

Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы является «Реконструкция электрической части понизительной подстанции 35/6 кВ «ВАЗ - V».

На основании годового графика нагрузки производится расчет электрических нагрузок понизительной подстанции. Далее, исходя из максимальной полной мощности по подстанции в целом и категории электроснабжения потребителей, выбирается число и мощность силовых трансформаторов. Осуществляется технико-экономический выбор номинальной мощности силовых трансформаторов. Далее идет расчет симметричных токов короткого замыкания. Исходя из полученных значений токов короткого замыкания, производится выбор необходимого электротехнического оборудования и проводников. Далее следует расчет релейной защиты подстанции. Следующим этапом идет выбор оперативного тока и его обоснование. Далее рассчитываются собственные нужды понизительной подстанции. Окончательным этапом является расчет заземляющего устройства и молниезащиты подстанции.

В пояснительной записке: 58 страниц, 18 таблиц, 3 рисунка.

Графическая часть: 6 чертежей формата А1.

ABSTRACT

The title of the graduation work is «Reconstruction of the electrical part of the VAZ-V substation». This graduation work is about the reconstruction and modernization of the substation and about the fact that now it is in terrible technical condition.

The graduation work consists of an explanatory note on 58 pages, introduction, including 3 figures, 18 tables, the list of references including 5 foreign sources.

The graduation work may be divided into several logically connected parts which are:

- Estimation of the current state of the substation;
- Calculation of the short-circuit currents;
- Choice of equipment;
- Calculation of relay protection.

In first part of graduation work we examine the state of the substation to date. We are considering further ways of its development and estimate their cost.

The next step is to calculate the short-circuit currents. Based on the data received, a selection of equipment will be made.

The next item is the choice of equipment for our substation. The list of equipment includes the entire list of equipment installed at the substation.

The final stage is the relay protection selection and automation equipment and the calculation of grounding and lightning protection. Relay protection is selected from manufacturers' catalogs. In this graduation work, only microprocessor relay protection is used.

Finally, we get a ready-made substation designed to meet modern requirements.

Содержание

Введение.....	5
1) Характеристика подстанции «ВАЗ - V».....	6
2) Расчет электрических нагрузок подстанции «ВАЗ – V».....	7
3) Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.....	9
4) Технико-экономический выбор номинальной мощности силовых трансформаторов.....	10
5) Расчет токов короткого замыкания подстанции «ВАЗ - V».....	20
6) Выбор электрических аппаратов и проводников подстанции «ВАЗ - V».....	24
7) Расчет релейной защиты и автоматики подстанции «ВАЗ - V».....	42
8) Выбор оперативного тока подстанции «ВАЗ - V».....	49
9) Собственные нужды подстанции «ВАЗ - V».....	50
10) Расчет заземляющего устройства подстанции «ВАЗ - V».....	51
11) Расчет молниезащиты подстанции «ВАЗ - V».....	54
Заключение.....	55
Список использованных источников.....	56

Введение

Электрическая энергия повсеместно применяется во всех областях народного хозяйства и в быту. Такие свойства электрической энергии, как универсальность и простота использования, возможность её выработки в больших количествах и передача на большие расстояния, делают ее незаменимой [2].

Большое значение в электроэнергетике имеет надежность работы электрических аппаратов, то есть состояние электрооборудования и всей электротехнической продукции, используемой в системах электроснабжения как низшего, так и высшего напряжений [12]. На данный момент большое количество энергообъектов давным-давно выработали свой ресурс и необходимо их переоснащение новым электротехническим оборудованием.

Подстанция «ВАЗ-V» оснащена электротехническим оборудованием 1980гг. Оборудование подстанции уже давно отработало положенный срок службы. На сегодняшний день аппараты установленные на подстанции не обеспечивают требуемый уровень надежности, а также морально устарели, что в свою очередь требует ежегодных значительных финансовых вливаний, которые идут на обслуживание и ремонт изношенных элементов и узлов.

Целью данной бакалаврской работы является повышение структурной надежности системы электроснабжения действующей понизительной подстанции «ВАЗ-V». В ходе реконструкции планируется замена существующих силовых трансформаторов, масляных выключателей и другого оборудования на сторонах 35 и 6 кВ.

Таким образом, в процессе выполнения бакалаврской работы будут решены такие проблемы как: нехватка мощности подстанции, увеличение надежности подстанции «ВАЗ-V» и электроэнергетической системы в целом.

1 Характеристика подстанции «ВАЗ - V»

Подстанция «ВАЗ-V» была спроектирована 1985 году. В этом же году она была введена в эксплуатацию.

Данная подстанция запитывает северо-восточную часть Автозаводского района города Тольятти. Располагается данная подстанция на пересечении улиц Дзержинского и 40 лет Победы. Она находится под юрисдикцией компании ЗАО «Энергетика и связь строительства».

Подстанция «ВАЗ-V» по степени надежности и бесперебойности электроснабжения потребителей относится ко второй и третьей категории.

На подстанции «ВАЗ-V» на момент введения в эксплуатацию было установлено два силовых масляных трансформатора типа ТДН. Мощность каждого из которых составляет 10 МВА. Класс напряжения подстанции 35/6 кВ.

Установленный ресурс, рекомендованный производителем на все оборудование данной подстанции, давно истек. Внутренний износ и внешнее состояние этого оборудования является критическим. К тому же, установленная аппаратура уже давно морально устарела и не обеспечивает требуемую надежность и защищенность.

Данная подстанция нуждается в реконструкции, так как в перспективе развития города в ближайшие годы планируется застройка площадей находящихся неподалеку от данной подстанции. В планах развития города до 2025 года можно увидеть, что в данном районе предусмотрено строительство нескольких торговых центров, нового корпуса медгородка, одного жилого микрорайона, а также расширение «Царского села». Все это приведет к росту потребляемой мощности. Данная нагрузка будет запитываться от подстанции

«ВАЗ-V». По предварительным подсчетам доля потребляемой мощности увеличится в два раза и составит 22,85 МВА против имеющихся 11,5

2 Расчет электрических нагрузок подстанции «ВАЗ –V»

Расчет нагрузок необходим для выбора силовых трансформаторов. Расчет производится на основе годового графика нагрузки понизительной подстанции «ВАЗ–V».

По заранее известному годовому графику определяем значения полной мощности и потребляемой энергии для подстанции.

Найдем максимальную полную мощность по подстанции в целом:

$$S_{MAX}^{ПС} = \frac{P_{MAX}^{ПС}}{\cos \varphi} \quad (1)$$

$$S_{MAX}^{ПС} = \frac{21,25}{0,93} = 22,85 \text{ МВА}$$

Найдем потребляемую электроэнергию для подстанции в целом:

$$W_{ПС} = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in} \quad (2)$$

$$W_{ПС} = 21,25 \cdot (1 \cdot 0,37 + 0,9 \cdot 1,08 + 0,85 \cdot 0,36 + 0,8 \cdot 0,37 + 0,75 \cdot 1,46 + 0,7 \cdot 0,55 + 0,6 \cdot 0,37 + 0,55 \cdot 0,18 + 0,5 \cdot 2,56 + 0,4 \cdot 1,46) \cdot 10^3 = 119162 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Определим продолжительность максимальной годовой нагрузки подстанции:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{MAX}^{ПС}} \quad (3)$$

$$T_M = \frac{119192}{21,25} = 5609 \text{ ч}$$

Определим коэффициент заполнения графика нагрузки подстанции:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} \quad (4)$$

$$K_{зан} = \frac{5609}{8760} = 0,64$$

Суммарный годовой график нагрузки представлен на рисунке ниже.

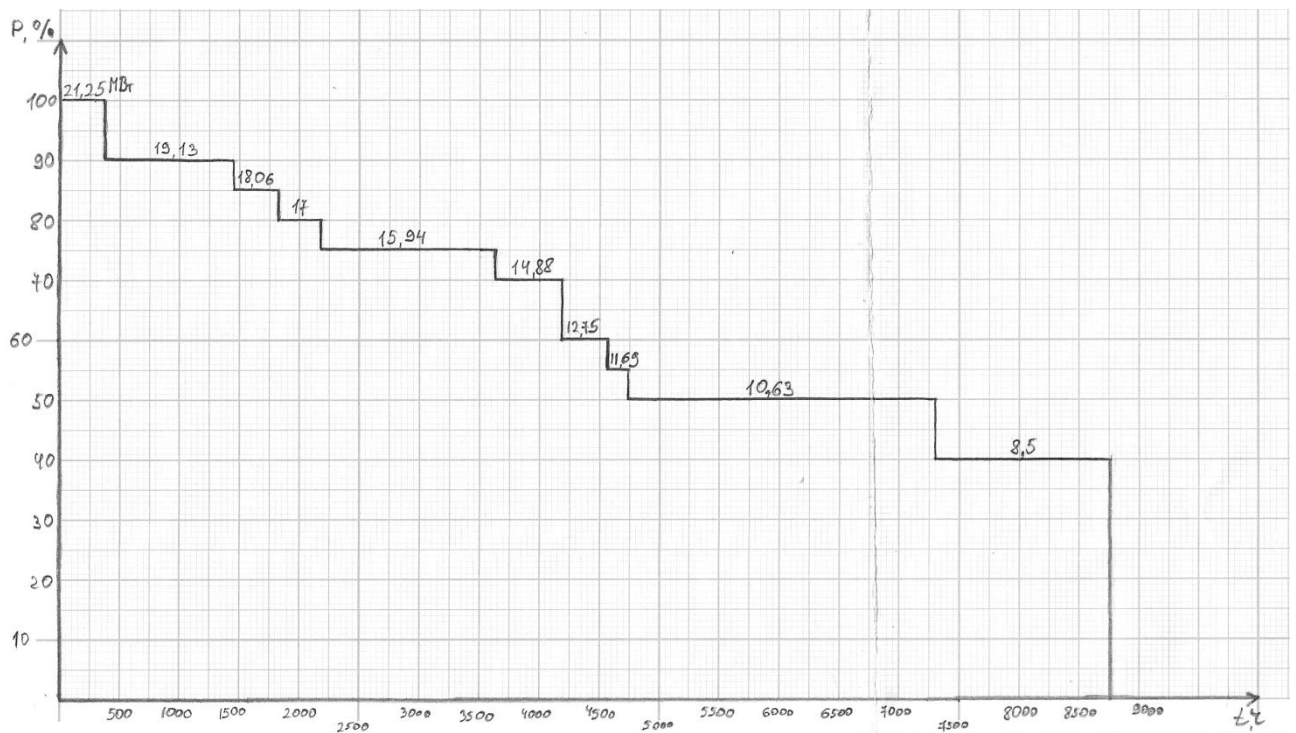


Рисунок 1 – Суммарный годовой график нагрузки понизительной подстанции

3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Для потребителей второй и третьей категории без резервирования по стороне низшего напряжения выбирается подстанция с двумя трансформаторами [15].

Найдем номинальную мощность каждого трансформатора $S_{ном.Т}$ с учетом его допустимой перегрузки (до 40%) в аварийном режиме:

$$S_{ном.Т} = \frac{S_{МАХ}^{ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n - 1)} \quad (5)$$

$$S_{ном.Т} = \frac{22,85 \cdot 0,85}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 13,87 \text{ МВА}$$

Предварительно выбираем силовые трансформаторы типа ТДН-16000/35/6, а также рассмотрим вариант с переходом на класс напряжения выше и рассмотрим трансформаторы ТДН-16000/110/6 и ТДН-25000/110/6 [4].

Таблица 1 – Каталожные данные трансформаторов

Тип	$S_{ном.Т}$, кВА	Каталожные данные					
		$U_{ном.обмоток}$, кВ		U_K , %	$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт	$I_{хх}$, %
		ВН	НН				
ТДН-16000/35	16000	38,5	6,3	10	85	14,5	0,50
ТДН-16000/110	16000	115	6,6	10,5	83	12	0,30

ТДН- 25000/110	25000	115	6,6	10,5	120	19	0,23
-------------------	-------	-----	-----	------	-----	----	------

4 Технико-экономический выбор номинальной мощности силовых трансформаторов

4.1 Технико-экономический расчет трансформатора ТДН – 16000/35/6

Определим величину потерь реактивной мощности силового трансформатора в режиме холостого хода:

$$Q_{XX} = \frac{I_{XX, \%}}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (6)$$

$$Q_{XX} = \frac{0,5}{100} \cdot 16000 = 80 \text{ кВар}$$

Рассчитаем приведённые потери активной мощности силового трансформатора в режиме холостого хода:

$$P'_{XX} = \Delta P_{XX} + \kappa_{ин} \cdot Q_{XX} \quad (7)$$

$$P'_{XX} = 14,5 + 0,05 \cdot 80 = 18,5 \text{ кВт}$$

Рассчитаем коэффициент загрузки обмоток силового трансформатора:

$$\kappa_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.Т}} \quad (8)$$

$$\kappa_3 = \frac{22850}{16000} = 1,328$$

Найдем величину потерь реактивной мощности короткого замыкания обмоток силового трансформатора:

$$Q_{K3} = \frac{u_{K, \%}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} \quad (9)$$

$$Q_{K3} = \frac{10}{100} \cdot 16000 = 1600 \text{ кВар}$$

Рассчитаем приведённые потери активной мощности короткого замыкания обмоток силового трансформатора:

$$P_{K3}^{\dot{}} = \Delta P_{K3} + \kappa_{\text{ин}} \cdot Q_{K3} \quad (10)$$

$$P_{K3}^{\dot{}} = 85 + 0,05 \cdot 1600 = 165 \text{ кВт}$$

Найдем приведённые потери мощности трансформатора:

$$P_T^{\dot{}} = P_{XX}^{\dot{}} + \kappa_3^2 \cdot P_{K3}^{\dot{}} \quad (11)$$

$$P_T^{\dot{}} = 18,5 + 1,328^2 \cdot 165 = 355 \text{ кВт}$$

Рассчитаем величину экономической нагрузки трансформаторов подстанции:

$$S_{\text{Э}}^{\text{ПС}} = S_{\text{ном.Т}} \cdot \frac{n \cdot n - 1}{n} \cdot \frac{P_{XX}^{\dot{}}}{P_{K3}^{\dot{}}} \quad (12)$$

$$S_{\text{Э}}^{\text{ПС}} = 16000 \cdot \frac{2 \cdot (2 - 1)}{2} \cdot \frac{18,5}{165} = 7,577 \text{ МВА}$$

Определим величину потерь электрической энергии:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum \Delta W_{x_i} + \sum W_{k_i} = \sum n_i \cdot P_{\text{XX}} \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P_{\text{КЗ}} \cdot \kappa_{3,i}^2 \cdot T_i \right) \quad (13)$$

Все результаты расчётов потерь электрической энергии в трансформаторе ТДН – 16000/35/6 сведены в таблицу 2.

Таблица 2 - Потери электрической энергии в трансформаторе ТДН – 16000/35/6

i	$S_{\text{Вi}}, \text{MVA}$	n_i	$T_i, \text{ч}$	$k_{\text{зар.}i}$	$\Delta W_{\text{xx},i}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta W_{\text{кз},i}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$
1	22,85	2	370	1,358	13690	62246
2	20,57	2	1080	1,286	39960	147353
3	19,42	2	360	1,214	13320	43772
4	18,28	2	370	1,143	13690	39879
5	17,14	2	1460	1,071	54020	138161
6	16	2	550	1	20350	45375
7	13,71	2	370	0,857	13690	22419
8	12,57	2	180	0,786	6660	9174
9	11,43	2	2560	0,733	94720	113475
10	9,14	2	1460	0,571	54020	39272
					$\sum \Delta W_{\text{xx}} = 324120$	$\sum \Delta W_{\text{кз}} = 661126$
					$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum \Delta W_{\text{xx}} + \sum \Delta W_{\text{кз}} =$ $324120 + 661126 = 985246 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$	

Определим стоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta \quad (14)$$

$$C_{\text{э}} = \frac{392,95}{5609} + 1,15 = 1,99 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}},$$

Определим стоимость потерь электрической энергии за год:

$$I_{\Delta} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\Delta} \quad (15)$$

$$I_{\Delta} = 985246 \cdot 1,99 = 1960640 \text{ руб}$$

Определим стоимость годовых отчислений:

$$I_O = p_{\text{сум}} \cdot K \quad (16)$$

$$I_O = 0,094 \cdot 9550000 = 897700 \text{ руб},$$

где K - стоимость силового трансформатора, K = 9550000 руб. [17];

Определим экономическую целесообразность трансформаторов:

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K + I_O + I_{\Delta} \quad (17)$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot (2 \cdot 9550000) + 897700 + 1960640 = 5723340 \text{ руб}$$

4.2 Технико-экономический расчет трансформатора ТДН – 16000/110/6

Определим величину потерь реактивной мощности силового трансформатора в режиме холостого хода:

$$Q_{\text{XX}} = \frac{I_{\text{XX}, \%}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} \quad (18)$$

$$Q_{\text{XX}} = \frac{0,3}{100} \cdot 16000 = 48 \text{ кВар}$$

Рассчитаем приведённые потери активной мощности силового трансформатора в режиме холостого хода:

$$P'_{\text{XX}} = \Delta P_{\text{XX}} + \kappa_{\text{ин}} \cdot Q_{\text{XX}} \quad (19)$$

$$P_{XX}^{\dot{}} = 12 + 0,05 \cdot 48 = 14,4 \text{ кВт}$$

Рассчитаем коэффициент загрузки обмоток силового трансформатора:

$$\kappa_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.Т}} \quad (20)$$

$$\kappa_3 = \frac{22850}{16000} = 1,328$$

Найдем величину потерь реактивной мощности короткого замыкания обмоток силового трансформатора:

$$Q_{КЗ} = \frac{u_{К, \%}}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (21)$$

$$Q_{КЗ} = \frac{10,5}{100} \cdot 16000 = 1680 \text{ кВар}$$

Рассчитаем приведённые потери активной мощности короткого замыкания обмоток силового трансформатора:

$$P_{КЗ}^{\dot{}} = \Delta P_{КЗ} + \kappa_{ин} \cdot Q_{КЗ} \quad (22)$$

$$P_{КЗ}^{\dot{}} = 83 + 0,05 \cdot 1680 = 167 \text{ кВт}$$

Найдем приведённые потери мощности трансформатора:

$$P_T^{\dot{}} = P_{XX}^{\dot{}} + \kappa_3^2 \cdot P_{КЗ}^{\dot{}} \quad (23)$$

$$P_T^{\dot{}} = 14,4 + 1,328^2 \cdot 167 = 355 \text{ кВт}$$

Рассчитаем величину экономической нагрузки трансформаторов подстанции:

$$S_{\text{Э}}^{\text{ПС}} = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \frac{n \cdot n - 1 \cdot \frac{P_{\text{XX}}}{P_{\text{КЗ}}}}{1} \quad (24)$$

$$S_{\text{Э}}^{\text{ПС}} = 16000 \cdot 2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{14,4}{167} = 6,644 \text{ МВА}$$

Определим величину потерь электрической энергии:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum \Delta W_{\text{Xi}} + \sum W_{\text{Ki}} = \sum n_i \cdot P_{\text{XX}} \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P_{\text{КЗ}} \cdot \kappa_{3,i}^2 \cdot T_i \right) \quad (25)$$

Все результаты расчётов потерь электрической энергии в трансформаторе ТДН – 16000/110/6 сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Потери электрической энергии в трансформаторе ТДН – 16000/110/6

i	S_{Bi} , МВА	n_i	T_i , ч	$\kappa_{\text{загр.}i}$	$\Delta W_{\text{XX},i}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{КЗ},i}$, кВт·ч
1	22,85	2	370	1,358	10656	63001
2	20,57	2	1080	1,286	31104	149139
3	19,42	2	360	1,214	10368	44302
4	18,28	2	370	1,143	10656	40363
5	17,14	2	1460	1,071	42048	139836
6	16	2	550	1	15840	45925
7	13,71	2	370	0,857	10656	22691
8	12,57	2	180	0,786	5184	9286
9	11,43	2	2560	0,733	73728	114851
10	9,14	2	1460	0,571	42048	39748
					$\sum \Delta W_{\text{XX}} = 252288$	$\sum \Delta W_{\text{КЗ}} = 699143$
					$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum \Delta W_{\text{XX}} + \sum \Delta W_{\text{КЗ}} =$ $252288 + 699143 = 921431 \text{ кВт·ч}$	

Определим стоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta \quad (26)$$

$$C_{\text{э}} = \frac{392,95}{5609} + 1,15 = 1,99 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}},$$

Определим стоимость потерь электрической энергии за год:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} \quad (27)$$

$$I_{\text{э}} = 921431 \cdot 1,99 = 1833648 \text{ руб}$$

Определим стоимость годовых отчислений:

$$I_{\text{о}} = p_{\text{сум}} \cdot K \quad (28)$$

$$I_{\text{о}} = 0,094 \cdot 11250000 = 1057500 \text{ руб},$$

где К – стоимость силового трансформатора, К = 11250000 руб. [17];

Определим экономическую целесообразность трансформаторов:

$$Z_{\text{нр}} = E_H \cdot K + I_{\text{о}} + I_{\text{э}} \quad (29)$$

$$Z_{\text{нр}} = 0,15 \cdot (2 \cdot 11250000) + 1057500 + 1833648 = 6266148 \text{ руб}$$

4.3 Технико-экономический расчет трансформатора ТДН – 25000/110/6

Определим величину потерь реактивной мощности силового трансформатора в режиме холостого хода:

$$Q_{\text{ХХ}} = \frac{I_{\text{ХХ}, \%}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} \quad (30)$$

$$Q_{\text{ХХ}} = \frac{0,23}{100} \cdot 25000 = 57,5 \text{ кВар}$$

Рассчитаем приведённые потери активной мощности силового трансформатора в режиме холостого хода:

$$P_{XX}^{\dot{}} = \Delta P_{XX} + \kappa_{im} \cdot Q_{XX} \quad (31)$$

$$P_{XX}^{\dot{}} = 19 + 0,05 \cdot 57,5 = 21,9 \text{ кВт}$$

Рассчитаем коэффициент загрузки обмоток силового трансформатора:

$$\kappa_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.Т}} \quad (32)$$

$$\kappa_3 = \frac{22850}{25000} = 0,914$$

Найдем величину потерь реактивной мощности короткого замыкания обмоток силового трансформатора:

$$Q_{КЗ} = \frac{u_K, \%}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (33)$$

$$Q_{КЗ} = \frac{10,5}{100} \cdot 25000 = 2625 \text{ кВар}$$

Рассчитаем приведённые потери активной мощности короткого замыкания обмоток силового трансформатора:

$$P_{КЗ}^{\dot{}} = \Delta P_{КЗ} + \kappa_{im} \cdot Q_{КЗ} \quad (34)$$

$$P_{КЗ}^{\dot{}} = 120 + 0,05 \cdot 2625 = 251 \text{ кВт}$$

Найдем приведённые потери мощности трансформатора:

$$P_T = P_{XX} + \kappa_3^2 \cdot P_{K3} \quad (35)$$

$$P_T = 21,9 + 0,914^2 \cdot 251 = 232 \text{ кВт}$$

Рассчитаем величину экономической нагрузки трансформаторов подстанции:

$$S_{\mathcal{E}}^{\text{ПС}} = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \frac{n \cdot n - 1}{n} \cdot \frac{P_{XX}}{P_{K3}} \quad (36)$$

$$S_{\mathcal{E}}^{\text{ПС}} = 25000 \cdot \frac{2 \cdot (2 - 1)}{2} \cdot \frac{21,9}{251} = 10,443 \text{ МВА}$$

Определим величину потерь электрической энергии:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum \Delta W_{X_i} + \sum W_{K_i} = \sum n_i \cdot P_{XX} \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P_{K3} \cdot \kappa_{3,i}^2 \cdot T_i \right) \quad (37)$$

Все результаты расчётов потерь электрической энергии в трансформаторе ТДН – 25000/110/6 сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Потери электрической энергии в трансформаторе ТДН – 25000/110/6

i	$S_{\text{В}i}$, МВА	n_i	T_i , ч	$\kappa_{\text{загр.}i}$	$\Delta W_{\text{XX},i}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{K3},i}$, кВт·ч
1	22,85	2	370	0,914	16206	38792
2	20,57	2	1080	0,823	47304	91805
3	19,42	2	360	0,777	15768	27277
4	18,28	2	370	0,731	16206	24813
5	17,14	2	1460	0,686	63948	86227
6	16	2	550	0,64	24090	28273
7	13,71	2	370	0,548	16206	13945
8	12,57	2	180	0,503	7784	5716
9	11,43	2	2560	0,457	112128	67099

10	9,14	1	1460	0,366	31974	49090
					$\sum \Delta W_{xx} = 351614$	$\sum \Delta W_{кз} = 433037$
					$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_{xx} + \sum \Delta W_{кз} =$ $351614 + 433037 = 784651 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$	

Определим стоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_{э} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta \quad (38)$$

$$C_{э} = \frac{392,95}{5609} + 1,15 = 1,99 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}},$$

Определим стоимость потерь электрической энергии за год:

$$I_{э} = \Delta W_{ПС} \cdot C_{э} \quad (39)$$

$$I_{э} = 784651 \cdot 1,99 = 1561456 \text{ руб}$$

Определим стоимость годовых отчислений:

$$I_O = p_{сум} \cdot K \quad (40)$$

$$I_O = 0,094 \cdot 14750000 = 1386500 \text{ руб},$$

где K – стоимость силового трансформатора, K = 14750000 руб. [17];

Определим экономическую целесообразность трансформаторов:

$$Z_{np} = E_H \cdot K + I_O + I_{э} \quad (41)$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot (2 \cdot 14750000) + 1386500 + 1561456 = 7372956 \text{ руб}$$

Так как за расчетный вариант принимается наиболее выгодный, то для дальнейшего рассмотрения и установки на реконструируемой подстанции принимаем трансформатор ТДН-16000/35/6.

5 Расчет токов короткого замыкания подстанции «ВАЗ - V»

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора электрических аппаратов, токоведущих частей, заземляющих устройств, релейной защиты. По величине тока короткого замыкания производится выбор электрических аппаратов и проводников, а также осуществляется их проверка по условиям электродинамической и термической стойкости. Также расчет токов короткого замыкания необходим для определения параметров срабатывания, проверки чувствительности и селективности действий устройств релейной защиты [14].

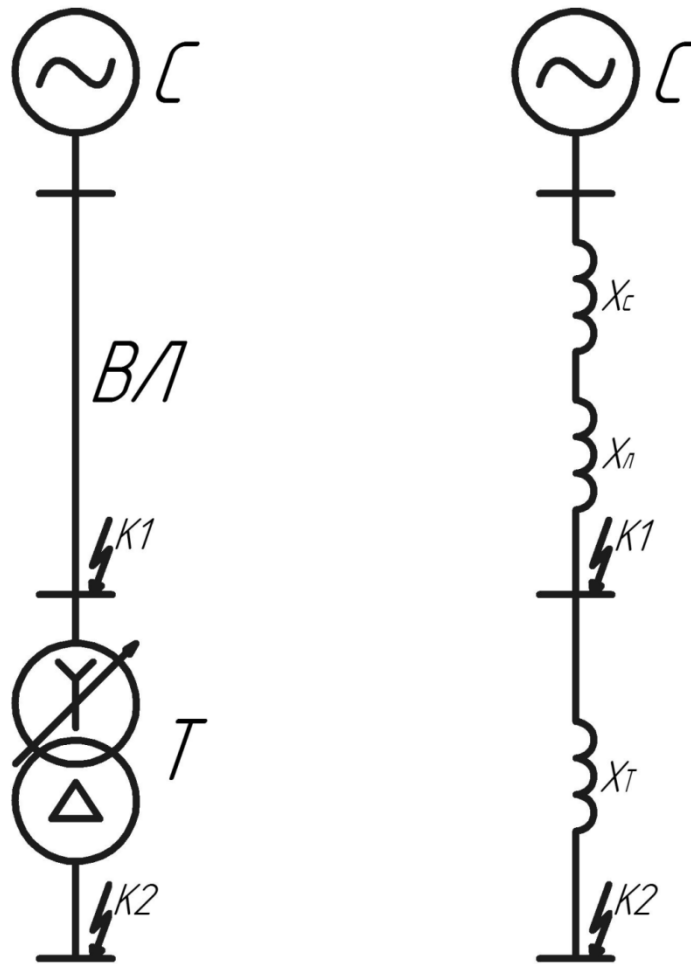


Рисунок 2 – Расчетная схема и схема замещения

Таблица 5 – Исходные данные

Система	Линия
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$S_B = 100 \text{ МВА}$	$X_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$
$S_{кз} = 500 \text{ МВА}$	$L = 19 \text{ км}$

В соответствии со схемой замещения находим сопротивление каждого элемента цепи.

Система:

$$X_{C(\phi)} = \frac{S_{\phi}}{S_{кз}} \quad (42)$$

$$X_{C(\phi)} = \frac{100}{500} = 0,2 \text{ о.е.}$$

Линия электропередач:

$$X_{Л(\delta)} = \frac{1}{n} \cdot X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_n^2} \quad (43)$$

$$X_{Л(\delta)} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 19 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,28 \text{ о.е.}$$

Силовой трансформатор:

$$X_{Т(\delta)} = \frac{U_{\kappa \%} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном.Т}} \quad (44)$$

$$X_{Т(\delta)} = \frac{10 \cdot 100}{100 \cdot 16} = 0,63 \text{ о.е.}$$

Определим величину короткого замыкания в точке К₁.

Найдем результирующее сопротивление в точке К₁:

$$X_{К1(\delta)} = X_{С(\delta)} + X_{Л(\delta)} \quad (45)$$

$$X_{К1(\delta)} = 0,2 + 0,28 = 0,48 \text{ о.е.}$$

Посчитаем значение базисного тока и начальное действующее значение тока в точке К₁:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (46)$$

$$I_{К1}^{(3)} = I_{\delta} \cdot \frac{E_{(\delta)}}{X_{К1(\delta)}} \quad (47)$$

$$I_{\delta} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}$$

$$I_{К1}^{(3)} = 1,56 \cdot \frac{1}{0,48} = 3,25 \text{ кА}$$

Найдем величину ударного тока в точке К₁:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{K1} \cdot K_{y\partial} \quad (48)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,25 = 8,28 \text{ кА}$$

Короткое замыкание в точке К₂.

Найдем результирующее сопротивление в точке К₂:

$$X_{K2(\phi)} = X_{C(\phi)} + X_{L(\phi)} + X_{T(\phi)} \quad (49)$$

$$X_{K2(\phi)} = 0,2 + 0,28 + 0,63 = 1,11 \text{ о.е.}$$

Посчитаем значение базисного тока и начальное действующее значение тока в точке К₂:

$$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} \quad (50)$$

$$I^{(3)}_{K1} = I_{\phi} \cdot \frac{E_{(\phi)}}{X_{K1(\phi)}} \quad (51)$$

$$I_{\phi} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,16 \text{ кА}$$

$$I^{(3)}_{K2} = 9,16 \cdot \frac{1}{1,11} = 8,25 \text{ кА}$$

Найдем величину ударного тока в точке К₂:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{K1} \cdot K_{y\partial} \quad (52)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 8,25 = 21,59 \text{ кА}$$

6 Выбор электрических аппаратов и проводников подстанции «ВАЗ-V»

Все оборудование 35 кВ расположено открыто, оборудование 6 кВ располагается в КРУН «Волга» компании «Элтехника».

6.1 Выбор выключателей

Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках и служит для отключения и включения цепи в любых режимах. Наиболее тяжёлой и ответственной операцией является

отключение токов короткого замыкания и включение на короткое замыкание [1].

Все расчеты для наглядности представлены в таблицах.

Таблица 6 – Расчетные и каталожные данные для выключателя ВГТ – 35

ВГТ – 35-50/3150 У1	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 350 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{н.т} = 3,25 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$
$i_{а,τ} = \sqrt{2} \cdot I_{н,0} \cdot e^{-τ/Тa} =$ $= \sqrt{2} \cdot 3,25 \cdot e^{-0,045/0,05} = 1,87 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} / 100) \cdot I_{откл.ном} =$ $= \left(\sqrt{2} \cdot \frac{38}{100} \right) \cdot 50 = 26,9 \text{ кА}$
$I_{н,0} = 3,25 \text{ кА}$	$I_{пр.свв} = 50 \text{ кА}$
$i_{yδ} = 8,28 \text{ кА}$	$i_{пр.свв} = 127,5 \text{ кА}$
$B_k = I_{н,0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 3,25^2 \cdot (2,2 + 0,05) = 23,77 \text{ кА}^2 \cdot c$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 50^2 \cdot 2,2 = 5500 \text{ кА}^2 \cdot c$

Выключатель ВГТ – 35 удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

Расчет вводных и секционного выключателей.

Таблица 7 – Расчетные и каталожные данные для выключателя VF12 – 10

VF12 – 10-20/2500 У3	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2054 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{н.т} = 8,25 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$

$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/Ta} =$ $= \sqrt{2} \cdot 8,25 \cdot e^{-0,045/0,06} = 5,51 \text{ кА}$	$i_{a.\text{ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} / 100) \cdot I_{\text{откл.ном}} =$ $= \left(\sqrt{2} \cdot \frac{38}{100} \right) \cdot 20 = 10,75 \text{ кА}$
$I_{n,0} = 8,25 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 21,59 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 51 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = I_{n,0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 8,25^2 \cdot (1,9 + 0,06) = 133,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 20^2 \cdot 1,9 = 760 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель VF12 – 10 удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

Расчет выключателя на отходящие линии.

Таблица 8 – Расчетные и каталожные данные для выключателя VF12 – 10

VF12 – 10-20/630 У3	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.дл}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{4300}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 552 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{n,\tau} = 8,25 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/Ta} =$ $= \sqrt{2} \cdot 8,25 \cdot e^{-0,045/0,06} = 5,51 \text{ кА}$	$i_{a.\text{ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} / 100) \cdot I_{\text{откл.ном}} =$ $= \left(\sqrt{2} \cdot \frac{38}{100} \right) \cdot 20 = 10,75 \text{ кА}$
$I_{n,0} = 8,25 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 20 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 8

$i_{\text{уд}} = 21,59 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 51 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = I_{n,0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 8,25^2 \cdot (1 + 0,06) = 72,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 20^2 \cdot 1 = 290 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель VF12 – 10 удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

6.2 Выбор разъединителей

Разъединитель является контактным коммутационным аппаратом, предназначенным для отключения и включения электрической цепи без нагрузки или на холостом ходу трансформатора [8].

Все расчеты для наглядности представлены в таблице.

Таблица 9 – Расчетные и каталожные данные для разъединителей

РГПЗ – 31-35/1000 УХЛ1 и РГПЗ – 32-35/1000 УХЛ1	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 350 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{n,0} = 3,25 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 35 \text{ кА}$
$i_{y\partial} = 8,28 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$
$B_k = I_{n,o}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 3,25^2 \cdot (3 + 0,05) = 32,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Оба разъединителя удовлетворяют всем условиям и принимаются к установке.

6.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока используются для измерения тока на подстанции и в устройствах релейной защиты электроэнергетических систем. Трансформаторы тока должны иметь высокую точность в измерениях. Трансформаторы тока обеспечивают безопасность измерений, изолируя измерительные цепи от первичной цепи. Как правило, трансформаторы тока имеют две и более группы вторичных обмоток: одна используется для подключения устройств релейной защиты, а другая для подключения средств учёта и измерения [11].

Все расчеты для наглядности представлены в таблицах.

Таблица 10 – Расчетные и каталожные данные для трансформатора тока ТРГ-35

ТРГ – 35 УХЛ1	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 250 \text{ А}$	$I_{1ном} = 300 \text{ А}$
$i_{y\delta} = 8,28 \text{ кА}$	$i_{\text{эд}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = I_{n,o}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 3,25^2 \cdot (1 + 0,05) = 11,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Определим вторичную нагрузку трансформатора тока ТРГ – 35.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка ТРГ – 35

Прибор	Тип прибора	Нагрузка $S_{\text{приб}}$, ВА		
		в фазе А	в фазе В	в фазе С
Амперметр	ЩК 96	4,2	4,2	4,2
Итого:		4,2	4,2	4,2

Найдем общее сопротивление измерительных приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (53)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{4,2}{5^2} = 0,17 \text{ Ом}$$

Найдем номинальное полное сопротивление нагрузки вторичной обмотки измерительного трансформатора тока:

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_2^2} \quad (54)$$

$$Z_{2ном} = \frac{25}{5^2} = 1 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов $R_k = 0,1$ Ом. $Z_2 \approx R_2$ т.к. величина индуктивного сопротивления токовых цепей мала.

Определим сопротивление соединительных проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_k \quad (55)$$

$$R_{\text{пр}} = 1 - 0,17 - 0,1 = 0,73 \text{ Ом}$$

Определим сечение соединительных проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{R_{\text{пр}}} \quad (56)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 65}{0,73} = 1,56 \text{ Ом}$$

Принимаем сечение проводов равным $2,5 \text{ мм}^2$.

Трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

Расчет трансформатора тока, установленного в КРУ с вводными и секционным выключателями.

Таблица 12 – Расчетные и каталожные данные для трансформатора тока ТОЛ-10

ТОЛ - 10 УХЛ2	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1467 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 1500 \text{ А}$
$i_{\text{зд}} = 21,59 \text{ кА}$	$i_{\text{эд}} = 102 \text{ кА}$

$B_k = I_{n,o}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 8,25^2 \cdot (1 + 0,06) = 72,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
--	---

Определим вторичную нагрузку трансформатора тока ТОЛ – 10.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка ТОЛ – 10

Прибор	Тип прибора	Нагрузка $S_{\text{приб}}$, ВА		
		в фазе А	в фазе В	в фазе С
Амперметр	ЩК 96	4,2	4,2	4,2
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ303	3,0	3,0	3,0
Итого:		7,2	7,2	7,2

Определим сопротивление измерительных приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (57)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{7,2}{5^2} = 0,29 \text{ Ом}$$

Найдем номинальное полное сопротивление нагрузки вторичной обмотки измерительного трансформатора тока:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} \quad (58)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{25}{5^2} = 1 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов $R_k = 0,1 \text{ Ом}$. $Z_2 \approx R_2$ т.к. величина индуктивного сопротивления токовых цепей мала.

Определим сопротивление соединительных проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} \quad (59)$$

$$R_{\text{пр}} = 1 - 0,29 - 0,1 = 0,61 \text{ Ом}$$

Определим сечение соединительных проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{R_{\text{пр}}} \quad (60)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 65}{0,61} = 1,87 \text{ Ом}$$

Принимаем сечение проводов равным 2,5 мм².

Трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

Расчет трансформатора тока установленного в КРУ с выключателем на отходящие линии.

Таблица 14 – Расчетные и каталожные данные для трансформатора тока ТОЛ-10

ТОЛ – 10 УХЛ2	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$

Продолжение таблицы 14

$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4300}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 394 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 400 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 21,59 \text{ кА}$	$i_{\text{эд}} = 81 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 8,25^2 \cdot (1 + 0,06) = 72,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Определим вторичную нагрузку трансформатора тока ТОЛ – 10.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка ТОЛ – 10

Прибор	Тип прибора	Нагрузка $S_{\text{приб}}$, ВА		
		в фазе А	в фазе В	в фазе С
Амперметр	ЩК 96	4,2	4,2	4,2
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ303	3,0	3,0	3,0
Итого:		7,2	7,2	7,2

Рассчитаем общее сопротивление измерительных приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (61)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{7,2}{5^2} = 0,29 \text{ Ом}$$

Найдем номинальное полное сопротивление нагрузки вторичной обмотки измерительного трансформатора тока:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} \quad (62)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{25}{5^2} = 1 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов $R_k = 0,1 \text{ Ом}$. $Z_2 \approx R_2$ т.к. величина индуктивного сопротивления токовых цепей мала.

Определим сопротивление соединительных проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_k \quad (63)$$

$$R_{\text{пр}} = 1 - 0,29 - 0,1 = 0,61 \text{ Ом}$$

Определим сечение соединительных проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{R_{\text{пр}}} \quad (64)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 65}{0,61} = 1,87 \text{ Ом}$$

Принимаем сечение проводов равным $2,5 \text{ мм}^2$.

Трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

6.4 Выбор трансформаторов напряжения

Измерительный трансформатор используются при измерениях напряжений высокой величины и для обеспечения гальванической развязки .

Трансформатор напряжения ЗНОЛ – 6 У2 выбирается по следующим параметрам:

1.Номинальному напряжению:

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

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ}$$

2. Вторичной нагрузке – $S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$

Таблица 16 – Вторичная нагрузка ЗНОЛ – 6

Наименование прибора	Тип прибора	Потребляемая мощность, ВА	Кол-во приборов, шт	Общая потребляемая мощность, ВА

1. Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ303	9,0	1	9,0
2. Вольтметр	ЩК 120П	3,0	1	3,0
3. Вольтметр	ЩК 120	2,5	1	2,5
Итого:				$S_{2\Sigma} = 14,5 \text{ ВА}$

$$S_{2\Sigma} = 14,5 \text{ ВА}; S_{\text{НОМ}} = 20 \text{ ВА}$$

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}$$

$$14,5 \text{ ВА} \leq 20 \text{ ВА}$$

Трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

6.5 Выбор предохранителей

Для защиты измерительных трансформаторов напряжения используют предохранители [3]. Выбор предохранителей производится:

1. Номинальному напряжению:

$$U_{\text{НОМ}} < U_{\text{сет.НОМ}}$$

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ}$$

2. Номинальному току:

$$I_{\text{раб}} < I_{\text{НОМ}}$$

$$2,8 \text{ кВ} \leq 2 \text{ кВ}$$

3. Току отключения:

$$I_{\text{н,0}} \leq I_{1\text{Н}}$$

$$8,25 \text{ кВ} \leq 20 \text{ кВ}$$

Выбираем предохранители типа ПКН 001-6 У1.

6.6 Выбор гибких шин и проводов

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС. Два провода из пучка являются сталеалюминевыми и несут механическую нагрузку от собственного веса, гололеда и ветра. Остальные провода – алюминиевые и являются только токоведущими [5].

Шины выполняются гибкими проводами.

Определим расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (65)$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot I_{ном} \quad (66)$$

$$I_{ном} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 250 \text{ A}$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot I_{ном} = 1,4 \cdot 250 = 350 \text{ A}$$

Определяем экономическую плотность тока ($T_M = 5609$ ч):

$$j_{ЭК} = 1 \text{ A/мм}^2$$

Выберем сечение по экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{ном}}{j_{ЭК}} \quad (67)$$

$$s = \frac{250}{1} = 250 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод типа: АС – 300/39, $s = 300 \text{ мм}^2$, $d = 24 \text{ мм}$, $I_{доп} = 710 \text{ A}$, расстояние между соседними фазами 250 см [9].

Проверим провода по длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$$
$$350 \text{ A} \leq 710 \text{ A}$$

Проверку на термическую стойкость выполнять не требуется (т.к. провода голые, располагаются на открытом воздухе) [16]. Проверка на электродинамическую стойкость не производится (т.к. $I_{n,0} \leq 20 \text{ кА}$) [7].

Проверка по условиям коронирования:

Определим начальную критическую напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (68)$$
$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}}\right) = 31,7 \text{ кВ / см}$$

Определяем напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср.г}}}{r_0}} \quad (69)$$
$$E = \frac{0,354 \cdot 37}{1,2 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 250}{1,2}} = 4,5 \text{ кВ / см}$$

Условие отсутствия короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$
$$4,82 \text{ кВ / см} \leq 28,53 \text{ кВ / см}$$

Окончательно принимаем токоведущие части в виде провода типа АС – 300/39.

6.7 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам 6-10 кВ выполняются из проводников прямоугольного сечения, которые крепятся изоляторах. Выбор ошиновки ведется по экономической плотности тока [10].

Определяем расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (70)$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot I_{ном} \quad (71)$$

$$I_{ном} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1457 \text{ А}$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot I_{ном} = 1,4 \cdot 1457 = 2054 \text{ А}$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{max}}{j_{ЭК}} \quad (72)$$

$$s = \frac{2054}{1} = 2054 \text{ мм}^2$$

Выбираем жесткие двухполосные шины прямоугольного сечения: АД31Т (120x10) мм² с $I_{доп} = 3200 \text{ А}$, допустимое напряжение в материале шин $\sigma_{доп} = 89 \text{ МПа}$ [3].

По условиям нагрева в продолжительном режиме работы шины проходят:

$$I_{\max} = 2054 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 3200 \text{ A}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} \quad (73)$$

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{133,42 \cdot 10^6}}{74} = 156 \text{ мм}^2$$

$$s_{\min} = 156 \text{ мм}^2 \leq s_{\text{ш}} = 1200 \text{ мм}^2$$

Жесткие шины, закрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, которая находится под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания. Электродинамические силы, возникающие при коротком замыкании, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы увеличатся. Если же собственные частоты колебательной системы будут меньше 30 или больше 200 Гц, то механического резонанса не возникнет. Частота собственных колебаний должна быть $f_0 \geq 200$ Гц [13].

Определим момент инерции:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{6} \quad (74)$$

$$J = \frac{12^3 \cdot 1}{6} = 288 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$$

Определим массу шины на единицу длины:

$$m = \delta \cdot S \cdot l \quad (75)$$

$$m = 2700 \cdot 0,12 \cdot 0,01 \cdot 1 = 3,24 \frac{\text{кг}}{\text{м}},$$

где $\delta = 2700$ кг/м – плотность материала шины;

S – сечение шины;

l – длина шины.

Определим частоту собственных колебаний:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l_{np}^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} \quad (76)$$

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot 2^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 288 \cdot 10^{-8}}{3,24}} = 222 \text{ Гц},$$

где $E = 7 \cdot 10^{10}$ Па – модуль упругости материала шины;

$l_{np} = 2$ м – длина пролета между изоляторами;

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

Определим момент сопротивления поперечного сечения шины:

$$W = \frac{h \cdot b^2}{3} \quad (77)$$

$$W = \frac{12^2 \cdot 1}{3} = 48 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

Определим максимальное напряжение в материале шины высокой жесткости при трехфазном к.з.:

$$f_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{np}^2 \cdot i_{yd}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_{расп}}{\lambda \cdot W \cdot a} \quad (78)$$

$$f_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 2^2 \cdot (21,59 \cdot 10^3)^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 48 \cdot 10^{-6} \cdot 0,22} = 2,6 \text{ МПа},$$

где $k_{\phi} = 1$ – коэффициент формы;

$k_{расп} = 1$ – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников;

$\lambda = 12$ – коэффициент, зависящий от условия закрепления шины;

$a = 0,22$ м – расстояние между фазами.

Шины механически прочны:

$$\sigma_{раб} = 2,6 \text{ Мпа} \leq \sigma_{доп} = 89 \text{ Мпа}$$

Окончательно принимаем: алюминиевые двухполосные шины типа АДЗ1Т (120x10) мм².

6.8 Выбор изоляторов

6.8.1 Выбор проходных изоляторов

Предварительно выбираем проходной изолятор: ИПУ-10/3150-12,5 УХЛ1.

Проверим изолятор по номинальному току:

$$I_{прод.раб} \leq I_{ном}$$
$$2054 \text{ А} \leq 3150 \text{ А}$$

Определяем допустимую нагрузку:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{РАЗ} \tag{79}$$
$$F_{доп} = 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ Н}$$

Определяем расчетную нагрузку по формуле:

$$F_{РАСЧ} = 0,5 \cdot \frac{i_{yo}^2}{a} \cdot l_{np} \cdot 10^{-7} \tag{80}$$

$$F_{РАСЧ} = 0,5 \cdot \frac{(21,59 \cdot 10^3)^2}{0,22} \cdot 2 \cdot 10^{-7} = 212 \text{ Н}$$

Условие выполняется:

$$F_{РАСЧ} = 212 \text{ Н} \leq F_{ДОП} = 7500 \text{ Н}$$

Выбранный проходной изолятор удовлетворяет всем необходимым требованиям. Окончательно принимаем изолятор типа: ИПУ-10/3150-12,5 УХЛ1

6.8.2 Выбор опорных изоляторов

Предварительно выбираем опорный изолятор: ИОЛ - 10 – 8 УХЛ1.

Рассчитаем допустимую нагрузку:

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F_{РАЗР} \cdot \frac{H_{из}}{\left(H_{из} + b + \frac{h}{2} \right)} \quad (81)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot 8000 \cdot \frac{0,12}{\left(0,12 + 0,01 + \frac{0,12}{2} \right)} = 3032 \text{ Н} ,$$

где $H_{из} = 120$ мм – высота изолятора.

Найдем расчетную нагрузку:

$$F_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yo}^2}{a} \cdot l_{np} \cdot 10^{-7} \cdot K_{\phi} \cdot K_{расч} \quad (82)$$

$$F_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot \frac{(21,59 \cdot 10^3)^2}{0,22} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot 1 \cdot 1 = 734 \text{ Н}$$

Условие выполняется:

$$F_{РАСЧ} = 734 \text{ Н} \leq F_{ДОП} = 3032 \text{ Н}$$

Выбранный опорный изолятор удовлетворяет всем необходимым требованиям. Окончательно принимаем изолятор типа: ИОЛ - 10 – 8 УХЛ1.

7 Релейная защита и автоматика подстанции «ВАЗ - V»

МУРЗ «Сириус-Т», предназначено для выполнения функций основной защиты двухобмоточного трансформатора. Продольная дифференциальная защита имеет две ступени: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ)). Имеется контроль небаланса в плечах дифференциальной защиты с действием на сигнализацию (ДЗТ-3). Также присутствует максимальная токовая защита и защита трансформатора от перегрузки. Газовая защита выполняется на реле Бухгольца типа ВФ 80/Q [23].

На выключателях подстанции предусмотрена автоматика в виде АПВ, за исключением секционного выключателя на котором установлена АВР. Все входящие и исходящие линии оснащены МТО и МТЗ. Ввода имеют соответствующую защиту. На кабельных линиях применяется токовая защита нулевой последовательности [6].

7.1 Расчет общих уставок

Таблица 17 – Расчет уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		<i>ВН</i>	<i>НН</i>
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{ном\ перв} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 250$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1467$
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_A	300/5	1500/5
Схема соединения обмоток трансформаторов тока	Y, D	Y	Y

Продолжение таблицы 17

Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{ном\ втор} = \frac{I_{ном\ перв}}{K_A} \cdot k_{сх}$	$\frac{250}{(100/5)} \cdot 1 = 4,17$	$\frac{1467}{(500/5)} \cdot 1 = 4,89$
Принятые значения уставок	«I _{баз ВН} », «I _{баз НН} » диапазон уставок: (0,15–30,0)А	4,17	4,89

Расчитанные базисные токи сторон должны укладываться в допустимый диапазон, который определяется номинальным током входа устройства. Для $I_{НОМ} = 5А$ базисные токи должны входить в диапазон: (1,01 - 10,00) А. Значения 4,17 и 4,89 укладываются в данный диапазон.

7.2 Определение уставок ДЗТ – 1

Для начала определим максимальный ток внешнего КЗ на стороне НН, приведенный к стороне ВН:

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАХ} = \frac{I_{К2}^{(3)}}{k_T} \quad (83)$$

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАХ} = \frac{8250}{37/6,3} = 1405 А$$

Определим относительную величину данного тока:

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАХ}^* = \frac{I_{КЗ.ВНЕШ.МАХ}}{I_{НОМ\ ВН}} \quad (84)$$

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАХ}^* = \frac{1405}{250} = 5,62 о.е.$$

Величина расчетного тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{НБ} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{доб}) \cdot I_{КЗ.ВНЕШ.МАХ}^* \quad (85)$$

$$I_{НБ} = 1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04) \cdot 5,62 = 3,88$$

Произведем выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ исходя из двух условий:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq I_{НБ}$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq 6$$

При диапазоне данной уставки $(4,0-30,0)I_{\text{баз}}$ примем значение равное 6.

7.3 Определение уставок ДЗТ – 2

Найдем величину расчетного тока небаланса при протекании тока равного базисному:

$$I_{НБ.расч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{доб} \quad (86)$$

$$I_{НБ.расч} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04 = 0,36 \text{ о.е.}$$

Определим базовую уставку срабатывания:

$$\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{отс} \cdot I_{НБ.расч} \quad (87)$$

$$\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{баз}}} \geq 1,2 \cdot 0,36 = 0,44$$

При диапазоне данной уставки $(0,3-1,0)I_{\text{баз}}$ примем значение равное 0,5.

Величина коэффициента снижения тормозного тока:

$$K_{сн\ торм} = 1 - 0,5 \cdot I_{НБ.расч} \quad (88)$$

$$K_{сн\ торм} = 1 - 0,5 \cdot 0,36 = 0,82$$

Расчетный коэффициент торможения в процентах:

$$K_{торм\ \%} = \frac{K_{отс} \cdot I_{НБ.расч}}{K_{сн\ торм}} \cdot 100\% \quad (89)$$

$$K_{торм\ \%} = \frac{1,3 \cdot 0,36}{0,82} \cdot 100\% = 57\%$$

При диапазоне данной уставки (10–100)% примем значение равное 57%.

Первая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m1}}{I_{ном}} = \frac{\left(\frac{I_{\partial 1}}{I_{баз}} \right) \cdot 100}{K_{торм\ \%}} \quad (90)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{ном}} = \frac{0,5 \cdot 100}{57} = 0,88$$

Вторая точка излома тормозной характеристики принимается согласно рекомендации производителя из диапазона $(1,0 - 2,0)I_{ном}$. Примем $\frac{I_{m2}}{I_{ном}} = 2,0$.

Уставка блокировки по второй гармонике выбирается из диапазона $(0,06 - 0,2)I_{ном}$. Примем $\frac{I_{\partial 2}}{I_{\partial 1}} = 0,15$.

Тормозная характеристика защиты приведена ниже.

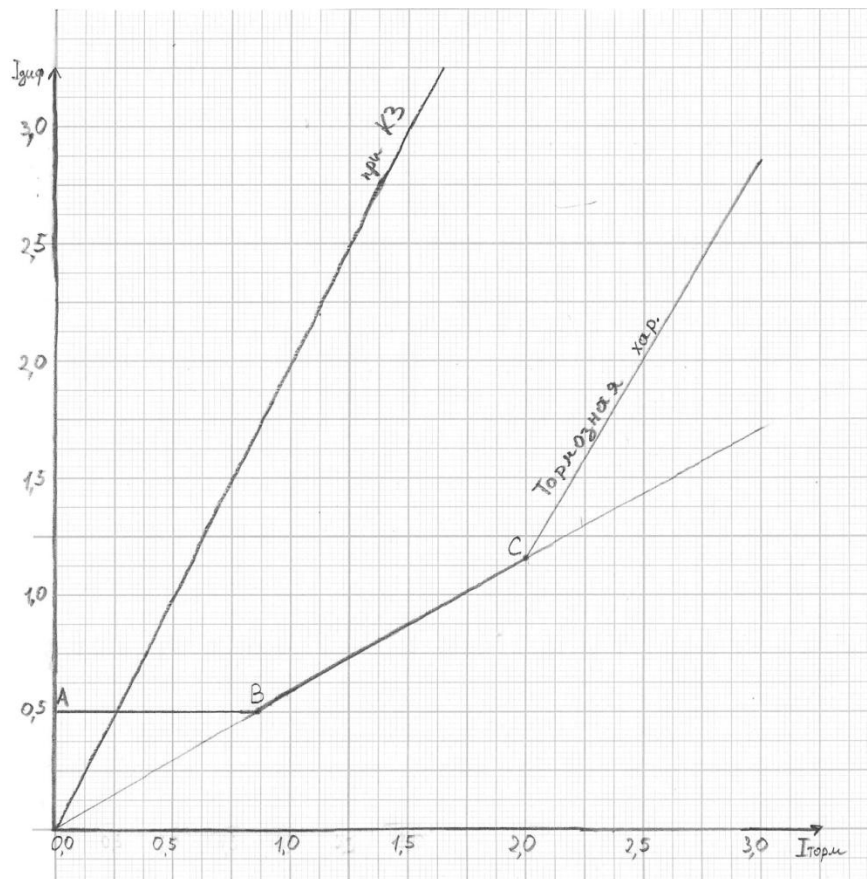


Рисунок 3 – Тормозная характеристика защиты ступени ДЗТ – 2

7.4 Проверка чувствительности дифференциальной защиты

Коэффициент чувствительности ДЗТ-2 должен быть больше 2, согласно [20]. Для дифференциальных защит силовых трансформаторов в качестве расчетного принимается двухфазное КЗ на выводах низшего напряжения.

Найдем первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{C.3} = I_{ном\ ВН} \cdot \left(\frac{I_{\partial 1}}{I_{баз}} \right) \quad (91)$$

$$I_{C.3} = 250 \cdot 0,5 = 125\ A$$

При проверке чувствительности защиты учтем, что благодаря направленности торможения при внутренних КЗ тормозной ток будет отсутствовать.

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.ВНЕШ.МАХ}}}{I_{\text{с.3}}} \quad (92)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1405}{125} = 9,7$$

Защита трансформатора чувствительна при КЗ.

7.5 Контроль небаланса в плечах дифференциальной защиты с действием на сигнализацию (ДЗТ-3)

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 $\left(\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{баз}}} \right)$, а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Согласно рекомендации производителя значения уставок:

$$\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{баз}}} = 0,1; T = 10 \text{ с}$$

7.6 Расчет уставок МТЗ трансформатора

Определим ток срабатывания максимальной токовой защиты:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зан}}}{K_{\text{с}}} \cdot I_{\text{ном.перв ВН}} \quad (93)$$

$$I_{MTЗ} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,92} \cdot 250 = 578,9 \text{ A}$$

Найдем значение тока срабатывания реле МТЗ:

$$I_{СЗ.МТЗ} = \frac{I_{МТЗ} \cdot K_{сх}}{K_{А.ВН}} \quad (94)$$

$$I_{СЗ.МТЗ} = \frac{9,65 \cdot 1}{60} = 9,65 \text{ A}$$

Принимаем ток уставки МТЗ равным 9,65 А.

Произведем проверку чувствительности МТЗ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ.ВНЕШ.МАХ}}{I_{МТЗ}} \quad (95)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1405}{578,9} = 2,1 > 1,5$$

Можно сделать вывод, что требования по чувствительности МТЗ выполняются.

7.7 Расчет уставок защиты трансформатора от перегрузки

Рассчитаем уставку сигнала перегрузки при этом учтем его увеличение на 5% в момент регулирования напряжения трансформатора:

$$I_{\text{ПЕР}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{с}}} \cdot I_{\text{ном-втор}} \quad (96)$$

$$I_{\text{ПЕР.ВН}} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,92} \cdot 4,17 = 5 \text{ A}$$

$$I_{\text{ПЕР.НН}} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,92} \cdot 4,89 = 5,86 \text{ A}$$

8 Выбор оперативного тока подстанции «ВАЗ – V»

Современные цепи управления коммутационных аппаратов, защиты, автоматики, телемеханики и сигнализации питаются от источников оперативного тока. Оперативный ток используется также для аварийного освещения при нарушениях нормальной работы подстанции. Основное требование, предъявляемое к источникам оперативного тока – это постоянная их готовность к действию при любых условиях, включая и моменты КЗ, при которых напряжение на секциях шин подстанции может снизиться до нуля.

Согласно [19] на ПС напряжением 35 кВ и выше должна применяться система оперативного постоянного тока напряжением 220 В.

Роль резервного источника питания на подстанции играет аккумуляторная батарея (АБ). В нормальном режиме работы подстанции, аккумуляторная батарея не работает, однако находится в режиме постоянной готовности. Современные АБ эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда. Аккумуляторная батарея должна быть стационарной свинцово-кислотной и при работе в автономном режиме обеспечивать максимальные расчетные толчковые токи после как минимум двухчасового разряда током нагрузки. На ПС с высшим напряжением 35-110 кВ применяют одну АБ со сроком службы АБ не менее 20 лет.

Зарядные устройства (ЗУ) должны выбираться совместно с АБ для обеспечения всех требований, предъявляемых изготовителями АБ к ЗУ, необходимых для поддержания заявленного срока службы АБ и надежной её работы. На ПС 35- 110 кВ применяют одно зарядное устройство.

Исходя из выше сказанного, на подстанции устанавливается система с постоянным оперативным током. Аккумуляторная батарея собрана из

стационарных малообслуживаемых свинцово-кислотных аккумуляторов с жидким электролитом серии OpzS компании «SSK Group», разработанные специально для подстанций.

9 Собственные нужды подстанции «ВАЗ – V»

На двух трансформаторных подстанциях 35 кВ и выше устанавливаются два трансформатора собственных нужд. Их мощность выбирается в соответствии с нагрузкой, при этом учитывается допустимая перегрузка при выполнении ремонтных работ и отказ одного из силовых трансформаторов [24].

Таблица 18 – Потребители собственных нужд понизительной подстанции

Вид потребителя собственных нужд понизительной подстанции	Установленная мощность, кВт		
	п, штук	$P_{уд}$, кВт/ед.	Всего
1. Устройства охлаждения для трансформаторов	2	2	4
2. Устройство подогрева выключателей и приводов	2	1,95	3,9
3. Подогрев шкафов КРУН-6 кВ	20	1	20
4. Подогрев приводов разъединителей	10	0,6	6
5. Подогрев шкафов РЗИА	2	1	2
6. Освещение, вентиляция и отопление ОПУ + аккумуляторная	1	75	75
7. Освещение ОРУ-35 кВ	1	2	2
8. Зарядно – подзарядный агрегат	1	23	23
Итого:			135,9 кВт
С учетом коэффициента загрузки $K_{загр} = 0,7$			
Всего:			95,2 кВт

Выбираем два трансформатора собственных нужд ТМГ – 100/6/0,4.

Выберем предохранитель по номинальному току для защиты ТСН:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (97)$$

$$I_{ном} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,2 \text{ A}$$

Выбираем предохранитель ПКТ-101-6-10-20 У1.

10 Расчет заземляющего устройства подстанции «ВАЗ - V»

Заземляющее устройство для установок с изолированной нейтралью выполняется в виде контура, расположенного по периметру площадки. Подстанция располагается во второй климатической зоне, тип грунта – суглинок. Его удельное сопротивление $\rho_{гр} = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Вертикальные заземлители выполнены из стальных стержней (оцинкованные), диаметром $d = 12 \text{ мм}^2$ и длиной $l_с = 3 \text{ м}$. Коэффициент сезонности $k_c = 1,7$. Коэффициент использования $\eta_в = 0,64$. Для горизонтального заземлителя используется стальная полоса 40x4. Глубина его заложения равна $t_0 = 0,5 \text{ м}$. Коэффициент сезонности $k_c' = 4,0$. Коэффициент использования $\eta_г = 0,32$. Размер заземляющего контура 34x22 м. Предварительное количество стержней равно 20 шт. Расстояние между стержнями $a = 6 \text{ м}$. Согласно [20] нормируемое сопротивление заземления должно быть $R_3^* = 4 \text{ Ом}$.

1) Определим допустимое сопротивление заземляющего устройства с учетом удельного сопротивления грунта:

$$R_3 = \frac{R_{сп}}{100} \cdot R_3^* \quad (98)$$

$$R_3 = \frac{150}{100} \cdot 4 = 6 \text{ Ом}$$

2) Расчетное удельное сопротивление грунта для стержней:

$$\rho_{расч.верт} = k_c \cdot \rho_{зр} \quad (99)$$

$$\rho_{расч.верт} = 1,7 \cdot 150 = 255 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

3) Определим сопротивление растеканию вертикального заземлителя:

$$R_г = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.верт}}{l_г} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l_г}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t' + l_г}{4 \cdot t' - l_г} \right) \quad (100)$$

$$R_г = \frac{0,366 \cdot 255}{3} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,012} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3} \right) = 89,3 \text{ Ом}$$

где $t' = t_0 + \frac{1}{2} \cdot l_в = 0,5 + \frac{1}{2} \cdot 3 = 2 \text{ м}$

4) Посчитаем необходимо количество вертикальных заземлителей:

$$n_г = \frac{R_з}{\eta_г \cdot R_г} \quad (101)$$

$$n_г = \frac{89,3}{0,64 \cdot 6} = 23,3 \text{ шт}$$

Принимаем предварительно к установке 24 вертикальных заземлителя.

5) Определим длину горизонтального заземлителя:

$$l_г = a \cdot n_г \quad (102)$$

$$l_г = 6 \cdot 22 = 132 \text{ м}$$

6) Расчетное удельное сопротивление грунта для полос:

$$\rho_{расч.гориз} = k_c \cdot \rho_{зр} \quad (103)$$

$$\rho_{расч.гориз} = 4,0 \cdot 150 = 600 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

7) Определим сопротивление растеканию горизонтального заземлителя:

$$R_g = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.гориз}}{l_z} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_z^2}{b \cdot t_0} \quad (104)$$

$$R_g = \frac{0,366 \cdot 600}{144} \cdot \lg \frac{2 \cdot 144^2}{0,04 \cdot 0,5} = 10,4 \text{ Ом}$$

8) Посчитаем действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя:

$$R_z' = \frac{R_z}{\eta_z} \quad (105)$$

$$R_z' = \frac{10,4}{0,32} = 32,5 \text{ Ом}$$

9) Сопротивление растеканию вертикального заземлителя, учитывая сопротивление растеканию горизонтального заземлителя:

$$R_g' = \frac{R_z' \cdot R_3}{R_z' - R_3} \quad (106)$$

$$R_g' = \frac{32,5 \cdot 6}{32,5 - 6} = 7,4 \text{ Ом}$$

10) Определим окончательное количество вертикальных заземлителей:

$$n_g' = \frac{R_g}{\eta_g \cdot R_g'} \quad (107)$$

$$n_g' = \frac{89,3}{0,64 \cdot 7,4} = 18,9 \text{ шт}$$

По результатам расчета для эффективного заземления необходима установка 19 вертикальных стержней.

11 Расчет молниезащиты подстанции «ВАЗ - V»

Территория подстанции должна защищаться от поражений прямыми ударами молний при помощи установленных молниеотводов. Выполнение расчета защиты от прямых ударов молнии заключается в определении зон защиты и ее параметров [18].

Молниеотвод будет считаться двойным, если расстояние между стержневыми молниеприемниками L не превышает максимального значения L_{\max} , т.е. $L \leq 4h$.

Определим габариты зон защиты двойного молниеотвода для ОРУ 35 кВ с надежностью защиты 0,99 при высоте молниеотвода $h = 15,85$ м:

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 15,85 = 12,7 \text{ м}$$

$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 15,85 = 12,7 \text{ м}$$

$$L_{\max} = 4,75 \cdot h = 4,75 \cdot 15,85 = 75,3 \text{ м}$$

$$L_c = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 15,85 = 35,7 \text{ м}$$

В данном случае расстояние $L \leq L_c$ поэтому граница зоны не имеет провеса $h_c = h_0$.

Определим габариты внутренних областей зон защиты двойного молниеотвода на высоте защищаемого сооружения при $h_x = 5,1$ м:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (108)$$

$$r_x = \frac{12,7 \cdot (12,7 - 5,1)}{12,7} = 7,6 \text{ м}$$

Устанавливаем молниеотводы в количестве шести штук на порталы ОРУ 35 кВ. В результате этого осуществляется полноценная защита подстанции от поражений прямыми ударами молний.

Заключение

В выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция электрической части понизительной подстанции 35/6 кВ «ВАЗ - V».

В результате расчета была установлена максимальная полная мощность по подстанции, которая равна 22,85 МВА. Исходя из категории электроснабжения потребителей и максимальной полной мощности по подстанции, был выбран трехфазный двухобмоточный трансформатор ТДН - 16000 35/6 кВ. В дальнейшем были рассчитаны токи короткого замыкания равные, для стороны ВН $I_{к1}^{(3)} = 3,25$ кА и $I_{к2}^{(3)} = 8,25$ кА для стороны НН. По ним осуществлялась проверка всех электрических аппаратов и проводников. Релейная защита подстанции выполнена на базе микропроцессорной техники компании "Радиус автоматика". Оперативный ток понизительной подстанции - постоянный. Далее рассчитывались собственные нужды подстанции. В качестве трансформатора собственных нужд выбран трансформатор ТМГ – 100/6/0,4. Следующим этапом осуществлялся расчет заземления подстанции. Окончательным этапом являлся расчет молниезащиты подстанции. К установке были приняты 6 молниеотводов установленных на порталы, которые защищают подстанцию от поражений прямыми ударами молний.

Список использованных источников

1. Основное оборудование электрических сетей : справочник / под ред. И.Г. Карапетян. – М.: НЦ ЭНАС, 2014.
2. Кудрин, Б.И. Электроснабжение : учебник вузов / Б.И. Кудрин. – 3-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2012.
3. Хорольский В.Я., Таранов М.А., Петров Д.В. Технико-экономические расчеты распределительных электрических цепей : учебное пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов, Д.В. Петров. – М.: Форум, 2015.
4. Быстрицкий, Г.Ф. Электроснабжение. Силовые трансформаторы : учебное пособие для академического бакалавриата / Г.Ф. Быстрицкий, Б.И. Кудрин. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство Юрайт, 2016.
5. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – 4-е изд., стер. – М.: КНОРУС, 2014.
6. Киреева, Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учебник для студ. сред. проф. образования / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – 2-е изд, стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2013.
7. Важов, В.Ф. Техника высоких напряжений : учебник для студентов высших учебных заведений / В.Ф. Важов, В.А. Лавринович. – М.: Инфра-М, 2016.

8. Сибикин, Ю.Д. Электрические подстанции : учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования / Ю.Д. Сибикин. – 2-е изд., испр. – М.: РадиоСофт, 2014.
9. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередач напряжением 0,4 – 750 кВ / под ред. Е.Г. Гологорского. – М.: НЦ ЭНАС, 2014.
10. Хорольский, В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учебное пособие для студентов высших учебных заведений / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. – М.: ФОРУМ, 2013.
11. Панфилов, В.А. Электрические измерения : учебник для студ. сред. проф. образования / В.А. Панфилов. – 8-е изд., испр. – М.: Издательский центр «Академия», 2013.
12. Хорольский, В.Я. Надежность электроснабжения : учебное пособие для студентов высших учебных заведений / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. – М.: ФОРУМ, 2014.
13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП). – М.: НЦ ЭНАС, 2012.
14. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – РАО «ЕЭС России», 2013.
15. Коробов, Г.А. Электроснабжение : учебное пособие для студентов высших учебных заведений / Г.В. Коробов, В.В. Картавец, Н.А. Черемисинова; под общ. ред. Г.В. Коробова. – 3-е изд., испр. и доп. – СПб.: Лань, 2014.
16. Ушаков, В.Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для бакалавриата и магистратуры / В.Я. Ушаков. – М.: Издательство Юрайт, 2016.
17. СТО 56947007-29.240.124-2012 Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанции напряжением 35-1150 кВ. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2012.

18. Титков, В.В. Перенапряжение и молниезащита : учебное пособие для студентов высших учебных заведений / В.В. Титков, Ф.Х. Халилов. – 2-е изд., стер. – СПб.: Лань, 2016.
19. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанции переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). – ОАО «ФСК ЕЭС», 2009.
20. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп. – М.: КРОНУС, 2015.
21. 500kV Line Enhances East Africa’s Power Trade [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.engerati.com/article/500kv-line-enhances-east-africa’s-power-trade> - (Дата обращения: 16.01.2017).
22. Resilience in a changing energy system [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.engerati.com/article/resilience-changing-energy-system> - (Дата обращения: 16.01.2017).
23. Fault Protection And Control For the 21st Century Utility [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.engerati.com/article/fault-protection-and-control-21st-century-utility> - (Дата обращения: 16.01.2017).
24. Transformer Maintenance Could Extend Lifespan of Equipment Lifespan [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.engerati.com/article/transformer-maintenance-could-extend-lifespan-equipment-lifespan> - (Дата обращения: 16.06.2017).
25. Creating Real Opportunities With Today’s Digital Substation [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.engerati.com/article/creating-real-opportunities-today’s-digital-substation> - (Дата обращения: 16.01.2017).