904	39628	18677
13,7	12,1	1,4	1	915	49132	0,22	0,18	0,01	90737	23324	6685
$\Delta W_{\text{тс}} = 2550758$											

Рассчитаем денежную стоимость электрической энергии за 1кВт·ч:

$$C_{\text{э}} = \frac{\gamma}{T_{\text{м}}} + \beta,$$
$$C_{\text{электроэнергии}} = \frac{5008}{6285} + 1,17 = 1,99 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{ч},$$

где $\gamma = 5008$ – основная ставка за тариф за 1 кВт электрической энергии;

$\beta = 1,17$ - плюсовая ставка за тариф за каждый кВт · ч.

Рассчитаем итоговую денежную стоимость потерь электрической энергии:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_{\text{э}},$$
$$I_{\text{э}} = 751,761 \cdot 1,99 = 1496970 \text{ руб.}$$

Зная подсчитанные затраты по потере, произведем оценку экономической составляющей трансформаторов по формуле:

$$Z_{\text{прив}} = E_{\text{н}} \cdot K + p_{\text{сум}} \cdot K + I_{\text{э}},$$
$$Z_{\text{прив}} = 0,15 \cdot 3500000 + 0,099 \cdot 3500000 + 1496970 = 10211970 \text{ руб.},$$

где $E_{\text{н}}=0,15$ –коэффициент эффективности капиталовложений;

K - денежные затраты на приобретение и установку оборудования на подстанции, учтено только стоимость трансформаторов на момент первого квартала 2022 года;

$p_{\text{сум}} = 0.099$ - коэффициент учитывающий ремонт и обслуживания трансформаторов, один для большинства силовых трансформаторов.

Вывод. Выполнив экономический расчет, вычислили более подходящий силовой трансформатор, получился выгоднее трансформатор типа ТДТН-40000 более чем в 2.000.000 (два миллиона) рублей выгоднее. Выбираем к установке трансформаторы Siemens типа ТДТН-40000/11035/6.

4 Выбор электрической схемы подстанции

При проектировании и (или) реконструкции подстанции существуют множества решений во время выбора электрической схемы. Схема подстанции отвечает за присоединение электрооборудования между собой (трансформаторы, трансформаторы тока, напряжения, разъединителей, выключателей и другое электрооборудование).

Выбор схемы является очень важным этапом при проектировании и (или) реконструкции электрической части подстанции, на рисунке 4 представлена типовая электрическая схема №110-4Н.

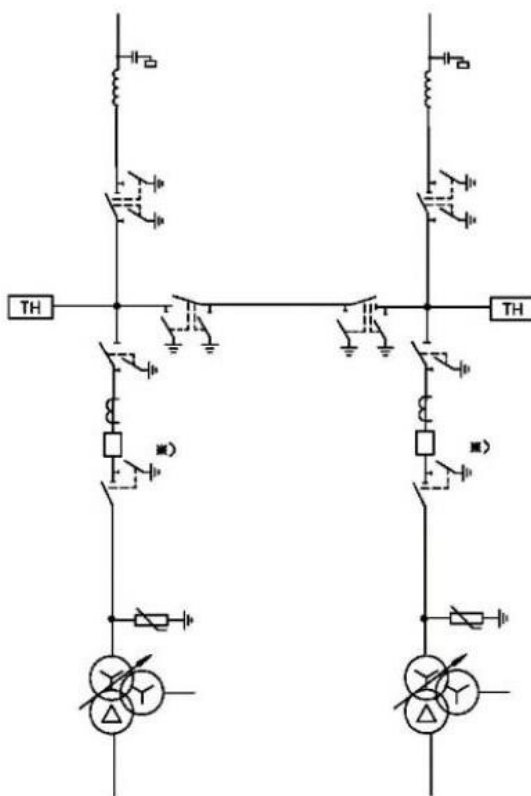


Рисунок 4- Электрическая схема №110-4Н

Вывод. Выберем типовое решение схему №110-4Н «с двумя блоками выключателей и неавтоматической перемычкой со стороны линий»[16].

5 Расчет токов короткого замыкания подстанции «ВАЗ-Строительная»

5.1 Расчет трехфазных токов КЗ

Короткое замыкание (К.З.)— присоединение двух точек цепи с различным значением потенциала, которое не рассчитано конструкцией устройства и нарушает его работу в нормальном режиме [17].

Обычно короткие замыкания возникают при аварийных случаях в системе, так же к.з. может быть причиной неправильной работы персонала, неправильным и несвоевременным обслуживанием электрооборудования и линий. При проектировании и (или) реконструкции подстанции всегда производится расчет токов К.З., так как без данного расчета невозможно сделать точный и правильный выбор любого электрооборудования, токоведущих частей, заземляющих устройств, а также молниеотводов [22].

Расчет токов К.З. произведем приближенным или так называемым практическим методом, данным метод технико-экономически целесообразен.

На рисунке 5 представлены расчетная схема и схема замещения цепи.

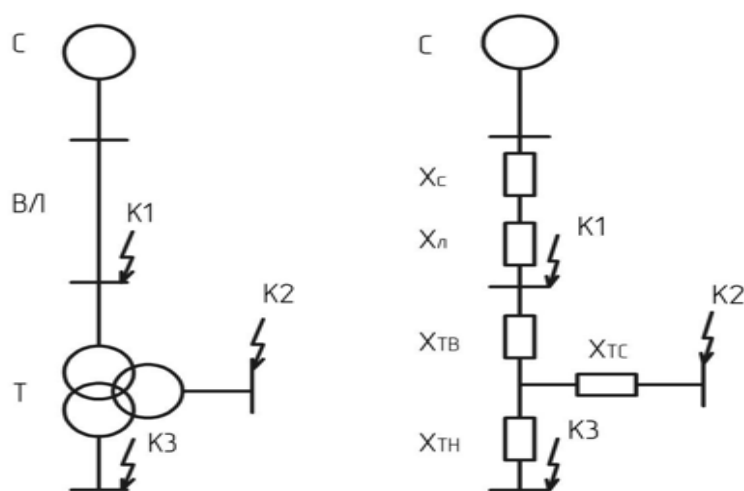


Рисунок 5- Расчетная схема(слева) и схема замещения(справа)

«Данные подстанции: $U_6 = 115$ кВ; $S_6 = 1000$ МВА; $S_{кз} = 2500$ МВА.

Данные линии электропередач: $X_0 = 0,4$ Ом/км; $L = 50$ км; $n = 2$.

В соответствии со схемой замещения находим сопротивление каждого участка цепи:

$$X_c = \frac{S\delta}{S_{кз}}, \quad (17)$$

$$X_c = \frac{1000}{2500} = 0,4 \text{ о. е.},$$

Линии электропередач:

$$X_{лп} = \frac{1}{n} \cdot X_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}, \quad (18)$$

$$X_{лп} = 0,5 \cdot 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,75 \text{ о. е.}.$$

Трансформатор:

$$X_{тр.} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{номин.}}, \quad (19)$$

$$X_{тр.} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,7 \text{ о. е.}.$$

Рассчитаем базисный ток в точке K_1 :

$$I_{баз.} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (20)$$

$$I_{баз.} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Рассчитаем базисный ток в точке K_2 :

$$I_{\text{баз.}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (21)$$

$$I_{\text{баз.}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА.}$$

Рассчитаем базисный ток в точке K_3 :

$$I_{\text{баз.}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6},$$

$$I_{\text{баз.}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 87,47 \text{ кА.}$$

Базисное сопротивление в точке K_1 :

$$X_{\text{рез.б } 1} = X_{\text{с.б.}} + X_{\text{л.б.}}, \quad (22)$$

$$X_{\text{рез.б } 1} = 0,4 + 0,76 = 1,16 \text{ о. е.}$$

Ток короткого замыкания в точке K_1 :

$$I_{K_1} = \frac{E_6}{X_{\text{рез.б } 1}} \cdot I_6, \quad (23)$$

$$I_{K_1} = \frac{1}{1,16} \cdot 5,02 = 4,18 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке K_1 :

$$i_{\text{удар.}} = \sqrt{2} \cdot I_{K_1} \cdot K_{\text{удар.}}, \quad (24)$$

$$i_{\text{удар.}} = \sqrt{2} \cdot 5,02 \cdot 1,8 = 8,5 \text{ кА.}$$

Базисное сопротивление в точке K_2 :

$$X_{\text{рез.б } 2} = X_{\text{рез.б } 1} + X_{\text{тр.}(6)},$$

$$X_{\text{рез.б } 2} = 1,16 + 2,7 = 3,86 \text{ о. е.}$$

Ток короткого замыкания в точке К₂:

$$I_{K_2} = \frac{E_6}{X_{рез.6 2}} \cdot I_6,$$
$$I_{K_2} = \frac{1}{3,86} \cdot 15,6 = 4,04 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К₂:

$$i_{удар.} = \sqrt{2} \cdot I_{K_2} \cdot K_{удар.},$$
$$i_{удар.} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 4,04 = 10,97 \text{ кА.}$$

Базисное сопротивление в точке К₃:

$$X_{рез.6 3} = X_{рез.6 1} + X_{ТВ.(6)} + X_{ТН.(6)},$$
$$X_{рез.6 3} = 1,7 + 3,86 = 5,56 \text{ о. е.}$$

Ток короткого замыкания в точке К₃:

$$I_{K_3} = \frac{E_6}{X_{рез.6 3}} \cdot I_6,$$
$$I_{K_3} = \frac{1}{5,56} \cdot 87,47 = 15,73 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке К₃:

$$i_{удар.} = \sqrt{2} \cdot I_{K_3} \cdot K_{удар.},$$
$$i_{удар.} = \sqrt{2} \cdot 15,73 \cdot 1,92 = 42,71 \text{ кА.} \gg [1]$$

5.2 Расчет несимметричных токов К.З.

При расчете будем пользоваться известным методом несимметричных составляющих. При данном расчёте необходимо составить схему замещения электрической цепи: для прямой, обратной и нулевой последовательности, представлены на рисунках 6 и 7.

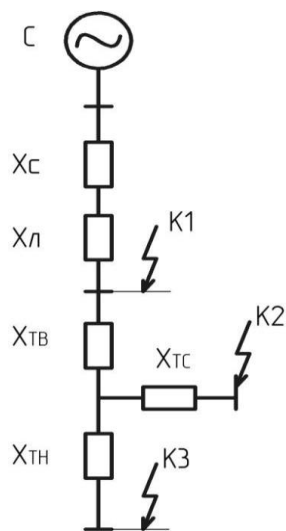


Рисунок 6 – Схема замещения для прямой и обратной последовательности

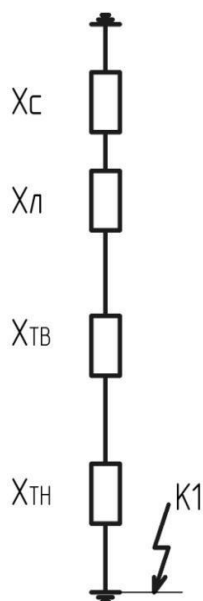


Рисунок 7- Схема замещения для нулевой последовательности.

1) В точке K1:

Попробуем упростить схему:

$$\begin{aligned} X_{1\text{сум.}} &= X_c + X_d, \\ X_{1\text{сум.}} &= 0,4 + 3,6 = 4 \text{ о. е.} \end{aligned} \quad (25)$$

$$\begin{aligned} X_{2\text{сум.}} &= X_{\text{ТВ}} + X_{\text{ТН}}, \\ X_{2\text{сум.}} &= 1,7 + 2,7 = 4,4 \text{ о. е.} \end{aligned} \quad (26)$$

Сократим схему замещения цепи, она представлена на рисунке 8:

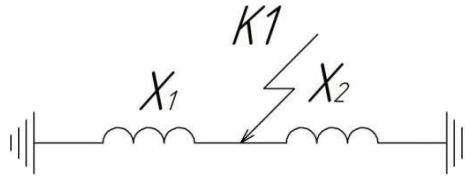


Рисунок 8– Упрощенная схема замещения электрической цепи

$$\begin{aligned} x_0 &= \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2}, \\ x_0 &= \frac{4 \cdot 4,4}{4 + 4,4} = 2,1 \text{ о. е.} \end{aligned} \quad (27)$$

Определим конечную схему замещения для нулевой последовательности электрической цепи, она представлена на рисунке 9:

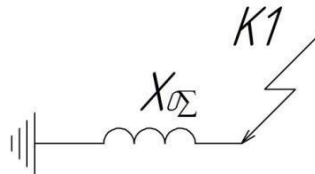


Рисунок 9- Конечная схема замещения нулевой последовательности

Вычислим добавочные коэффициенты сопротивления:

$$x_{\Delta} = x_{2 \text{ сум.}} + x_{0 \text{ сум.}} \quad (28)$$

$$x_{\Delta} = 2,1 + 1,16 = 3,26 \text{ о. е.},$$

$$x'_{\Delta} = x_{2 \text{ сум.}} = 1,16 \text{ о. е.}, \quad (29)$$

$$x''_{\Delta} = \frac{x_{2 \text{ сум.}} \cdot x_{0 \text{ сум.}}}{x_{2 \text{ сум.}} + x_{0 \text{ сум.}}}, \quad (30)$$

$$x''_{\Delta} = \frac{2,1 \cdot 1,16}{2,1 + 1,16} = 0,75 \text{ о. е.}.$$

$$x'''_{\Delta} = 0 \text{ о. е.} \quad (31)$$

Далее рассчитаем токи:

$$I' = m' \cdot \frac{E}{x_{1 \text{ сум.}} + x_{\Delta}} \cdot I_6, \quad (32)$$

$$I' = 3 \cdot \frac{1}{3,26 + 1,16} \cdot 5,02 = 3,5 \text{ кА},$$

$$I'' = m'' \cdot \frac{E}{x_{1 \text{ сум.}} + x''_{\Delta}} \cdot I_6,$$

$$I'' = 1,5 \cdot \frac{1}{0,75 + 1,16} \cdot 5,02 = 3,77 \text{ кА},$$

$$I''' = m''' \cdot \frac{E}{x_{1 \text{ сум.}} + x'_{\Delta}} \cdot I_6,$$

$$I''' = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{1,16 + 1,16} \cdot 5,02 = 3,75 \text{ кА}.$$

Для точки K_2 :

Рассчитаем сопротивления:

$$x_{0 \text{ сум.}} = x_c + x_{\text{ТН}} + x_{\text{ТВ}} + x_{\text{Л}},$$

$$x_{0 \text{ сум.}} = 0,4 + 3,6 + 2,7 + 1,7 = 8,4 \text{ о. е.}$$

Рассчитаем добавочные сопротивления:

$$\begin{aligned} X_{\Delta} &= x_{2 \text{ сум.}} + x_{0 \text{ сум.}}, \\ X_{\Delta} &= 8,4 + 1,16 = 9,56 \text{ о. е.}, \\ x_{\Delta}^{\cdot} &= x_{2 \text{ сум.}} = 1,16 \text{ о. е.}, \\ x_{\Delta}^{\ddot{}} &= \frac{x_{2 \text{ сум.}} \cdot x_{0 \text{ сум.}}}{x_{2 \text{ сум.}} + x_{0 \text{ сум.}}}, \\ x_{\Delta}^{\ddot{}} &= \frac{9,56 \cdot 1,16}{9,56 + 1,16} = 1,03 \text{ о. е.} \end{aligned}$$

Рассчитаем токи:

$$\begin{aligned} I^{\cdot} &= m^{\cdot} \cdot \frac{E}{x_{1 \text{ сум.}} + X_{\Delta}} \cdot I_6 \\ I^{\cdot} &= 3 \cdot \frac{1}{9,56 + 1,16} \cdot 15,6 = 4,37 \text{ кА}, \\ I^{\ddot{}} &= m^{\ddot{}} \cdot \frac{E}{x_{1 \text{ сум.}} + x_{\Delta}^{\ddot{}}} \cdot I_6 \\ I^{\ddot{}} &= 1,5 \cdot \frac{1}{1,03 + 1,16} \cdot 15,6 = 10,7 \text{ кА}, \\ I^{\text{'''}} &= m^{\text{'''}} \cdot \frac{E}{x_{1 \text{ сум.}} + x_{\Delta}^{\cdot}} \cdot I_6 \\ I^{\text{'''}} &= \sqrt{3} \cdot \frac{1}{1,16 + 1,16} \cdot 15,6 = 11,65 \text{ кА} \end{aligned}$$

Вывод. Произведен расчет токов коротких замыканий, благодаря чему можно провести выбор и дальнейший расчет электрического оборудования для понизительной подстанции.

6 Выбор электрооборудования ГПП «ВАЗ-Строительная»

Один из наиболее важных этапов в дипломной работе служит выбор электрооборудования. В связи с ростом мощности подстанции «ВАЗ-Строительная» старое, установленное в прошлом веке оборудования просто не справится, для нормальной работы подстанции необходимо заменить электрооборудование. Оборудование работает с конца 80-го года оно устарело и не может выполнять свои функции в настоящее время.

Для правильного выбора оборудования на подстанции важно учитывать перечень параметров, например, номинальные напряжение и ток, токи стойкости термической и электродинамической. Так же важно помнить об установке оборудования (внутренняя или наружная, открытая или закрытая), функциональность размещения, срок службы, а так же его стоимость и затраты на установку.

6.1 Выбор выключателей

Следует начать с выбора выключателя. Выключатель- это аппарат, служащий для включения или отключения цепей высокого напряжения в нормальных или аварийных режимах.

Для подстанции «ВАЗ-Строительная» для установки на стороне ВН наиболее подходящий стал элегазовый выключатель, Шведской фирмы АВВ марки LTD 145D₁/Bc пружинным приводом типа А BLK 222, представленный на рисунке 10.



Рисунок 10- Элегазовый выключатель с пружинным приводом типа VLK222c заводкой от электродвигателя.

Элегазовый выключатель LTB 145 имеет ряд преимуществ, таких как отключение емкостных токов без повторных зажиганий, за счет собственной прочности элегаза, низкий уровень шума, высокая надежность и качество сборки и материалов, выключатель способен работать в экстремальных условиях, простота монтажа и ввода в эксплуатацию, он сертифицирован и соответствует ГОСТ 687-78.

Определим соответствует ли данный выключатель нашим параметрам, сравним их с заводскими параметрами также занесем их в таблицу 5.

Таблица 5– Рассчитанные и заводские данные выключателя LTD 145D₁/B

LTD 145D ₁ /B	
Рассчитанные данные	Заводские данные
$U_{\text{ном.}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{мах.}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{мах.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{1,7 \cdot 115} = 287 \text{ А}$	$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ,}$ $U_{\text{мах.}} = 126$ $I_{\text{ном.}} = 3150$
$I_{\text{к.з.}} = 4,18 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.ток откл.}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{уд.}} = 8,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 50 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о.}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_{\alpha})$ $= 4,18^2 \cdot 0,05 + 0,05$ $= 1,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл.}} = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный выключатель LTD145D₁/B подходит по всем параметрам и условиям, соответственно принимается к установке.

Таким же образом рассчитаем и сравним расчетные данные с данными производителя для выключателя на стороне среднего напряжения 35 кВ (СН), выгодным вариантом станет элегазовый выключатель шведской фирмы АВВ марка выключателя ОВН 36 для напряжения 35 кВ, полученные показатели запишем в таблицу 6.

Таблица 6– Расчетные и каталожные данные для выключателя ОВН 36

Элегазовый выключатель для СН стороны- ОВН 36	
Рассчитанные данные	Заводские параметры
$U_{\text{ном.}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 36 \text{ кВ}$

Продолжение таблицы 6

Рассчитанные данные	Заводские параметры
$I_{\max.} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max.T}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{40000}{1,7 \cdot 37} = 890,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном.ток откл.}} = 1250 \text{ кА}$
$i_{\text{к.з.}} = 4,04 \text{ кА}$	$I_{\text{к.з.}} = 25 \text{ кА}$
$i_{\text{уд.}} = 10,97 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 31,5 \text{ кА}$
$W_K = I_{\text{н.о.}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_a)$ $W_K = 4,04^2 \cdot 0,08 + 0,05$ $W_K = 3,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл.}} = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель ОВН 36 для стороны 35 кВ полностью подходит под необходимые параметры и условия его эксплуатации, также принимается к установке.

Аналогичным образом сделаем расчет и сравним полученные значения с данными из каталога для выключателя на стороне низкого напряжения 6 кВ (НН). Подходящим выключателем станет уже вакуумный выключатель марки VF12 российского производства фирмы «Элтехника». Рассчитанные и заводские параметры запишем в таблицу 7.

Таблица 7- Рассчитанные и заводские данные выключателя VF12

Вакуумный выключатель для НН стороны 6 кВ- VF12	
Рассчитанные данные	Заводские параметры выключателя
$U_{\text{ном.}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сет.}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\max.} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max.T}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{22310}{1,7 \cdot 6,3}$ $= 2916 \text{ А}$	$I_{\text{ном.ток откл.}} = 3150 \text{ кА}$
$i_{\text{к.з.}} = 15,73 \text{ кА}$	$I_{\text{к.з.}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{уд.}} = 42,71 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 81 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 7

Рассчитанные данные	Заводские параметры выключателя
$B_k = I_{n.o.}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a)$ $= 15.73^2 \cdot 0,07 + 0,12$ $= 17.44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл.} = 81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Российский выключатель VF12 для стороны низкого напряжения 6 кВ подходит под все необходимые параметры и условиям его эксплуатации и принимается к установке на подстанции.

6.2 Выбор разъединителей

«Разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков цепи высокого напряжения, токов Х.Х. трансформаторов, зарядных токов ВЛ, а также заземления отключенных участков с помощью стационарных заземлителей.

Разъединители изготавливаются в климатическом исполнении УХЛ-1 по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1» [2]:

- высота над уровнем моря не более 1000м;
- максимальная рабочая температура +40 С;
- минимальная рабочая температура –60 С;
- условия гололёда не более 20 мм.

Выполним расчёт данных и сравним значения с заводскими параметрами разъединителей сразу для всех сторон напряжений, запишем полученные значения в таблицу 8.

Таблица 8- Рассчитанные и заводские параметры разъединителя для ВН стороны РГН-110/1000 УХЛ-1 на стороне ВН.

Рассчитанные	Заводские данные
$U_{\text{ном.}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сет.}} = 110 \text{ кВ,}$
$I_{\text{мах.}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{мах.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{1,7 \cdot 115}$ $= 287 \text{ А}$	$I_{\text{ном.}} = 2000$
$I_{\text{к.з.}} = 4,18 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.ток откл.}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{уд.}} = 8,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 100 \text{ кА}$

Разъединитель для высокой стороны 110 кВ (ВН) удовлетворяет всем параметрам и условиям эксплуатации, принимается к установке.

Произведем расчет и сравним данные с каталожными параметрами выключателя для средней (СН) стороны 35 кВ, запишем полученные значения в таблицу 9.

Таблица 9- Рассчитанные и заводские параметры РГН-35/1000 УХЛ-1.

Рассчитанные данные	Заводские параметры
$U_{\text{ном.}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сет.}} = 36 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах.}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{мах.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{1,7 \cdot 37}$ $= 890,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном.ток откл.}} = 1000 \text{ кА}$
$i_{\text{к.з.}} = 4,04 \text{ кА}$	$I_{\text{к.з.}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{уд.}} = 10,97 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 16 \text{ кА}$

Разъединитель РГН-35/1000 для СН стороны 35 кВ удовлетворяет всем параметрам и условиям эксплуатации и принимается для установки.

6.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока необходим для передачи сигнала измеренных данных приборам измерения, устройствам релейной защиты (РЗА), сигнализации и управления в электрических сетях. Трансформаторы предназначены для наружной установки в открытые распределительные устройства (ОРУ) и выполнении по климатическому исполнению УХЛ-1 [18].

Для стороны высокого напряжения (ВН) выберем трансформатор российского производства ТОЛ-110 Ш-3. Трансформатор тока представлен на рисунке

Трансформатор тока российского производства ТОЛ-110Ш-3 проверяется и рассчитывается по некоторым параметрам.

«Номинальное напряжение сети:

$$U_{\text{ном.}} \leq U_{\text{ном.сет.}},$$
$$110\text{кВ} \leq 110\text{кВ}.$$

Номинальный ток:

$$I_{\text{ном.}} \leq I_{\text{ном.}}^1,$$
$$I_{\text{ном.}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$
$$I_{\text{ном.}} = \frac{40000}{1,7 \cdot 115} = 204 \text{ А},$$
$$204 \text{ А} \leq 1000\text{А},$$

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

$I_{\text{ном.}}^1$ - номинальный первичный ток трансформатора тока (из каталожных данных).

Электродинамическая стойкость:

$$I_{уд.} \leq I_{эд.ст.},$$
$$8,5 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}.$$

Термическая стойкость:

$$B_K \leq I_{T.}^2 \cdot t_{откл.},$$
$$B_K = I_{n.o.}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a), \quad (33)$$
$$B_K = I_{n.o.}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a) = 1,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$
$$I_{T.}^2 \cdot t_{откл.} = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$
$$1,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Трансформатор тока подходит по всем параметрам и условиям и принимается к установке» [19].

«Для стороны СН подойдет трансформатор тока ТЛО-35, проверим его по следующим параметрам.

Номинальное напряжение:

$$U_{ном.} \leq U_{ном.сет.},$$
$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

Номинальный ток:

$$I_{ном.} \leq I_{ном.}^1,$$
$$I_{ном.} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$
$$I_{ном.} = \frac{40000}{1,7 \cdot 37} = 635 \text{ А},$$
$$635 \text{ А} \leq 1600 \text{ А},$$

где $I_{\text{НОМ.}}$ - номинальный рабочий (расчетный) первичный ток трансформатора тока;

$I_{\text{НОМ.}}^1$ - номинальный первичный ток трансформатора тока (из каталожный данных).

Электродинамическая стойкость:

$$I_{\text{уд.}} \leq I_{\text{эд.ст.}},$$
$$10,97 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}.$$

Термическая стойкость:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т.}}^2 \cdot t_{\text{откл.}},$$
$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о.}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_a),$$
$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о.}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_a) = 3,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$
$$I_{\text{Т.}}^2 \cdot t_{\text{откл.}} = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$
$$3,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Трансформатор тока подходит по всем параметрам и условиям и принимается к установке.

Трансформатор тока на стороне НН выберем ТЛО-10 и с помощью расчетов проверим его по следующим параметрам.

Номинальное напряжение:

$$U_{\text{НОМ.}} \leq U_{\text{НОМ.сет.}},$$
$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Номинальный ток:

$$I_{\text{НОМ.}} \leq I_{\text{НОМ.}}^1,$$

$$I_{\text{НОМ.}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}$$

$$I_{\text{НОМ.}} = \frac{22310}{1,7 \cdot 6,6} = 2916 \text{ А,}$$

$$2916 \text{ А} \leq 3000 \text{ А,}$$

где $I_{\text{НОМ.}}$ - номинальный рабочий (расчетный) первичный ток трансформатора тока;

$I_{\text{НОМ.}}^1$ - номинальный первичный ток трансформатора тока (из каталожный данных).

Электродинамическая стойкость:

$$I_{\text{уд.}} \leq I_{\text{Эд.ст.}}$$

$$42,71 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

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

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о.}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_{\text{а}}),$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о.}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_{\text{а}}) = 17,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

$$I_{\text{Т.}}^2 \cdot t_{\text{откл.}} = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

$$17,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 40 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Трансформатор тока подходит по всем параметрам и условиям и принимается к установке.» [15]

6.4 Выбор трансформаторов напряжения

«Трансформатор напряжения — это отдельный вид трансформатора, который служит для преобразования высокого напряжения (ВН) от бкв и

больше в низкое напряжение (НН) как правило в 100 В» [20]. Он разделяет цепи в релейной защите и применяется там, где невозможно подключить измерительные приборы напрямую к электроустановкам.

Правильный выбор трансформатора важен, так как он отвечает за цепь и должен оказывать на него минимальное влияние для точной работы измерительных приборов, а также за их сохранность.

Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1 применяется на напряжении 110 кВ и представляет собой однофазный электромагнитный преобразователь некаскадного типа. Имеет антирезонансное воздействие на оборудование, благодаря чему измерительные приборы могут точно выполнять свои функции.

Выполнить проверку данного трансформатора напряжения возможно по некоторым параметрам.

Номинальное напряжение:

$$U_{\text{ном.}} \leq U_{\text{ном.сет.}},$$
$$110\text{кВ} \leq 110\text{кВ}.$$

Вторичная нагрузка:

$$S_{\text{втор.сумм.}} \leq S_{\text{втор.ном.}}$$

где $S_{\text{втор.сумм.}}$ - нагрузка всех измерительных приборов;

$S_{\text{втор.ном.}}$ - полная номинальная мощность нагрузки.

«Вторичную нагрузку трансформатора напряжения удобней вычислить при помощи таблицы 10 и 11.

Таблица 10- Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы, включенные в трансформатор	Вид	Мощность ВА	Количество установленных приборов, n	Общая мощность ВА
Вольтметр фазный	Э-335	10	2	20
Вольтметр	Э-335	3	2	6
Варметр	Д-335	1,5	2	3
Ваттметр	Д-335/1	1,5	2	3
Счетчик активной энергии	Меркурий 230 AR	2,5	2	5
Счетчик реактивной энергии	Меркурий 230AR	2,5	2	5
Итого:			42	

Таблица 11- Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные	Паспортные данные
U=110кВ	U= 110кВ
S= 42 ВА	S= 200 ВА

Трансформатор напряжение подходит и применяется к установке.» [3]

Трансформатор для напряжения 35 кВ НАМИ-35 УХЛ1 так же выполним для него проверку.

Номинальное напряжение:

$$U_{\text{ном.}} \leq U_{\text{ном.сет.}},$$

$$35\text{кВ} \leq 35\text{кВ}.$$

Вторичная нагрузка:

$$S_{\text{втор.сумм.}} \leq S_{\text{втор.ном.}},$$

где $S_{\text{втор.сумм.}}$ - нагрузка всех измерительный приборов;

$S_{\text{втор.ном.}}$ - полная номинальная мощность нагрузки.

Вторичную нагрузку трансформатора напряжения удобней вычислить при помощи таблицы 12 и 13.

Таблица 12- Вторичная нагрузка трансформатора напряжения и приборы, подключенные в него

Измерительные приборы, включенные в трансформатор	Марка прибора	Мощность прибора, ВА	Количество установленных приборов, п	Общая мощность приборов ВА
Вольтметр фазный	Э-335	10	2	20
Вольтметр	Э-335	3	2	6
Варметр	Д-335	1,5	2	3
Ваттметр	Д-335/1	1,5	2	3
Счетчик активной энергии	Меркурий 230 AR	2,5	2	5
Счетчик реактивной энергии	Меркурий 230 AR	2,5	2	5
Итого:				42

Таблица 13- Рассчитанные и заводские данные

Рассчитанные параметры	Данные из каталога производителя
U=35кВ	U= 36кВ
S= 42 ВА	S= 200 ВА

Трансформатор напряжения удовлетворяет условиям его эксплуатации и принимается к установке.

Выбираем трансформатор напряжение НАМИ-10(6)-95 УХЛ2 на стороне низкого (НН) 6кВ напряжения по следующим параметрам.

Номинальное напряжение:

$$U_{\text{ном.}} \leq U_{\text{ном.сет.}}$$

$$6\text{кВ} \leq 6\text{кВ.}$$

Вторичная нагрузка:

$$S_{\text{втор.сумм.}} \leq S_{\text{втор.ном.}}$$

где $S_{\text{втор.сумм.}}$ - нагрузка всех измерительных приборов;

$S_{\text{втор.ном.}}$ - полная номинальная мощность нагрузки.

Вторичную нагрузку трансформатора напряжения лучше и удобнее всего определять с помощью таблицы 14 и 15.

Таблица 14- Вторичная нагрузка трансформатора напряжения и приборы, подключенные к нему

Измерительные приборы, включенные в трансформатор	Марка прибора	Мощность прибора, ВА	Количество установленных приборов, n	Общая мощность прибора, ВА
Вольтметр фазный	Э-335	10	2	20
Вольтметр	Э-335	3	2	6
Варметр	Д-335	1,5	2	3
Счетчик активной энергии	Меркурий 230 AR	2,5	11	27.5
Счетчик реактивной энергии	Меркурий 230 AR	2,5	11	27.5
Счетчик активной энергии	Меркурий 230 AR	2,5	11	27.5
Счетчик активной энергии				

Таблица 15- Рассчитанные и заводские параметры, данные производителем

Рассчитанные данные	Заводские параметры производителя
U=6кв	U= 6кв

Продолжение таблицы 15

Рассчитанные данные	Заводские параметры производителя
S= 87 ВА	S= 200 ВА

Трансформаторы на все напряжения прошли проверку и подходят к установке.

6.5 Выбор предохранителей

Выбор предохранителей так же важный шаг при проектировании и (или) реконструкции подстанции, предохранители используют для защиты трансформаторов напряжения. Предохранители так же выбираются по нескольким параметрам:

- напряжение установки $U_{\text{ном.}} \leq U_{\text{ном.сет.}}$;
- рабочий ток $I_{\text{р.}} \leq I_{\text{ном.}}$;
- ток отключения $I_{\text{n.o.}} \leq I_{\text{н.1.}}$;
- номинальное напряжение сети:

$$110\text{кВ} \leq 110 \text{ кВ},$$

$$35\text{кВ} \leq 35 \text{ кВ},$$

$$6\text{кВ} \leq 6 \text{ кВ}.$$

- ток отключения:

$$4,18\text{кВ} \leq 31,5 \text{ кВ},$$

$$4,04\text{кВ} \leq 25 \text{ кВ},$$

$$15,73\text{кВ} \leq 20 \text{ кВ}.$$

Выбираем предохранители типа:

- ПKN 001-110 У1 для стороны высокого напряжения (ВН) 110 кВ,
- ПKN 001-35 У1 для стороны среднего напряжения (СН) 35 кВ,
- ПНК 001-6 У1 для стороны низкого напряжения (НН) 6 кВ.

Предохранители подходят по всем условиям и параметрам это означает правильность выбора.

6.6 Выбор ограничителей перенапряжения

Возьмем из каталожных данных производителя ниже перечисленные ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН):

Для ВН (110 кВ) стороны:

-ОПН-РК-110-10-760;

Для СН (35 кВ) стороны:

-ОПН-РК-35-10-760;

Для НН (6 кВ) стороны:

-ОПН-РК-6-250.

Все ограничители перенапряжения (ОПН) выполнены в одном климатическом исполнении – УХЛ1.

6.7 Выбор гибких шин и проводов

В распределительных устройствах выше 35 кВ применяются гибкие шины, провода марки АС – неизолированный сталеалюминевый провод.

«Выбор токоведущих частей на ВН стороне 110 кВ:

Определим расчетные токи в продолжительных режимах:

$$I_{\text{НОМИН.}} = \frac{S_{\text{НОМИН.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}$$

$$I_{\text{НОМИН.}} = \frac{40000}{1,7 \cdot 115} = 204 \text{ А.}$$

$$I_{\text{МАХ.}} = 1,4 \cdot I_{\text{НОМИН.}}$$

$$I_{\text{МАХ.}} = 1,4 \cdot 204 = 287 \text{ А.}$$

Далее определяем экономическую плотность тока при $T_{\text{МАКС.}} = 7200$ ч:

$$j_{\text{эк.}} = 1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$$

Определим сечение токоведущих алюминиевых шин по экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{\text{НОМИН.}}}{j_{\text{эк.}}}, \quad (34)$$

$$S = \frac{204}{1} = 204 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод марки АС– 240/56, площадь поперечного сечения – $S = 240 \text{ мм}^2$, $d = 22,4$, $I_{\text{дон.}} = 610 \text{ А}$, расстояние между соседними фазами 250 см.

Посмотрим провода по длительности допустимому токи по условию нагрева» [4]:

$$I_{\text{мах.}} \leq I_{\text{доп.}}$$

$$287 \text{ А} \leq 610 \text{ А.}$$

Небронированные провода расположены снаружи, поэтому производить расчет термической стойкости не нужно.

«Электродинамическая стойкость так же не рассчитывает, потому что $I_{n,0} \leq 20 \text{ кА}$.

Проверка по условиям коронного разряда:

Вычислим начальную критическую напряженность электрического поля:

$$E_o = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (35)$$

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,12}}\right) = 31,87 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

Вычислим напряженность электрического поля возле провода» [5]:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{НОМИН.}}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср.г.}}}{r_0}}, \quad (36)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,12 \cdot \lg \frac{315}{1,12}} = 14,84.$$

$$D_{\text{ср.г.}} = 1,26 \cdot D,$$

$$D_{\text{ср.г.}} = 1,26 \cdot 250 = 315 \text{ см.}$$

Определим отсутствие короны:

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

$$1,07 \cdot 14,84 \leq 0,9 \cdot 31,87$$

$$15,43 \leq 28,68$$

Все условия выполняются, поэтому принимаем решение в виде токоведущей части провод марки АС-240/56.

«Выбор токоведущей части на стороне СН 35 кВ:

Ошиновка будет выполнена жесткими шинами.

Определим расчетные токи в продолжительных режимах» [6] :

$$I_{\text{НОМИН.}} = \frac{S_{\text{НОМИН.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}},$$

$$I_{\text{НОМИН.}} = \frac{40000}{1,7 \cdot 37} = 635 \text{ А.}$$

$$I_{\text{МАХ.}} = 1,4 \cdot I_{\text{НОМИН.}}$$

$$I_{\text{МАХ.}} = 1,4 \cdot 635 = 890 \text{ А.}$$

Далее определяем экономическую плотность тока при $T_{\text{МАКС.}} = 7200$ ч:

$$j_{\text{ЭК.}} = 1 \frac{\text{А}}{\text{ММ}^2}$$

Определим сечение токоведущих шин по экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{\text{НОМИН.}}}{j_{\text{ЭК.}}},$$
$$S = \frac{635}{1} = 635 \text{ мм}^2.$$

«Выбираем шину марки АД31Т (80x8)мм², площадь поперечного сечения – S= 640мм², напряжение в материале шине – $\sigma_{\text{доп.}} = 90 \text{ МПа}$, $I_{\text{дон.}} = 1320 \text{ А}$.

Посмотрим шины по длительности допустимому токи по условию нагрева:

$$I_{\text{макс.}} \leq I_{\text{доп.}}$$
$$635 \text{ А} \leq 1320 \text{ А}$$

Вычислим момент инерции:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \tag{37}$$
$$J = \frac{8^3 \cdot 0,8}{12} = 34,1 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

Вычислим массу шины на единицу длины:

$$m = \delta \cdot S \cdot l, \tag{38}$$
$$m = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 0,8 \cdot 8 \cdot 100 = 1,7 \frac{\text{КГ}}{\text{М}}.$$

Вычислим собственную частоту колебаний:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l_{\text{пр.}}^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}, \tag{39}$$

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,4^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^7 \cdot 34,1 \cdot 10^{-8}}{1,7}} = 198 \text{ гц,}$$

где $E = 7 \cdot 10^3 \text{ Па}$ – упругость материала;

$l_{\text{пр.}} = 1,45$ – длина пролета между изоляторами;

$r_1 = 4,73$ – параметр собственной частоты шины.

Вычислим момент сопротивления» [7]:

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6}, \quad (40)$$

$$W = \frac{8 \cdot 0,8^2}{6} = 0,85 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Вычислим максимальное напряжение в материале шины при трехфазном коротком замыкании:

$$\sigma_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot I_{\text{пр.}}^2 \cdot I_{\text{уд.}}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_{\text{расп.}}}{\lambda \cdot W \cdot a}, \quad (41)$$

$$\sigma_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4^2 \cdot (10,97 \cdot 10^3)^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 8,5 \cdot 10^{-6} \cdot 0,22} = 1,82 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны:

$$\sigma_{\text{раб.}} = 1,82 \text{ МПа} \leq \sigma_{\text{доп.}} = 90 \text{ МПа}$$

По итогу всех вычислений определили, что алюминиевые шины марки АД31Т 80x8 мм² полностью удовлетворяют условиям.

Выбор токоведущей части на стороне НН 6 кВ:

Определим расчетные токи в продолжительных режимах:

$$I_{\text{номин.}} = \frac{S_{\text{номин.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}},$$

$$I_{\text{номин.}} = \frac{16150}{1,7 \cdot 6,6} = 1440 \text{ А.}$$

$$I_{\text{мах.}} = 1,4 \cdot I_{\text{номин.}}$$

$$I_{\text{мах.}} = 1,4 \cdot 1440 = 2000 \text{ А.}$$

Далее определяем экономическую плотность тока при $T_{\text{макс.}} = 7200$ ч:

$$j_{\text{эк.}} = 1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$$

Определим сечение токоведущих шин по экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{\text{номин.}}}{j_{\text{эк.}}},$$
$$S = \frac{1440}{1} = 1440 \text{ мм}^2.$$

«Выбираем шину марки АД31Т (80x10)мм², напряжение в материале шине – $\sigma_{\text{доп.}} = 90$ МПа, $I_{\text{дон.}} = 1900$ А.

Посмотрим шины по длительности допустимому токи по условию нагрева:

$$I_{\text{мах.}} \leq I_{\text{доп.}}$$

$$1440 \text{ А} \leq 1900 \text{ А.}$$

Вычислим минимальное сечение токоведущий шины:

$$S_{\text{min.}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T},$$

$$S_{\text{min.}} = \frac{\sqrt{50,9 \cdot 10^6}}{90} = 79,27 \text{ мм}^2,$$

$$S_{\text{min.}} = 1440 \text{ мм}^2 \geq S_{\text{ш}} = 79,27 \text{ мм}^2.$$

Вычислим момент инерции:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12},$$
$$J = \frac{1 \cdot 8^3}{12} = 42,67 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

Вычислим массу шины на единицу длины:

$$m = \delta \cdot S \cdot l,$$
$$m = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 10 \cdot 8 \cdot 100 = 2,16 \frac{\text{кг}}{\text{м}}.$$

Вычислим собственную частоту колебаний:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l_{\text{пр.}}^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}},$$
$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,4^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^7 \cdot 34,1 \cdot 10^{-8}}{1,7}} = 198 \text{ Гц}$$

где $E = 7 \cdot 10^7 \text{ Па}$ – упругость материала;

$l_{\text{пр.}} = 1,45$ – длина пролета между изоляторами;

$r_1 = 4,73$ – параметр собственной частоты шины.

Вычислим момент сопротивления:

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6},$$
$$W = \frac{1 \cdot 8^2}{6} = 11,67 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Вычислим максимальное напряжение в материале шины при трехфазном коротком замыкании» [8]:

$$\sigma_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot I_{\text{пр.}}^2 \cdot I_{\text{уд.}}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_{\text{расп.}}}{\lambda \cdot W \cdot a},$$

$$\sigma_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4^2 \cdot (42,71 \cdot 10^3)^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 11,67 \cdot 10^{-6} \cdot 0,22} = 20,65 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны:

$$\sigma_{\text{раб.}} = 20,65 \text{ МПа} \leq \sigma_{\text{доп.}} = 90 \text{ МПа}$$

По итогу всех вычислений определили, что алюминиевые шины марки АД31Т 80x10мм² полностью удовлетворяют условиям.

Вывод. Произвели выбор всего электрооборудования для понизительной подстанции. Для высокой (ВН) стороны на 110 кВ выбрали гибкую ошиновку, а именно провод марки АС-240/56, провод небронированный поэтому не производили расчет термической стойкости. Для средней (СН) стороны 35 кВ выбрали уже жесткую ошиновку в виде алюминиевой шины марки АД31Т (80x8) мм² площадью поперечного сечения 640 мм². Для низки (НН) стороны 6 кВ выбрали так же жесткую ошиновку алюминиевой шиной марки АД31Т (80x10) мм², определили расчетные токи в продолжительных режимах. В итоге все шины подходят по произведенным расчетам и условиям их дальнейшей эксплуатации.

7 Релейная защита подстанции «ВАЗ-Строительная»

Релейная защита является важнейшим видом автоматики, она обеспечивает точную, самое главное бесперебойную работу всей энергосистемы, предотвращает выход из строя силового оборудования, либо повреждение с меньшими потерями. Сама релейная защита представляет из себя немалый комплекс различных автоматических устройств, который находит поврежденный элемент и выключает его из сети.

В ходе работы релейная защита бесперебойно контролирует участки, на которых она установлена, для того чтобы во время работы выявить появившиеся повреждения и отреагировать на них.

7.1 Расчет релейной защиты

Для защиты подстанции будет отвечать современная РЗ в виде микропроцессорных терминалов типа БЭ2704 и электромеханических реле на базе «ЭКРА» российского Чебоксарского производства, не уступающая по качеству исполнения зарубежным.

«Релейная защита будет выступать в роли главной защиты силового трансформатора на высокой стороне.

Рассчитаем дифференциальную токовую защиту:

Общие уставки:

Номинальные токи для всех видов напряжений:

$$I_{\text{номин.первич.}} = \frac{S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номин.ср.}}},$$

где $S_{\text{ном.}}$ - мощность на стороне трансформатора;

$U_{\text{номин.ср.}}$ - напряжение среднего регулирования» [21].

Расчет вторичных номинальных токов сторон трансформатора:

$$I_{\text{втор.номин.}} = \frac{I_{\text{пер.номин.}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тр.}}}, \quad (42)$$

где $K_{\text{сх}}$ - коэффициент схемы;

$K_{\text{тр.}}$ - коэффициент трансформации;

Вычисленные токи выступают в качестве основных токов для каждой стороны трансформатора. Расчеты занесены в таблицу 16.

Таблица 16 – Уставки релейной защиты для силовых трансформаторов на базе микропроцессорных терминалах «ЭКРА»

Релейная защита	Параметры	Высокая стороны	Средняя сторона	Низкая сторона
Первичный ток на стороне трансформатора, А	Первичный Номинальный ток	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38.5} = 600$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6.6} = 3500$
Схема присоединения трансформатора тока	звезда треугольник	звезда	треугольник	треугольник
Коэффициенты трансформации	$K_{\text{тр.}}$	300/5	600/5	3500/5
Вторичный ток, А	$I_{\text{втор.номин.}}$	$\frac{201 \cdot 1}{60} = 3.35$	$\frac{600 \cdot 1}{120} = 4,99$	$\frac{3500 \cdot 1}{700} = 4,99$
Значение уставок	$I_{\text{ср}}$	3,35	4,99	4,99
РПН,% 14				

Вычисленные данные номинального вторичного тока берутся в качестве базисных значений, которые соответствуют сторонам трансформатора.

Разрешенный диапазон базисных значений вторичного тока от 1,01 до 10,00 А. По таблице видно, что данное условие выполняется.

«Дальше выполним расчет чувствительной дифференциальной защиты ДЗТ-2.

Базовая уставка дифференциального тока срабатывания на горизонтальном участке без торможения $I_{д1}/I_{баз.}$

$$\frac{I_{диф.}}{I_{баз.}} \geq K_0 \cdot I_{нб.отн.}$$

где $K_0=1,2$ - коэффициент отстройки;

$I_{нб.отн.}$ - относительный ток небаланса.

Относительный ток небаланса рассчитывает по следующей формуле:

$$I_{нб.отн.} = K_{пр.} \cdot K_{однт.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{доб.}, \quad (43)$$

где $K_{пр.}=2,5$ – коэффициент переходного режима;

$K_{однт.}=1,0$ - коэффициент однотипности;

ε - 0,05 – значение относительной полной погрешности;

$\Delta U_{РПН}= 0,14$ - полный размах РПН;

$\Delta f_{доб.}=0,04$ - добавочная поправка на неточные данные номинальных токов всех сторон трансформатора.

Коэффициент торможения

Дифференциальный ток, который равен току небаланса находится по формуле:

$$I_{\text{диф.}} = I_{\text{нб.отн.}} = (K_{\text{пр.}} \cdot K_{\text{однт.}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб.}}) \cdot I_{\text{СКВ}}, \quad (44)$$

где $\varepsilon = 0,1$ - значение полной погрешности трансформатора тока (ТТ).

Тормозной ток вычисляется по формуле:

$$I_{\text{торм.}} = \frac{(I_{\text{СКВ}} + I_{\text{СКВ}} - I_{\text{диф.}})}{2} \quad (45)$$

Коэффициент уменьшения тормозного тока:

$$K_{\text{ум.т.}} = \frac{I_{\text{торм.}}}{I_{\text{СКВ.}}} = 1 - 0,5 \cdot (K_{\text{пр.}} \cdot K_{\text{однт.}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб.}}), \quad (46)$$

$$K_{\text{ум.т.}} = \frac{I_{\text{торм.}}}{I_{\text{СКВ.}}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.отн.}}$$

Есть шанс срабатывания реле во время прохождения сквозного тока, для предотвращения этого коэффициент торможения в процентах определяется по выражению:

$$K_{\text{т.}} \geq \frac{100 \cdot I_{\text{диф.}}}{I_{\text{торм.}}} = 100 \cdot K_{\text{ост.}} \cdot I_{\text{нб.отн.}}$$

Вторая точка излома тормозной характеристики - $I_{\text{дг2}}/I_{\text{дг1}}$ » [9].

Исходя из каталожных данных и широкого практического опыта в использовании, рекомендуется использовать уставку в диапазоне 12-15 %.

Данные уставок занесём в таблицу 17.

Таблица 17 – Уставки ДЗТ-2

Параметры уставки	Определение	Числовые значения
Ток небаланса	$I_{\text{нб.отн.}}$	0,425
Уставка срабатывания	$\frac{I_{\text{диф.}}}{I_{\text{баз.}}} \geq K_o \cdot I_{\text{нб.отн.}}$	0,51
Выбранное значение	0,3-1,0	0,5
Расчетный коэффициент торможения %	$K_{\text{т.}}$	46.6
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{\text{ум.т.}}$	0,801
Выбранное значение уставки коэффициента торможения, %	10-100%	55
Значение уставки второй точки излома	1,0-2,0	1,6
Значение уставки блокировки по второй гармонике	0,06-020	0,15

Расчет дифференциальной токовой отсечки (ДЗТ-1)

Отстройка токов вычисляется по формуле:

$$\frac{I_{\text{диф.}}}{I_{\text{баз.}}} \geq K_o \cdot (K_{\text{пр.}} \cdot K_{\text{однт.}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб.}}) \cdot I_{\text{к.з.ВН.макс.}}$$

где $K_o=1,5$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{пр.}}=3,0$ – коэффициент переходного режима

Вычисления дифференциальной защиты ДЗТ-1 внесен в таблицу 18.

Таблица 18– Уставки ДТЗ-1

Уставки	Определение	Значения
Максимальный ток короткого замыкания на стороне высокого напряжения, А	$I_{к.з.ВН.макс}$	15730
Ток небаланса при внешнем к.з., А	$\frac{I_{диф.}}{I_{баз.}}$	10,03
Максимальный расчетный ток к.з., А	$\frac{I_{к.з.ВН.макс}}{I_{ВН.номин.}}$	53,94
Выбранные значения	Диапазон от 4 до 30	28

«Сигнализация в плечах дифференциальной защиты ДЗТ-3.

В данном случае уставка по току меньше минимальной уставки ДЗТ-2. Исходя из этого уставка по времени определяется, порядка нескольких секунд, для того чтобы было время выявить неисправность в цепи электроснабжения» [10].

Вывод. Произведен выбор и расчет релейной защиты на базе микропроцессорных контролеров российского производства «ЭКРА». По итогу расчета релейная защита полностью удовлетворяет предъявляемым к ней условиям эксплуатации и принимается к установке.

8 Расчет собственные нужд подстанции

С учетом схемы подстанции на ней будет установлена два силовых трансформатора, в свою очередь в такой схеме необходимо установить и два трансформатора для собственных нужд на подстанции, нужно такое решения для бесперебойной работы оборудования на подстанции. Мощность трансформатора собственных нужно вычисляется с помощью нагрузки оборудования и с учетом возможной перегрузки на время работы, в случае выхода из строя другого трансформатора, запишем оборудование таблица 19.

«Таблица 19- Оборудование подстанции для собственных нужд.

Потребители	Мощность оборудования, кВт		
	Количество, шт	Удельная мощность, кВт/ед.	Общая мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов	2	4	8
Подогрев автоматических выключателей 110 кВ	2	1,5	3
Подогрев автоматических выключателей 35 кВ	2	1,5	3
Подогрев автоматических выключателей 6 кВ	5	1,2	6
Подогрев шкафов на участке – КРУН-6	10	1	10
Подогрев шкафов релейной защиты и автоматики	1	1	1
Отопление, освещение, вентиляция КРУН-6 кВ	1	4	4
Отопление, вентиляция	1	50	50

Продолжение таблицы 19

Потребители	Мощность оборудования, кВт		
	Количество, шт	Удельная мощность, кВт/ед.	Общая мощность, кВт
Освещение участка ОРУ 35 кВ	1	2	2
Освещение участка ОРУ 110кВ	1	2	2
АСКУЭ	1	0,1	0,1
Видеонаблюдение	5	0,2	1
Итого:			89,1
С учетом коэффициента загрузки - 0,7			
Всего:			62,37

Выбираем трансформатор ТМГ-100/6 для собственных нужд» [11].

Вывод. Выбрав необходимое электрооборудование, произвели расчет собственного потребления электроэнергии на понизительной подстанции. Для питания собственных нужд выбрали и приняли к установке трансформатор типа ТМГ-100/6.

9 Расчет заземления подстанции «ВАЗ-Строительная»

Заземление – важная часть в проектировании и (или) реконструкции подстанции, заземление представляет собой соединение нетоковедущих металлических частей электроустановок с землей.

Расчет заземляющего устройства производится исходя из допустимого сопротивления $R_{\text{доб.з.}} = 0,5 \text{ Ом}$ и предельному допустимому напряжению прикосновения $U_{\text{пред.доп.}}$.

Грунт представляет собой супесок-рыхлая, порода, по II климатической зоне. Удельное сопротивление грунта $\rho_1 = \rho_2 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Толщина верхнего слоя II климатической зоны составляет $h_1 = h_2 = 2 \text{ м}$.

«Параметры подстанции – $100 \times 50 \text{ м}$, $S=5000 \text{ м}^2$, периметр $P=300 \text{ м}$. Глубина в которой проложат электроды $h=0,5 \text{ м}$, расстояние между полосками 20 м , длина вертикальных электродов $l_{\text{верт.}} = 3 \text{ м}$.

Вертикальные электроды устанавливаются по периметру подстанции в местах пересечения контурных и внутренних проводников, рисунок 11» [12].

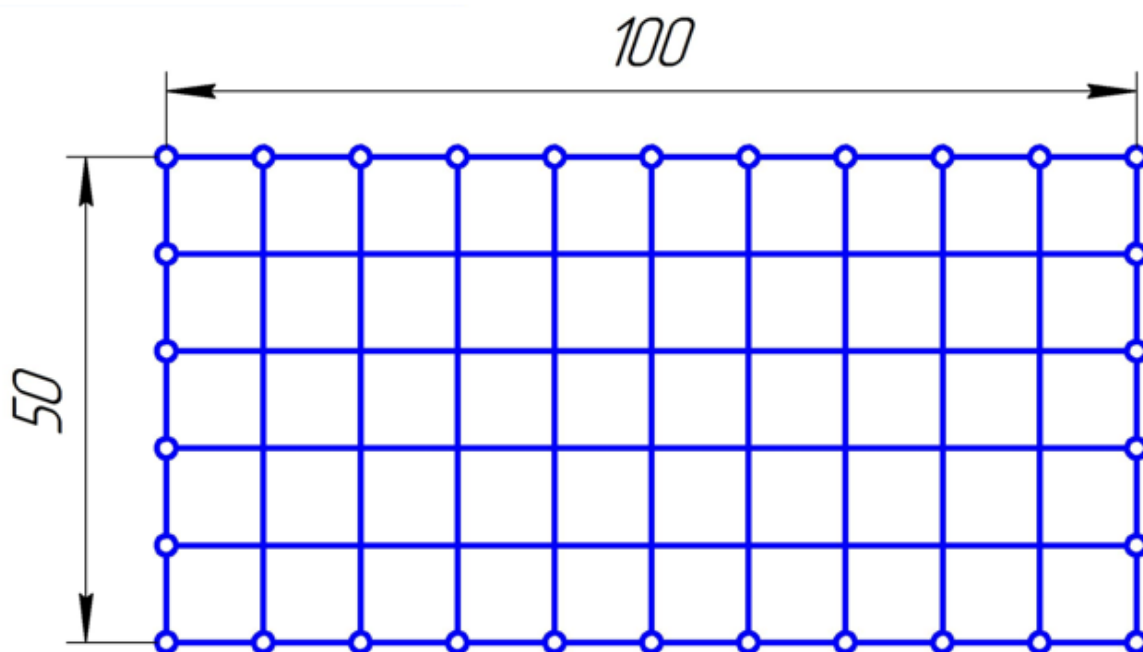


Рисунок 11- Заземление подстанции

Вычислим общую длину горизонтальных проводников:

$$l_{\text{гор.общ.}} = 5 \cdot 100 + 11 \cdot 50 = 1050 \text{ м.}$$

Вычислим общую длину вертикальных проводников:

$$l_{\text{верт.общ.}} = l_{\text{верт.}} \cdot n_{\text{верт.}}, \quad (47)$$

$$l_{\text{верт.общ.}} = 28 \cdot 3 = 84 \text{ м,}$$

где $n_{\text{верт.}} = 28$ - число электродов.

Расстояние между вертикальных проводников:

$$s = \frac{P}{n_{\text{верт.}}}, \quad (48)$$

$$s = \frac{300}{28} = 10.8 \text{ м.}$$

Сопротивление заземления вычисляет по формуле:

$$R_3 = \alpha \cdot \frac{\rho_{\text{уд.с.}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{уд.с.}}}{l_{\text{верт.общ.}} + l_{\text{гор.общ.}}}, \quad (49)$$

$$R_3 = 0,343 \cdot \frac{150}{70,7} + \frac{150}{84 + 1050} = 0,87 \text{ Ом,}$$

где $\rho_{\text{уд.с.}}$ - 150 Ом·м – среднее удельное значение сопротивления грунта подстанции.

Вычислим сопротивление самого заземляющего устройства по формуле:

$$R_{з.} = \frac{R_{\text{еств.}} \cdot R}{R_{\text{еств.}} + R}, \quad (50)$$

$$R_{з.} = \frac{1,5 \cdot 0,87}{1,5 + 0,87} = 0,56 \text{ Ом.}$$

где $R_{\text{еств.}} = 1,5 \text{ Ом}$ - естественное сопротивление заземлителей.

«Основной величиной заземляющего устройства служит допустимое напряжение прикосновения.

Для времени воздействия – $t_{\text{в}} = 0,2 \text{ сек.}$ Наиболее допустимое напряжение прикосновения - $U_{\text{пред,доп.}} = 400 \text{ В.}$

Вычислим напряжение, приложенное к человеку» [13]:

$$U_{\text{пр.ч.}} = I_{\text{к.з.}} \cdot R_{з.} \cdot \alpha \cdot \beta, \quad (51)$$

$$U_{\text{пр.ч.}} = 3150 \cdot 0,55 \cdot 0,13 \cdot 0,71 = 160 \text{ В.}$$

$$\alpha = M \cdot \frac{\alpha \cdot \sqrt{S}}{l_{\text{верт.}} \cdot l_{\text{гор.общ.}}}, \quad (52)$$

$$\alpha = 0,5 \cdot \frac{10,7 \cdot 70,7}{3 \cdot 1050} = 0,12,$$

где $M=0,5$

Условие $U_{\text{пр.ч.}} \leq U_{\text{пред,доп.}}$ выполняется, делаем вывод, что заземление эффективное.

Вывод. Произвели расчет заземления на подстанции. Выполнили расчет, в котором выполнилось главное условие, а именно напряжение, приложенное к человеку меньше предельно допустимого напряжения, соответственно заземление на подстанции будет эффективно справляться со своей главной задачей.

Заключение

Начальным этапом ВКР стал анализ электрической части понизительной подстанции в городе Тольятти - «ВАЗ-строительная». Анализ и расчет электрических нагрузок показал, что на подстанции установлены старые и не удовлетворяющие условиям эксплуатации трансформаторы, общая мощность подстанции составила 38,46 МВА. Был разработан план дальнейшей реконструкции подстанции. В виду строительства новых близлежащих объектов, подстанция планирует присоединение новых мощностей, исходя из этого было принято решение заменить старые трансформаторы типа ТДТН 25000 кВа и ТДТН 31500 кВа на новые, более современные и мощные трансформаторы завода Siemens ТДТН 40000 кВа две штуки. Был произведен технико-экономический расчет, который показал, что трансформаторы тип ТДТН 40000/110/35/6 удовлетворяют новым условиям эксплуатации подстанции.

Следующим этапом стало выбор электрической схемы подстанции. Схема №110-4Н «с двумя блоками выключателей и неавтоматической перемычкой со стороны линии» [14]

Далее были рассчитаны токи короткого замыкания. Ток к.з. на низкой стороне составил 15,73 кА. По рассчитанным результатам коротких замыканий выбиралось оборудование, подходящее под требования предъявляемым к отличающимся способностям и термической стойкости.

Далее выбиралось электрическое оборудование на подстанции.

Принимались к установке выключатели на стороне ВН – элегазовый выключатель Шведской фирмы АВВ марки LTD145D₁/B, на стороне СН так же элегазовый выключатель фирмы АВВ ОВН 36, на стороне НН уже вакуумный выключатель Российской фирмы «Элтехника» марки VF12.

Разъединители на стороне ВН рассчитан и принят к установке РГН-110/1000 УХЛ-1, на стороне СН РГН-35/1000 УХЛ-, разъединители подходят по всем параметрам и принимаются к установке.

Выбор трансформатора тока, на стороне ВН ТОЛ-110 Ш-3, на стороне СН ТЛО-35, на стороне НН ТЛО-10, все трансформаторы токов удовлетворяют предъявленным к ним требованиям и принимаются к установке.

Трансформатор напряжения, на стороне ВН стал НАМИ-100 УХЛ-1, на стороне СН НАМИ-35 УХЛ-1, на стороне НН НАМИ-10(6)-95 УХЛ-2, данные трансформаторы напряжения также принимаются к установке.

Предохранители на всех сторонах выбрались одной фирмы типа ПКН, для ВН стороны ПКН 001-110 У1, для СН ПКН 001-35 У1, для НН ПКН 001-6 У1.

Релейная защита выполнена на базе современных микропроцессорных терминалах Российского производства и разработки «ЭКРА».

При расчете собственных нужд был выбран трансформатор ТМГ-100/6.

Рассчитано и выбрано заземление, а также молниезащита подстанции, которая выполнена стержневыми молниеотводами.

В конечном итоге выпускной квалификационной работы был разработан и спроектирован план для реконструкции электрической части понизительной подстанции «ВАЗ-строительная» 110/35/6, план полностью удовлетворяет всем условиям эксплуатации подстанции, а также современным нормам и требованиям к уровням надежности электроснабжения и безопасности.

Список используемых источников

1. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование: учебник. М.: Форум, 2018. 192 с.
2. Артемов А.И. Анализ режима напряжения в системе электроснабжения. Смоленск: РИО филиала МЭИ, 2013. 49с.
3. Бохан А.Н. Проектирование подстанций систем электроснабжения: учеб. пособие. Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2017. 311 с.
4. Диагностика электрических аппаратов, распределительный устройств электростанций и подстанций: методические указания МУ 1.3.00.0037-2009. М.: Энергия, 2014. 616 с.
5. Дорохин Е.Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики. Книга 2. Оперативное обслуживание устройств РЗА и вторичных цепей. М.: Советская Кубань, 2012. 432 с.
6. Захаров О.Г. Надежность цифровых устройств релейной защиты. Показатели. Требования. Оценки. М.: Инфра-Инженерия, 2014. 128 с.
7. Каталог выключателя фирмы АВВ ООО «АББ Электроинжиниринг» в г. Екатеринбург. Элегазовый выключатель ЛТВ с пружинных приводов типа VLK 222. 6 с.
8. Каталог релейной защиты фирмы ЭКРА ООО НПП «ЭКРА». Шкаф защиты и автоматики трехобмоточного трансформатора. 2021. 247 с.
9. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: учебник. М.: Академия, 2012. 352 с.
10. Красник В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств: производственно-практическое пособие. М НЦ ЭНАС, 2011. 795 с.
11. Мусаэлян Э.С. Справочник по наладке вторичных цепей электростанций и подстанций. М.: Книга по Требованию, 2012. 384 с.
12. Правила устройства электроустановок ПУЭ. Издание 7, 2018. 330 с.

13. Рекомендации по техническому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. М.: Энергия, 2012. 108 с.
14. Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. М.: РадиоСофт, 2011. 416 с.
15. Ушаков В.Я. Электроэнергетические системы и сети учебное пособие для бакалавриата и магистратуры. М.: Издательсва Юрайт, 2016. 144 с.
16. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятии: учебное пособие. М.: Форум, 2016. 224 с.
17. Яшный В.А. Электромонтер по эксплуатации и ремонту электрооборудования. Издательство «Долиант», 2010. 216 с.
18. B.G. HV LT Circuit Breakers Ed 6en «Live Tank Circuit Breakers» [Text] Sweden. 2014, 42 с.
19. Carl Johnson University of Colorado 2020. Circuit Construction Kit (DC), Simulation [Text]. URL: <https://phet.colorado.edu/en/simulation/circuit-construction-kit-dc-virtual-lab/> (дата обращения 25.04.2022).
20. Gokul Dharan, Jordan Hanania, Kailyn Stenhouse, Jason Donev, Electrical substation [Text] Energy Education. 2020. URL: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Electrical_substation/ (дата обращения 7.05.2022).
21. Gomer Simpson. Harvard University 2022. Electrical Engineering. [Text] URL: <https://www.harvard.edu/programs/electrical-engineering/> (дата обращения 21.04.2022).
22. Rockefeller. G Transformer Protection guide [Text]Basler Electric.2013. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/transformer-protection-application/> (дата обращения 23.03.2022).