

АННОТАЦИЯ

В данной теме ВКР представлен план реконструкции электрической части ПС напряжением 110/35/10 кВ «Мордвес» (Дьяконово). Для данной подстанции были рассмотрены потребители и приведены их технические данные. Рассчитана величина нагрузок электроприемников и используемая мощность от энергосистемы. Посчитаны токи КЗ. Так же в работе произведен расчет электрической части главной понизительной подстанции.

В последующих пунктах был произведен расчет и выбор оборудования, которое необходимо для реконструкции подстанции и правильного функционирования. Произведен выбор схемы электроснабжения ПС. Посчитаны все необходимые нужды подстанции и по результатам этих расчетов был выбран трансформатор собственных нужд.

Так же к расчетам данной ВКР относятся расчет заземления и молниезащиты подстанции.

ВКР состоит из пояснительной записки объемом 58 листов, включающей в себя 7 рисунков, 24 таблицы и 6 листов графической части формата А1.

Abstract

The graduation project consists of an explanatory note on 57 pages, including 6 figures, 24 tables and the graphic part on 6 A1 sheets.

This graduating project about the rebuilding plan of an electric part of step-down substation of 110/35/10 kV of Mordves (Dyakonovo). For this substation consumers have been considered and their specifications are provided. The size of loadings of electroreceivers and the used power from a power supply system is calculated. Currents of short circuit are counted. Also to work calculation of an electric part of the main step-down substation is made.

In the subsequent points calculation and the choice of the equipment which is necessary for reconstruction of substation and the correct functioning have been made. The choice of the scheme of power supply of step-down substation and the main step-down substation power supply is made. All necessary needs of substation are counted and by results of these calculations the transformer of own needs has been chosen.

Also calculation of grounding and lightning protection of substation belong to calculations of this graduation project.

In conclusion I'd like to stress that the reconstruction of a step-down part of substation done further guarantees safe and long-term work both substations, and all area in general.

Содержание

Введение.....	5
1 Краткая характеристика объекта курсового проекта	7
2 Электрические нагрузки ПС «Мордвес».....	9
3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов	11
4 Выбор электрической схемы подстанции.....	17
5 Расчет токов короткого замыкания подстанции «Мордвес».....	18
6. Выбор оборудования для ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ и КРУН-10 кВ подстанции «Мордвес».....	24
7. Выбор основных конструктивных решений.....	39
8. Релейная защита подстанции «Мордвес».....	40
9. Система оперативного тока подстанции «Мордвес».....	43
10. Собственные нужды подстанции «Мордвес».....	44
11. Расчет заземления подстанции «Мордвес».....	45
12. Расчет молниезащиты подстанции «Мордвес».....	48
Заключение.....	50
Список использованных источников.....	51
Приложение А.....	54

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика на текущий день одна из важнейших отраслей промышленности России, которая постоянно следует за развитием всех отраслей.

Электрическая энергия используется повсеместно, и нельзя сказать что, можно обходиться без нее. Главное свойство электроэнергии, это возможность производства в огромных количествах и передача её на дальние расстояния.

Главные задачи, решаемые энергетиками Российской Федерации (РФ) на данный момент:

- подъем производственных объемов;
- сокращение сроков строительства новых энергетических объектов;
- уменьшение удельных капитальных вложений;
- сокращение удельных расходов топлива;
- повышение производительности труда;
- улучшение структуры производства электроэнергии;

Вся энергетика России включает в себя 70 региональных энергосистем, которые, в свою очередь объединены в 7 энергосистем: Средней волги, Юга, Востока, Сибири, Центра, Северо-запада и Урала. Все энергосистемы соединены между собой высоковольтными ЛЭП 220-500 кВ и работают синхронно.

Управление всеми энергосистемами, расположенных на территории РФ осуществляется Акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы» региональных диспетчерских управлений.

Целью данной ВКР является реконструкция подстанции «Мордвес» Тульской области, г. Мордвес, с. Дьяконово, вывод непригодного, оборудования из эксплуатации и установка новых электрических аппаратов и

проводников, которые будут соответствовать и нормально функционировать с новым силовым оборудованием.

Исходя из цели, были поставлены следующие основные задачи:

- расчет и выбор числа, мощности и типа силовых трансформаторов;
- выбор электрической схемы подстанции;
- расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания;
- производится выбор необходимого электрического оборудования для всех типов напряжения подстанции;
- расчет релейной защиты;
- расчет и выбор собственных нужд, заземления и молниезащиты подстанции.

1 Краткая характеристика объекта курсового проекта

Подстанция «Мордвес» 110/35/10 кВ располагается на улице Барская Слобода 1, Веневский р-н с. Дьяконово (рисунок 1).



Рисунок 1 – Расположение подстанции

Данная подстанция «Мордвес» 110/35/10 кВ была построена и принята к эксплуатации в 1957 году и с того времени ни разу не была реконструирована. Данная подстанция обеспечивает электроэнергией северо-восточный район Тульской области. Потребителями данной подстанции являются такие объекты как с. Дьяконово, г. Мордвес, близлежащие сельскохозяйственные предприятия и много других не мало важных объектов.

По конструктивному исполнению ПС «Мордвес» подразделяется на открытые распределительные устройства 110 кВ и 35 кВ (ОРУ- 110 кВ и ОРУ- 35 кВ) и комплектное распределительное устройство 10 кВ (КРУН-10).

В данный момент на подстанции установлены два силовых трансформатора мощностью 10МВА, типа ТДТН-10000/110/35/10, но в связи с расширением городской черты и дальнейшего развития данного района, текущей мощности трансформаторов не хватит для поддержания благополучия. Исходя из выше перечисленного, принято решение о замене морально устаревшего оборудования на более современные, что положительно скажется не только для подстанции, но и для всего района в целом.

2 Электрические нагрузки понизительной подстанции «Мордвес»

Мощности подстанции «Мордвес» в будущем увеличатся. Для комфортной и безопасной работы подстанции необходима замена установленного оборудования на более мощное, потому что текущий трансформатор ТДТН 10 МВА не справится с будущими мощностями.

Определим характер полной мощности для подстанции «Мордвес» и для ее потребителей.

Расчет максимальной полной мощности сделаем по следующей формуле:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \quad (1)$$

$$S_I = \frac{P_I}{\cos \varphi_I} = \frac{3,6}{0,9} = 4 \text{ МВА}$$

$$S_{II} = \frac{P_{II}}{\cos \varphi_{II}} = \frac{7,2}{0,9} = 8 \text{ МВА}$$

- итоговая мощность для подстанции «Мордвес»:

$$S_{\max}^{ПС} = \sum S_n^i = S_I + S_{II} \quad (2)$$

$$S_{\max}^{ПС} = \sum S_n^i = 4 + 8 = 12$$

Потребляемая электроэнергия для отдельных потребителей:

$$W_I = (3,6 \cdot 2 + 3,6 \cdot 0,8 \cdot 2,5 + 3,6 \cdot 0,6 \cdot 2,5 + 3,6 \cdot 0,3 \cdot 1,76) \cdot 10^3 = 21700 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (3)$$

$$W_{II} = (7,2 \cdot 2 + 7,2 \cdot 0,8 \cdot 2,5 + 7,2 \cdot 0,6 \cdot 2,5 + 7,2 \cdot 0,3 \cdot 1,76) \cdot 10^3 = 43400 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

- для подстанции в целом:

$$W_{ПС} = \sum W_n = 65100 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4)$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки ПС «Мордвес»:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max}^{ПС}} \quad (5)$$

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max}^{ПС}} = \frac{65100}{10,8} = 6027,7 \text{ ч}$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки ПС «Мордвес»:

$$K_{\text{зан}} = \frac{T_M}{8760} \quad (6)$$

$$K_{\text{зан}} = \frac{T_M}{8760} = \frac{65100}{8760} = 0,68$$

где 8760 – число часов в году.

Графики нагрузок представлены в Приложении А.

3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

3.1 Критерии для выбора типа, числа и мощности силового трансформатора

Трансформатором называется электромагнитное статическое устройство, которое предназначено для повышения/понижения переменного напряжения без изменения частоты. Трансформаторы могут выполняться с двумя или более обмотками на магнитопроводе.

Целесообразней всего на подстанциях устанавливать трехфазные трансформаторы или автотрансформаторы, чем группу однофазных по некоторым причинам (меньшая стоимость; трехфазные трансформаторы занимают меньше места на ПС и т.д.).

Трехфазные трансформаторы устанавливаются в кол-ве 2 шт. Делается это для того, чтобы в случае выхода из строя одного можно было компенсировать другим.

3.2 Выбор количества и расчет мощности трансформатора объекта проектирования

На подстанции «Мордвес» потребителями будут являться сельскохозяйственные объекты и жилые районы города и села с категорией электроснабжения I и II.

Выберем двух трансформаторную ПС, где мощность каждого трансформатора $S_{ном.Т}$ с учетом допустимой перегрузки в аварийном режиме будет рассчитана по формуле:

$$S_{ном.Т} = \frac{S_{max}^{ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n - 1)} \quad (7)$$

$$S_{ном.Т} = \frac{S_{max}^{ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n - 1)} = \frac{12 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 7,2 \text{ MVA}$$

где K_{1-2} - коэффициент участия в нагрузке потребителей I и II категории (0,75...0,85), $K_{1-2} = 0,85$;

$K_{пер}$ - коэффициент перегрузки трансформатора, $K_{пер} = 1,4$.

Проведем сравнения и выберем оптимальный силовой трансформатор под новые мощности подстанции. Выбираем силовые трансформаторы типа ТДТН-16000/110/35/10 и ТДТН-25000/110/35/10

Таблица 1 – Каталожные данные силовых трансформаторов

Тип	$S_{ном.Т},$ МВА	Каталожные данные			
		$U_K, \%$	$U_{ном обмоток}, кВ$	$\Delta P_{кз},/\Delta P_{хх},$ кВт	$I_x,$ %
		ВН-СН/ВН- НН/СН-НН	ВН-СН/ВН- НН/СН-НН		
ТДТН-16000	16	10,5/17,5/6,5	115/37/10.5	90/15,8	0,33
ТДТН-25000	25	10,5/17,5/6,5	115/37/10.5	140/28,5	0,7

3.3 Техничко-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов по годовым графикам нагрузки подстанции

Вариант с ТДТН-16000/110/35/10 кВ

Расчет $Q_{хх}$ силового трансформатора в режиме х.х.

$$Q_{хх} = \frac{I_x \%}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (8)$$

$$Q_{хх} = \frac{I_x \%}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,33}{100} \cdot 16000 = 52,8 \text{ квар}$$

Определим приведённые потери мощности в режиме х.х. трансформатора используя формулу:

$$P_{хх} = \Delta P_{хх} + P_{хх} \cdot Q_{хх} \quad (9)$$

$$P_{хх} = \Delta P_{хх} + P_{хх} \cdot Q_{хх} = 15,8 + 0,05 \cdot 52,8 = 18,44 \text{ кВт}$$

где $\Delta P_{хх}$ - потери холостого хода трансформатора;

k_{un} - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источника питания, принимаем равным 0,05 кВт/квар.

Рассчитаем коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$k_{3.B} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} \quad (10)$$

$$k_{3.B} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{12000}{16000} = 0,75$$

$$k_{3.C} = \frac{S_C}{S_{ном.Т}} = \frac{8000}{16000} = 0,5$$

$$k_{3.H} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{4000}{16000} = 0,25$$

Найдём напряжения к.з. (%) обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора:

$$U_{к.ВН} = \frac{1}{2}(U_{к.ВН-НН} + U_{к.ВН-СН} - U_{к.СН-НН}) \quad (11)$$

$$U_{к.ВН} = \frac{1}{2}(U_{к.ВН-НН} + U_{к.ВН-СН} - U_{к.СН-НН}) = \frac{1}{2}(17 + 10,5 - 6) = 10,75 \%$$

$$U_{к.ВС} = \frac{1}{2}(U_{к.ВН-СН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-НН}) \quad (12)$$

$$U_{к.ВС} = \frac{1}{2}(U_{к.ВН-СН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-НН}) = \frac{1}{2}(10,5 + 6 - 17) = 0 \%$$

$$U_{к.НН} = \frac{1}{2}(U_{к.ВН-НН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-СН}) \quad (13)$$

$$U_{к.НН} = \frac{1}{2}(U_{к.ВН-НН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-СН}) = \frac{1}{2}(17 + 6 - 10,5) = 6,25 \%$$

Найдём потери реактивной мощности обмоток трансформатора в режиме к.з.:

$$Q_{к.В} = \frac{U_{к.ВН} \%}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (14)$$

$$Q_{к.В} = \frac{U_{к.ВН} \%}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,75}{100} \cdot 16000 = 1720 \text{ квар}$$

$$Q_{к.С} = \frac{U_{к.СН} \%}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0}{100} \cdot 16000 = 0 \text{ квар}$$

$$Q_{к.Н} = \frac{U_{к.НН} \%}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{6,25}{100} \cdot 16000 = 1000 \text{ квар}$$

Найдём приведённые потери активной мощности к.з. обмоток трансформатора:

$$P_{\kappa.B} = P_{\kappa.C} = P_{\kappa.H} = 0,5 \cdot \Delta P_{K3} \quad (15)$$

$$P_{\kappa.B} = P_{\kappa.C} = P_{\kappa.H} = 0,5 \cdot \Delta P_{K3} = 0,5 \cdot 90 = 45 \text{ кВт}$$

$$P'_{\kappa.B} = P_{\kappa.B} + k_{um} \cdot Q_{\kappa.B} \quad (16)$$

$$P'_{\kappa.B} = P_{\kappa.B} + k_{um} \cdot Q_{\kappa.B} = 45 + 0,05 \cdot 1720 = 131 \text{ кВт}$$

$$P'_{\kappa.C} = P_{\kappa.C} + k_{um} \cdot Q_{\kappa.C} = 45 + 0,05 \cdot 0 = 45 \text{ кВт}$$

$$P'_{\kappa.H} = P_{\kappa.H} + k_{um} \cdot Q_{\kappa.H} = 45 + 0,05 \cdot 1000 = 95 \text{ кВт}$$

Рассчитаем приведённые потери мощности трансформатора:

$$P'_T = P'_{XX} + k_{3.B}^2 \cdot P'_{\kappa.B} + k_{3.C}^2 \cdot P'_{\kappa.C} + k_{3.H}^2 \cdot P'_{\kappa.H} \quad (17)$$

$$P'_T = 18,44 + 0,5625 \cdot 131 + 0,25 \cdot 45 + 0,0625 \cdot 95 = 109,3 \text{ кВт}$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_{\text{э}}^{PC} = S_{\text{ном.Т}}^{PC} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_{XX}}{P'_K}} \quad (18)$$

$$S_{\text{э}}^{PC} = S_{\text{ном.Т}}^{PC} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_{XX}}{P'_K}} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{18,44}{90}} = 10,24 \text{ МВА}$$

Найдём потери электроэнергии:

$$\Delta W_{PC} = \sum n_i \cdot P_{XX} \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n} \cdot k_{3.B.i}^2 \cdot P'_{\kappa.B} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot k_{3.C.i}^2 \cdot P'_{\kappa.C} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot k_{3.H.i}^2 \cdot P'_{\kappa.H} \cdot T_i \right) \quad (19)$$

Результаты расчётов потерь электроэнергии приведены в таблице 3.

Найдём стоимость электроэнергии за 1 кВт·ч:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta \quad (20)$$

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{270 \cdot 12}{6027} + 0,9 = 0,99 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

где $\alpha = 270$ - основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности;

$\beta = 0,9$ - дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч.

Найдём стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{PC} \cdot C_{\text{э}} \quad (21)$$

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{PC} \cdot C_{\text{э}} = 531527 \cdot 0,99 = 526211 \text{ руб}$$

Определим экономическую целесообразность трансформаторов используя метод приведённых затрат:

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K + p_{\text{сум}} \cdot K + I_{\text{э}} \quad (22)$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 9000000 + 0,094 \cdot 9000000 + 526211 = 2722211 \text{ руб}$$

где $E_H = 0,15$ - нормативный коэффициент дисконтирования;

K - капитальные затраты на оборудование ПС (учитывается только стоимость трансформаторов) $K = 9000000$ руб;

$p_{\text{сум}} = 0,094$ - суммарный коэффициент отчислений на обслуживание и ремонт.

Рассмотрим вариант с ТДТН-25000/110/35/10 кВ

Расчет параметров для трансформатора ТДТН-25000/110/35/10 кВ производится так же как и для предыдущего трансформатора. Результаты расчетов занесены в таблицу 2. Результаты расчётов потерь электроэнергии приведены в таблице 4.

Таблица 2 Расчетные параметры ТДТН-25000

Переменная	Значение
Q_{XX}	175 квар
P_{XX}	37,25 кВт
$k_{3.B} / k_{3.C} / k_{3.H}$	0,48/0,32/0,16
$U_{к.ВН} / U_{к.ВС} / U_{к.НН}$	10,75/0/6,25 %
$Q_{к.В} / Q_{к.С} / Q_{к.Н}$	2687,5/0/1562,5 квар
$P_{к.В} / P'_{к.С} / P'_{к.Н}$	204,38/70/148,13 кВт
P'_T	95,3 кВт
$S_{\text{э}}^{\text{ПС}}$	15,95 МВА
$C_{\text{э}}$	0,99 кВт/ч
$I_{\text{э}}$	591155 руб
$Z_{\text{пр}}$	3519155 руб

Принимается к установке на подстанцию наиболее выгодный трансформатор ТДТН-16000/110/35/10 кВ.

Таблица 3- Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторах ТДТН 16

i	$S_{B,i}/S_{C,i}/S_{H,i}$, кВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{3.B,i}/k_{3.C,i}/k_{3.H,i}$	$\Delta W_{к.Б,i}/\Delta W_{к.С,i}/\Delta W_{к.Н,i}$, кВт·ч		
1	12000/8000/4000	2	2000	73760	0.75/0.5/0.25	73688/11250/5938		
2	9600/6400/3200	1	2500	46100	0.6/0.4/0.2	117900/18000/9500		
3	7200/4800/2400	1	2500	46100	0.45/0.3/0.15	66319/10125/5344		
4	3600/2400/1200	1	1760	32454	0.23/0.15/0.08	12197/1782/1070		
				$\sum \Delta W_x = 198414$		$\sum \Delta W_{к.Б} = 270104$	$\sum \Delta W_{к.С} = 41157$	$\sum \Delta W_{к.Н} = 21852$
$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_x + \sum \Delta W_{к.Б} + \sum \Delta W_{к.С} + \sum \Delta W_{к.Н} = 531527 \text{ кВт·ч}$								

Таблица 4- Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе ТДТН 25

i	$S_{B,i}/S_{C,i}/S_{H,i}$, кВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{3.B,i}/k_{3.C,i}/k_{3.H,i}$	$\Delta W_{к.Б,i}/\Delta W_{к.С,i}/\Delta W_{к.Н,i}$, кВт·ч		
1	12000/8000/4000	1	2000	74500	0.48/0.32/0.16	94178/14336/7584		
2	9600/6400/3200	1	2500	93125	0.38/0.27/0.13	73781/12757/6258		
3	7200/4800/2400	1	2500	93125	0.29/0.19/0.1	42970/6317/3703		
4	3600/2400/1200	1	1760	65560	0.14/0.1/0.05	7050/1232/651		
				$\sum \Delta W_x = 326310$		$\sum \Delta W_{к.Б} = 217979$	$\sum \Delta W_{к.С} = 34642$	$\sum \Delta W_{к.Н} = 18196$
$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_x + \sum \Delta W_{к.Б} + \sum \Delta W_{к.С} + \sum \Delta W_{к.Н} = 597127 \text{ кВт·ч}$								

4 Выбор электрической схемы подстанции

Выбор электрических схем ОРУ нужен для того, чтобы обеспечить надежность и дальнейшее развитие энергосистемы.

Главной электрической схемой подстанции - схема первичной коммутации это схема соединения основного электрооборудования подстанции, которое включает в себя силовые и измерительные трансформаторы, реакторы и коммутационные аппараты.

На подстанции «Мордвес» применена типовая схема электроснабжения на напряжение 110 кВ №110-5Н – «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий.»

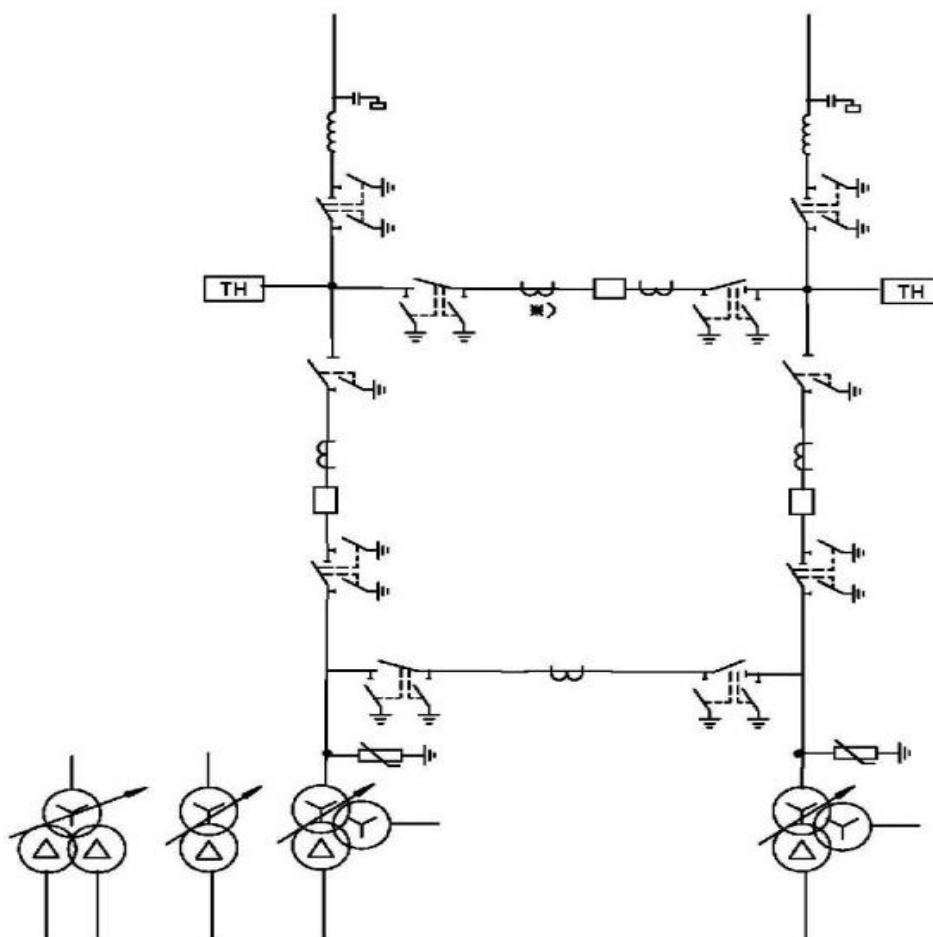


Рисунок 2 - Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий.

5 Расчет токов короткого замыкания подстанции «Мордвес»

Короткое замыкание (КЗ) - соединение двух точек электрической цепи с разными значениями потенциала, которое не предусмотрено конструкцией устройства и нарушает его нормальную работу.

Как правило, короткие замыкания возникают при авариях в системе электроснабжения, так же могут быть причиной неправильной работой ремонтного персонала и несвоевременного обнаружения дефектов электрооборудования или на линиях.

Расчет токов К.З. необходим для выбора электрических аппаратов, токоведущих частей, заземляющих устройств и т.д.

5.1 Расчет симметричных и несимметричных токов трехфазного короткого замыкания

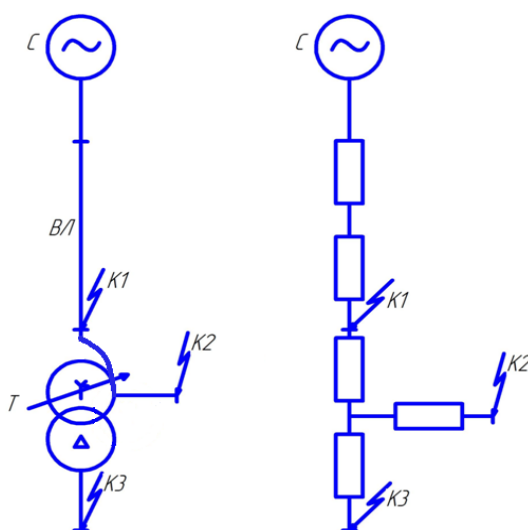


Рисунок 3 – Расчетная схема ТКЗ и схема замещения

Технические данные:

Система:

$U_H = 110$ кВ;

$S_6 = 1000$ МВА;

$S_{кз} = 2150$ МВА;

Линия:

$X_0 = 0,4$ Ом/км;

$L = 61$ км;

$U_H = 110$ кВ;

В соответствии со схемой замещения находим сопротивление каждого элемента цепи.

Система:

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_{K3}} \quad (23)$$

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_{K3}} = \frac{1000}{2150} = 0,47 \text{ о.е.}$$

Линия электропередач:

$$X_{Л} = x_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} \quad (24)$$

$$X_{Л} = x_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot \frac{61}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,92 \text{ о.е.}$$

Трансформатор:

$$X_{T.BH} = \frac{U_K^{\%} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном.T}} \quad (25)$$

$$X_{T.BH} = \frac{U_K^{\%} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном.T}} = \frac{10,75 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,7 \text{ о.е.}$$

$$X_{T.CH} = \frac{U_K^{\%} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном.T}} = 0 \text{ о.е.}$$

$$X_{T.HH} = \frac{U_K^{\%} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном.T}} = \frac{6,25 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 3,9 \text{ о.е.}$$

Базисный ток для точки К1:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (26)$$

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Для точки К2:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}$$

Для точки К3:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}$$

ТКЗ в точке К1.

Конечное сопротивление для точки К1:

$$x_{*K1(\bar{\sigma})} = x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*\bar{\sigma},l} \quad (27)$$

$$x_{*K1(\bar{\sigma})} = x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*\bar{\sigma},l} = 0,47 + 0,92 = 1,39 \text{ о.е.}$$

Начальное действующее значение для периодической составляющей ТКЗ:

$$I_{K1} = \frac{E_{*(\bar{\sigma})}}{x_{*K1(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma}} \quad (28)$$

$$I_{K1} = \frac{E_{*(\bar{\sigma})}}{x_{*K1(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{1,39} \cdot 5,02 = 3,61 \text{ кА}$$

Ударный ТКЗ определяю как:

$$i_{y\bar{\sigma}} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot k_{y\bar{\sigma}} \quad (29)$$

$$i_{y\bar{\sigma}} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot k_{y\bar{\sigma}} = \sqrt{2} \cdot 3,61 \cdot 1,8 = 9,2 \text{ кА}$$

где $k_{y\bar{\sigma}} = 1,8$.

КЗ в точке К2. Конечное сопротивление для точки К2:

$$x_{*K2(\bar{\sigma})} = x_{*K1(\bar{\sigma})} + x_{*TB} + x_{*TC} \quad (30)$$

$$x_{*K2(\bar{\sigma})} = x_{*K1(\bar{\sigma})} + x_{*TB} + x_{*TC} = 1,39 + 6,7 + 0 = 8,09 \text{ о.е.}$$

Начальное действующее значение для периодической составляющей ТКЗ:

$$I_{K2} = \frac{E_{*(\bar{\sigma})}}{x_{*K2(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma}} \quad (31)$$

$$I_{K2} = \frac{E_{*(\bar{\sigma})}}{x_{*K2(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{8,09} \cdot 15,6 = 1,93 \text{ кА}$$

Ударный ТКЗ определяю как:

$$i_{y\bar{\sigma}} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot k_{y\bar{\sigma}} \quad (32)$$

$$i_{y\bar{\sigma}} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot k_{y\bar{\sigma}} = \sqrt{2} \cdot 1,93 \cdot 1,8 = 4,91 \text{ кА}$$

где $k_{y\bar{\sigma}} = 1,8$.

КЗ в точке К3. Конечное сопротивление для точки К3:

$$x_{*K3(\bar{\sigma})} = x_{*K1(\bar{\sigma})} + x_{*TB} + x_{*TH} \quad (33)$$

$$x_{*K3(\bar{\sigma})} = x_{*K1(\bar{\sigma})} + x_{*TB} + x_{*TH} = 1,39 + 6,7 + 3,9 = 11,99 \text{ о.е.}$$

Начальное действующее значение для периодической составляющей ТКЗ:

$$I_{K3} = \frac{E^{*(\bar{b})}}{x_{*K3(\bar{b})}} \cdot I_{\bar{b}} \quad (34)$$

$$I_{K3} = \frac{E^{*(\bar{b})}}{x_{*K3(\bar{b})}} \cdot I_{\bar{b}} = \frac{1}{11,99} \cdot 55 = 4,59 \text{ кА}$$

Ударный ТКЗ определяю как:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot k_{y\partial} \quad (35)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 4,59 \cdot 1,9 = 12,33 \text{ кА}$$

где $k_{y\partial} = 1,9$.

Для нулевой последовательности сопротивление линии:

$$x_{*Л(0)} = \frac{x_0}{x_1} \cdot x_{*Л(\bar{b})} \quad (36)$$

$$x_{*Л(0)} = \frac{x_0}{x_1} \cdot x_{*Л(\bar{b})} = 4,7 \cdot 0,92 = 4,3 \text{ о.е.}$$

где $\left(\frac{x_0}{x_1}\right) = 4,7$ (т.к. число цепей 2).

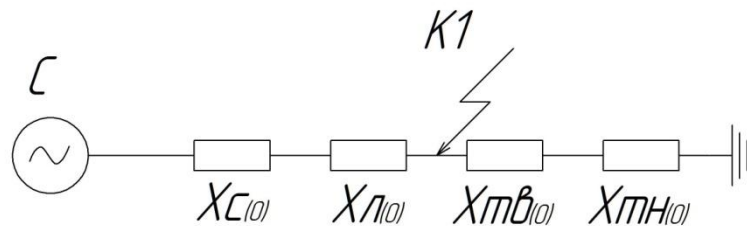


Рисунок 4 – Схема замещения нулевой последовательности
Произвожу упрощение схемы:

$$x_1 = x_{c(0)} + x_{Л(0)} \quad (37)$$

$$x_1 = x_{c(0)} + x_{Л(0)} = 0,47 + 4,3 = 4,77 \text{ о.е.}$$

$$x_2 = x_{ТВ(0)} + x_{ТН(0)} \quad (38)$$

$$x_2 = x_{ТВ(0)} + x_{ТН(0)} = 6,7 + 3,9 = 10,6 \text{ о.е.}$$

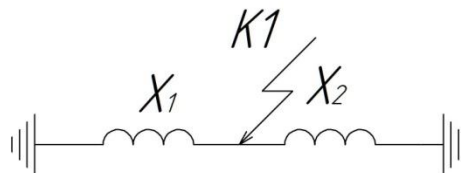


Рисунок 5 – Схема после упрощения

$$x_{0\Sigma} = \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2} \quad (39)$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2} = \frac{4,77 \cdot 10,6}{4,77 + 10,6} = 3,3 \text{ о.е.}$$

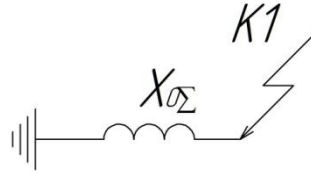


Рисунок 6 – Конечная схема замещения нулевой последовательности

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{c(\phi)} + x_{Л(\phi)} \quad (40)$$

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{c(\phi)} + x_{Л(\phi)} = 0,47 + 0,92 = 1,39 \text{ о.е.}$$

Определяю добавочные сопротивления, рассчитываю токи к.з.:

$$x_{\Delta}^{(1)} = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma} \quad (41)$$

$$x_{\Delta}^{(1)} = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma} = 1,39 + 3,3 = 4,69 \text{ о.е.}$$

$$x_{\Delta}^{(2)} = x_{2\Sigma} = 1,39 \text{ о.е.}$$

(42)

$$x_{\Delta}^{(1.1)} = \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}$$

$$x_{\Delta}^{(1.1)} = \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = \frac{1,39 \cdot 3,3}{1,39 + 3,3} = 0,98 \text{ о.е.}$$

$$m^{(1.1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{(x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}} \quad (43)$$

$$m^{(1.1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{(x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{1,39 \cdot 3,3}{(1,39 + 3,3)^2}} = 1,54$$

(44)

$$I^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{*(\phi)}}{x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^{(1)}} \cdot I_{\phi} = 2,47 \text{ кА}$$

$$I^{(1.1)} = m^{(1.1)} \cdot \frac{E_{*(\phi)}}{x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^{(1.1)}} \cdot I_{\phi} = 3,26 \text{ кА}$$

$$I^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*(\phi)}}{x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^{(2)}} \cdot I_{\phi} = 3,13 \text{ кА}$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты расчетов ТКЗ

	K_1	K_2	K_3
U_H	110, кВ	35, кВ	10, кВ
$K_{уд}$	1,8	1,8	1,9
$I_k^{(3)}$	3.61, кА	1.93, кА	4.59, кА
$I_k^{(2)}$, кА	3.13, кА	-	-
$I_k^{(1)}$	2.47, кА	-	-
$I_k^{(1.1)}$	3.26, кА	-	-
$i_{уд}$	9.2, кА	4.91, кА	12.33, кА

6 Выбор оборудования для ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ и КРУН-10 кВ подстанции «Мордвес»

Следующим этапом работы является выбор электрооборудования, так как после замены силовых трансформаторов увеличиваются мощности, а следовательно и токи. Это означает что старое оборудования морально устарело и нуждается в замене на более современные устройства, которые будут качественнее справляться со своей задачей.

При выборе оборудования необходимо учитывать ряд параметров, таких как: номинальные токи и напряжения, токи термической и электродинамической стойкости. Так же необходимо учитывать род установки (внутренняя или наружная), удобство размещения и его стоимость.

6.1 Выбор выключателей

Первым этапом будет выбор выключателя. Выключателем называется коммутационный аппарат в установках, который необходим для отключения цепи при различных режимах работы и включения цепи в тех же режимах.

Режимы работы:

- длительная нагрузка;
- перегрузка;
- КЗ (короткое замыкание);
- холостой ход;
- несинхронная работа.

Наиболее тяжёлой работой выключателя является отключение токов К.З. и включение на существующее короткое замыкание.

В текущем плане реконструкции будет использоваться элегазовый выключатель фирмы Mitsubishi Electric на стороне 110 кВ. Марка выключателя 100-SFMT 40-SE.

Сравним данные полученные в ходе расчетов и каталожные данные сего выключателя. Полученные результаты занесем в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчетные и каталожные данные для выключателя 100-SFMT40SE

100-SFMT40SE	
Расчетные данные	Данные из каталога
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.дл}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 113 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1200 \text{ А}$
$I_{\text{н,τ}} = 3,61 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{а,τ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н,τ}} \cdot e^{-\tau/Ta} = 1.26 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} / 100) \cdot I_{\text{откл.ном}} = 25.76 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н,τ}} + i_{\text{а,τ}} = 6.37$	$\sqrt{2} \cdot I \cdot (1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100}) = 81.76$
$I_{\text{н,0}} = 3,61 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 9,2 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 101 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{н,0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 3.26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель 100-SFMT40SE подходит по всем параметрам и будет принят к установке.

После выбора выключателя на сторону ВН приступим к расчету и сравнению выключателя на сторону СН с напряжением 35кВ. Наиболее лучшим вариантом станет вакуумный выключатель ВВ/TEL-35-12.5/630. Результаты расчетов и каталожные данные сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Данные для выключателя ВВ/TEL-35-12.5/630

ВВ/TEL-35-12.5/630	
Расчетные данные	Данные из каталога
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.дл}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{назр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 349,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{н,}\tau} = 1,93 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 12,5 \text{ кА}$
$i_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н,}\tau} \cdot e^{-\tau/Ta} = 0,26 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} / 100) \cdot I_{\text{откл.ном}} = 15 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н,}\tau} + i_{\text{а,}\tau} = 2,99$	$\sqrt{2} \cdot I \cdot (1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100}) = 32$
$I_{\text{н,0}} = 1,93 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 25 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 4,91 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{н,0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 0,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 12,5^2 \cdot 0,2 = 32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный выключатель марки ВВ/TEL-35-12.5/630 подходит по всем условиям и будет принят к установке.

По такому же алгоритму производим расчет параметров для выключателя на стороне НН. Выбор пал на вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1600 У2. Расчеты и каталожные данные сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Данные для выключателя ВВ/TEL-10-20/1600 У2.

ВВ/TEL-10-20/1600 У2	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.дл}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1231 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\text{н,}\tau} = 4,59 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н,}\tau} \cdot e^{-\tau/Ta} = 3,62 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} / 100) \cdot I_{\text{откл.ном}} = 51 \text{ кА}$

$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} = 10,1$	$\sqrt{2} \cdot I \cdot \left(1 + \frac{\beta_{нор}}{100}\right) = 51$
-------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------

Продолжение таблицы 8

$I_{n,0} = 4,59 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$
$i_{уд} = 12,33 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 134 \text{ кА}$
$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 6,74 \text{ кА}^2 \cdot c$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,2 = 80 \text{ кА}^2 \cdot c$

Выключатель ВВ/TEL-10-20/1600 У2 удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

6.2 Выбор разъединителей

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, служащий для отключения и включения электрических цепей без тока или с небольшими токами. Разъединитель для обеспечения безопасности имеет изоляционный промежуток между контактами в отключенном состоянии.

Произведем проверку разъединителей для всех типов напряжения:

Таблица 9 – Расчетные и каталожные данные РГН-110/1000 УХЛ-1

РГН-110/1000 УХЛ-1	
Расчетные данные	Данные из каталога
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 113 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{n,0} = 3,61 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 31 \text{ кА}$
$i_{уд} = 9,2 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$
$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 3,26 \text{ кА}^2 \cdot c$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 200 \text{ кА}^2 \cdot c$

Разъединитель удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

Таблица 10 – Расчетные и каталожные данные РНДЗ-35/1000 УХЛ-1

РНДЗ-35/1000 УХЛ-1	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.дл}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 370 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{н.о}} = 1,93 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 25 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 4,91 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 3,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединитель удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

6.3 Выбор трансформаторов тока

Для стороны 110 кВ выбираем трансформатор тока ТРГ 110, расчетные и каталожные данные которого сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчетные и каталожные данные ТРГ-110.

ТРГ-110	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 370 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{н.о}} = 3,61 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 25 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 9,2 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 3,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для того чтобы проверить трансформатор тока по вторичной нагрузке, надо обратиться к схеме включения и каталожным данным приборов. Поскольку фазы равномерно загружены, выберем одну.

Таблица 12 – Данные амперметра АМТД

Прибор	Нагрузка, В·А
Амперметр - АМТД	0,8

Общее сопротивление приборов одной фазы:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (45)$$

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{0,8}{5^2} = 0,032 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов $R_k = 0,1$ Ом. Значит сопротивление проводов равно:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k \quad (46)$$

$$R_{пр} = 1,2 - 0,032 - 0,1 = 1,068 \text{ Ом}$$

Определяем сечение соединительных проводов учитывая длину равной 40 м:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{пр}} \quad (47)$$

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 40 \cdot 1,73}{1,068} = 1,13 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение 2.5 мм².

Для стороны 35 кВ выбираем трансформатор тока ТРГ 35, расчетные и каталожные данные которого сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчетные и каталожные данные ТРГ-35.

ТРГ-35	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 349 \text{ А}$	$I_{ном} = 900 \text{ А}$
$I_{н,0} = 1,93 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 25 \text{ кА}$
$i_{уд} = 4,91 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 63 \text{ кА}$
$B_k = I_{н,0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 3,26 \text{ кА}^2 \cdot c$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 75 \text{ кА}^2 \cdot c$

Данные о вторичной нагрузке в таблице 14.

Таблица 14 – Данные о вторичной нагрузке ТРГ-35

Прибор	Нагрузка, В·А
	A/B/C
Амперметр EQ96	0.8/0.8/0.8
Счетчик электроэнергии WQR96	6/6/6
Итого	6.8/6.8/6.8

Общее сопротивление приборов одной фазы:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (48)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6.8}{5^2} = 0.272 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов $R_k = 0.1$ Ом. Значит сопротивление проводов равно:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_k \quad (49)$$

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.272 - 0.1 = 0.828 \text{ Ом}$$

Определяем сечение соединительных проводов учитывая длину равной 40 м:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} \quad (50)$$

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} = \frac{0.0175 \cdot 40 \cdot 1.73}{0.82} = 1.66 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение 2.5 мм^2 .

Для стороны 10 кВ выбираем трансформатор тока ТОЛ-10, расчетные и каталожные данные которого сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчетные и каталожные данные ТОЛ-10.

ТОЛ-10	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1233 \text{ А}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$
$i_{уд} = 12,33 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 153 \text{ кА}$
$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 33,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 180 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный трансформатор удовлетворяет всем требованиям.

Данные о вторичной нагрузке сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Данные о вторичной нагрузке ТОЛ-10

Прибор	Нагрузка, В·А
	А/В/С
Амперметр EQ96	0.8/0.8/0.8
Счетчик электроэнергии WQR96	8/8/8
Итого	8.8/8.8/8.8

Общее сопротивление приборов одной фазы:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (51)$$

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{8.8}{5^2} = 0.352 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов $R_k = 0.1$ Ом. Значит сопротивление проводов равно:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k \quad (52)$$

$$R_{пр} = 1,6 - 0,352 - 0,1 = 1,14 \text{ Ом}$$

Определяем сечение соединительных проводов учитывая длину равной 40 м:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{пр}} \quad (53)$$

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 40 \cdot 1,73}{1,14} = 1,66 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение 2.5 мм².

6.4 Выбор трансформатора напряжения

Для стороны напряжением 35кВ выберем трансформатор напряжения ЗНОЛ-35.

Данный вид оборудования выбирался по следующим условиям:

- 1) По напряжению установки:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$$

$$35кВ \leq 35кВ$$

- 2) Конструкции с схеме соединений обмоток, классу точности с учетом допустимой вторичной нагрузки

Условие вторичной нагрузки:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$$

Данные по вторичной нагрузке сведены в таблицу 17

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор.	Мощность катушек	Cosφ/Sinφ	Общая мощность	
			P,Вт	Q,вар
Амперметр EQ96	2	1/0	2	-
Счетчик электроэнергии WQR	5	0,34/0,94	3,4	9,4
Итого			5,4	9,4

Суммарная полная мощность:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} \tag{54}$$

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{9,4^2 + 5,4^2} = 10,84 \text{ А}$$

Исходя из полученных данных, трансформатор напряжения полностью подходит.

Для стороны напряжением 10кВ выберем трансформатор напряжения НАЛИ-10.

Данный вид оборудования выбирался по следующим условиям:

- 1) По напряжению установки:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$$

$$10кВ \leq 10кВ$$

2) Конструкции с схеме соединений обмоток, классу точности с учетом допустимой вторичной нагрузки

Условие вторичной нагрузки:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$$

Данные по вторичной нагрузке сведены в таблицу 18

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Мощность катушек	Cosφ/Sinφ	Общая мощность	
			P,Вт	Q,вар
Амперметр EQ96	2	1/0	20	-
Счетчик электроэнергии WQR	5	0,34/0,94	17	47
Итого			37	47

Суммарная полная мощность:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (55)$$

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{37^2 + 47^2} = 59.8 \text{ A}$$

Исходя из полученных данных, трансформатор напряжения полностью подходит.

6.5 Выбор ОПН

Данное устройство предназначено для защиты аппаратуры от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Произведем выбор ОПН для каждого класса напряжения:

Для 110 кВ - ОПН-П 110 УХЛ1;

Для 35 кВ – ОПН-П 35 УХЛ1;

Для 10 кВ – ОПН-П 10 УХЛ1.

6.6 Выбор гибких шин

Шины на стороне 110кВ выполняются гибкими проводами.

1) Определяем расчетные токи:

$$I_{ном} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (56)$$

$$I_{ном} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80 \text{ A}$$

$$I_{ном} = 1.4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (57)$$

$$I_{ном} = 1.4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1.4 \cdot 80 = 112 \text{ A}$$

2) Сечение выбираем по экономической плотности тока

$$j_{э} = 1 \frac{\text{A}}{\text{мм}^2}$$

$$S_{э} = \frac{I_{ном}}{j_{э}} \quad (58)$$

$$S_{э} = \frac{I_{ном}}{j_{э}} = \frac{112}{1} = 112 \text{ мм}^2$$

Принимаем АС 120/19: $S = 120 \text{ мм}^2$, $d = 15,2 \text{ мм}$, $I_{доп} = 380 \text{ A}$.

3) Проверка провода на длительный допустимый ток:

Т.к. $I_{макс} = 112 \text{ A} \leq I_{доп} = 380 \text{ A}$, то данный провод подходит по данному требованию.

Из-за того что данные шины выполняются в виде неизолированных проводов на открытом воздухе проверка на термическое действие тока не нужна. Так же не будет проверки на электродинамическую стойкость ($I_{п.о} \leq 20 \text{ кА}$).

4) Проверка на коронирование

При напряжениях выше 35 кВ проводится проверка на коронирование.

Сначала определим начальную максимальную напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot 1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \quad (59)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot 1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.76}} = 25.2 \text{ кВ/см}$$

Где $r_0 = 0,76$ - радиус провода (см), m – коэффициент шероховатости поверхности провода ($m=0.82$).

Далее рассчитывается напряженность электрического поля вблизи провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \log \frac{D_{\text{ср.г.}}}{r_0}} = 19.8 \quad (60)$$

Где U – линейное напряжение; $D_{\text{ср.г.}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз при горизонтальном расположении фаз.

Условие отсутствия короны записывается так:

$$1.07 \cdot E \leq 0.9 \cdot E_0$$

$$21,19 \leq 22,68$$

Исходя из условия выше, провод АС 120/19 не коронирует.

Шины на стороне 35кВ выполняются гибкими проводами.

1) Определяем расчетные токи:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (61)$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 250 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном}} = 1.4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (62)$$

$$I_{\text{ном}} = 1.4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1.4 \cdot 250 = 350 \text{ А}$$

2) Сечение выбираем по экономической плотности тока $j_{\text{э}} = 1.3 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{э}}} \quad (63)$$

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{э}}} = \frac{250}{1,3} = 192 \text{ мм}^2$$

Принимаем АС 240/32: $S = 240 \text{ мм}^2$, $d = 21.6 \text{ мм}$, $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$.

3) Проверка провода на длительный допустимый ток:

Т.к. $I_{\max} = 350 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 605 \text{ A}$, то данный провод подходит по данному требованию.

Из-за того что данные шины выполняются неизолированными проводами проверка на термическое действие тока не нужна. Так же не будет проверки на электродинамическую стойкость ($I_{\text{н.о}} \leq 20 \text{ кА}$).

4) Проверка на коронирование

При напряжениях выше 35 кВ проводится проверка на коронирование.

Сначала определим начальную максимальную напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot 1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \quad (64)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot 1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.08}} = 31.99 \text{ кВ / см}$$

Где $r_0=1.08$ - радиус провода (см), m - коэффициент шероховатости поверхности провода ($m=0.82$).

Далее рассчитывается напряженность электрического поля вблизи провода:

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{r_0 \cdot \log \frac{D_{\text{ср.г.}}}{r_0}} = 14,8 \quad (65)$$

Где U - линейное напряжение; $D_{\text{ср.г}}$ - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз при горизонтальном расположении фаз.

Условие отсутствие короны будет выглядеть так:

$$1.07 \cdot E \leq 0.9 \cdot E_0$$

$$15,83 \leq 28,79$$

Исходя из условия выше, провод АС 240/32 не коронирует.

6.7 Выбор жестких шин

Выбираем жесткие шины на стороне 10кВ:

Определяем расчетные токи:

$$I_{ном} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (66)$$

$$I_{ном} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 881 \text{ A}$$

$$I_{ном} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (67)$$

$$I_{ном} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot 881 = 1233 \text{ A}$$

Сечение выбираем по экономической плотности тока $j_{э} = 1,3 \frac{\text{A}}{\text{мм}^2}$

$$S_{э} = \frac{I_{ном}}{j_{э}} \quad (68)$$

$$S_{э} = \frac{I_{ном}}{j_{э}} = \frac{881}{1,3} = 678 \text{ мм}^2$$

Выберем шины прямоугольного сечения $10 \times 70 \text{ мм}^2$, $I_{доп} = 2010 \text{ A}$.

Проверка шин на нагрев в продолжительном режиме работы:

$$I_{макс} = 1233 \text{ A} \leq I_{доп} = 2010 \text{ A}.$$

Минимальное сечение шин по условию термической стойкости:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot t_{откл} + T_a \quad (69)$$

$$B_k = I_{но}^2 \cdot t_{откл} + T_a = 4,59^2 \cdot 0,055 + 0,12 = 1,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$S_{мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} \quad (70)$$

$$S_{мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{1,28 \cdot 10^6}}{90} = 212,6 \text{ мм}^2$$

По результатам проверки шины являются термически стойки.

Частота собственных колебаний шины:

$$f_0 = \frac{r_1^2 \cdot \sqrt{E \cdot j}}{2\pi \cdot l^2 \cdot m} \quad (71)$$

$$f_0 = \frac{r_1^2 \cdot \sqrt{E \cdot j}}{2\pi \cdot l^2 \cdot m} = 209.5 \text{ Гц}$$

Где $l=0.5$ м – длина пролета между изоляторами;

$J = \frac{hb^3}{12} = 0.5 \cdot 10^{-8}$ - момент инерции поперечного сечения шины;

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

$r_1= 4.73$ – параметр собственной частоты шины;

$m = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 6 \cdot 1 = 1.62$ кг м – масса шины на ед.длины.

Проверка шин на электродинамическую стойкость:

$$\sigma_{раб} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{уз}^2 \cdot i_{уд}^2 \cdot k_{\phi} \cdot k_{расч}}{\lambda \cdot W \cdot a} = 9.4 \text{ МПа} \quad (72)$$

Так как $\sigma_{раб} = 9.4 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп} = 89 \text{ МПа}$, то шины являются механически прочными. Используем марку АДЗ1Т.

7 Выбор основных конструктивных решений

Исходя из параметров, принятой электрической схемы соединений производится выбор оборудования и сооружений для данной подстанции. Так же задачей было упростить и удешевить подстанцию, для этого используется конструкции заводского изготовления.

На данной подстанции используется три напряжения и поэтому расположение РУ ВН и СН определяются расположением отходящих и входящих ЛЭП, при этом выполнение присоединений РУ желательно выполнять без пересечений.

Чтобы электрические связи РУ были короче и проще, необходимо выполнить расположение трехобмоточных трансформаторов должно быть в центре подстанции.

На напряжениях 110кВ и 35кВ РУ выполняются открытыми с соблюдением всех условий ПУЭ. Для крепления проводов используются порталы (железобетонные). ПС ограждается забором.

На стороне 10кВ будет применена КРУН в виде ячеек. Для проведения безопасных ремонтных работ, технических осмотров и эксплуатации РУ 10кВ расположено в помещении.

Графическая часть, которая представляет собой план-разрез ПС 110/35/10кВ «Мордвес» выполнена на 3 и 4 листе формата А1.

8 Релейная защита подстанции «Мордвес»

Все оборудование на подстанции должно быть надежно защищено от различных повреждений. Для этой цели применяются следующие виды защит:

- для силового трансформатора (дифференциальная защита или отсечка, максимальная токовая защита, газовая защита трансформатора);
- для защиты шин (ДЗТ и неполную двухступенчатую ДЗТ);
- для защиты линий от ТКЗ (ступенчатые токовые защиты и токовая отсечка без выдержки времени).

8.1 Расчет релейной защиты трансформатора

На данной подстанции будет принята к установке релейная защита «СИРИУС-ТЗ» выпускаемая предприятием ЗАО «РАДИУС Автоматика», базой которой являются микропроцессоры. Данная защита будет главной для трансформатора, а ТТХ данной защиты отражены в приложении.

Рассчитаем дифференциальную защиту трехобмоточного трансформатора:

Расчет общих уставок в таблице 19

Таблица 19 – Общие уставки

Наименование величины	Значения для сторон		
	110кВ	35кВ	10кВ
Первичный ток	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,4 \text{ А}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 250 \text{ А}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 881 \text{ А}$
Коэффициент трансформации ТА	150/5	300/5	1000/5
Схема соединения ТА	Δ	Δ	Y
Коэффициент схемы	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Вторичный ток в плечах защиты	$\frac{80,4}{150} \cdot \sqrt{3} = 4,6$	$\frac{250}{300} \cdot \sqrt{3} = 7,2$	$\frac{881 \cdot 1}{1000} = 4,4$
Принятые значения	4,6	7,2	4,4
Размах РПН	16%		

8.2 Расчет дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)

Необходимо выбрать относительное значение уставки срабатывания отсечки. Расчет сведен в таблицу 20.

Таблица 20 – ДЗТ-1.

Параметры и единицы измерения.	Условия	Итоговое значение
Уставка срабатывания по условию отстройки от тока намагничивания $I_{\text{диф}}$ $I_{\text{ном}}$ (о.е.)	$I_{\text{диф}} I_{\text{ном}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб1}} \cdot I_{\text{кз.внmax}}$	4
Коэффициент небаланса $K_{\text{нб1}}$ (о.е.)	Для ТТ: 5А-0.7; 1А-1	0,7
Уставка срабатывания по условию отстройки от тока небаланса $I_{\text{диф}}$ $I_{\text{ном}}$ (о.е.)	$I_{\text{диф}} I_{\text{ном}} = 1.2 \cdot K_{\text{нб1}} \cdot \frac{I_{\text{кз.внmax}}}{I_{\text{ном.перв}}}$	41,29
Уставка срабатывания $I_{\text{диф}}$ $I_{\text{ном}}$ (о.е.)	$I_{\text{диф}} I_{\text{ном}}$ диапазон уставки: (4-30) $I_{\text{ном}}$	42

8.3 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Произведем выбор всех необходимых параметров для данной защиты с учетом всех условий и Рисунка 6. Расчет произведен и результаты занесены в таблицу 21.

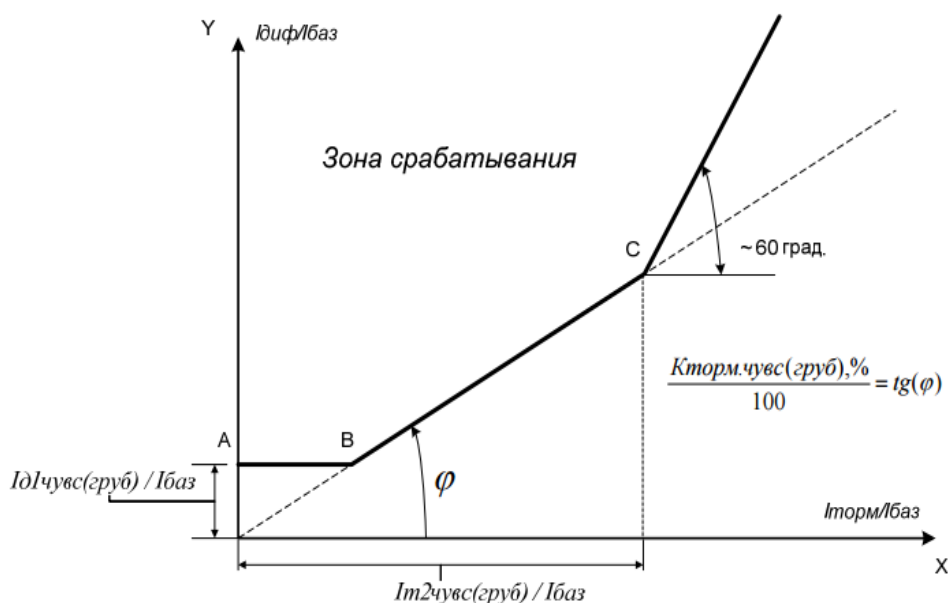


Рисунок 7 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты.

Таблица 21 – ДЗТ-2

Параметры и единицы измерения.	Условия	Результат
Базовая уставка (о.е.)	Диапазон 0.3-0.5	0,3
Составляющая тока небаланса -	Равно 0.4	0,4
Коэффициент переходного режима -	2.5-двигательной нагрузки более 50% 2-двигательной нагрузке менее 50%	2
Идиф (А)	$I_{\text{диф}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добва}} \cdot I_{\text{СКВ}}$ $K_{\text{одн}}=1; \varepsilon = 0.1$	$0.52 \cdot I_{\text{СКВ}}$
Ксн.т -	$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0.5K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добва}}$	0,8
Кторм -	$K_{\text{ТОРМ}} = 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добва}}$ $K_{\text{сн.т}}, \cdot K_{\text{отс}} = 1.3$	65
It1/Iном (о.е.)	$\frac{I_{\text{т1}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}} \cdot 100 \cdot K_{\text{ТОРМ}}$	0,46
It2/Iном (о.е.)	Диапазон 1.5-2	2
It2/Iном>It1/Iном -	Проверка условия	1
Idг1/Idг2, (о.е.)	Диапазон 0.12-0.15	0,15

8.4 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты и сигнализация перегрузки трансформатора

Расчет выполнен и сведен в таблицу 22.

Таблица 22 - Сигнализация небаланса в плечах защиты и перегрузки трансформатора.

Сигнализация небаланса в плечах защиты		
Параметр	Итоговое значение	
Рекомендуемая уставка, $I_0/I_{\text{ном}}$	0,1	
Принимаемая уставка, $I_0/I_{\text{ном}}$	0,1	
Сигнализация перегрузки трансформатора		
Параметр и единицы измерения	Условие	Итоговое значение
Уставка сигнализации перегрузки на стороне ВН (А)	$I_{\text{ВН}} = 1.05 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном.втор.ВН}}/K_{\text{В}}$ $K_{\text{отс}} = 1,05 \quad K_{\text{В}} = 0,95$	6,27
Уставка сигнализации перегрузки на стороне НН (А)	$I_{\text{НН}} = 1.05 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном.втор.НН}}/K_{\text{В}}$	4,18

9 Система оперативного тока подстанции «Мордвес»

На подстанции «Мордвес» питание оперативных цепей, управление автоматикой, связью осуществляется постоянным током.

Установками постоянного тока подстанции являются аккумуляторные батареи фирмы Sacred Sun серии OPzV. Это Tubular GEL батареи высокого качества, которые снабжены трубчатыми положительной и отрицательной пластиной, а также специальными электролитами. Производство основано на передовых технологиях и комплектующих, поставляемых из Европы.

Питание цепей постоянным током является очень надежным решением для нормальной работы автоматики подстанции, но такие системы требуют больших вложений капитала. Такая система будет предоставлять питание даже при полном отключении подстанции от энергетической системы.

Система оперативного тока осуществляет питание:

- приводов выключателей в ОРУ-110, ОРУ-35 и КРУН-10;
- установки аварийного освещения;
- автоматические выключатели и устройства РЗ и А;
- программно – технические комплексы, осуществляющие контроль и запись процессов происходящих на подстанции как в нормальных так и аварийных режимах работы.

10 Собственные нужды подстанции «Мордвес»

На подстанции помимо внешних потребителей, есть еще и внутренние. Для питания данных потребителей используются трансформаторы собственных нужд (ТСН). Параметры и количество данных трансформаторов зависит напрямую от характера потребителей и условия их эксплуатации.

Данные по нагрузкам собственных нужд подстанции «Мордвес» приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Данные по нагрузкам собственных нужд ПС

Перечень потребителей	Мощность, кВт
Системы охлаждения трансформаторов	4
Подогрев выключателей 110кВ	20
Подогрев выключателей 35кВ	15
Подогрев выключателей 10кВ	10
Подогрев шкафов КРУН	1
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	80
Аккумуляторная	11
Видеонаблюдение	0,4
Подогрев релейного шкафа	1
Здание разъездного персонала	3
Сигнализация	0,4
Освещение ОРУ 110кВ и ОРУ35кВ	20
Итого	165,8
Итого с учетом $k_3=0.7$	116

По проделанным расчетам собственных нужд подстанции «Мордвес» принимаем к установке два трансформатора ТСН-150кВА.

11 Расчет заземления подстанции «Мордвес»

Заземление – это электрическое соединение металлических нетоковедущих частей электроустановок с землей, которые по тем или иным причинам могут оказаться под напряжением (разряды молнии и т.п.).

Заземление обеспечивает безопасность персонала, при появлении повреждений на токоведущих частях электроустановок, как при аварийных, так и в нормальных режимах работы.

Заземление всех сооружений подстанции соединяется в общее заземляющее устройство. Оно представляет собой сетку из продольных и поперечных заземлителей, а так же вертикальных заземлителей и заземляющих проводников.

Произведем расчет заземления по методике. Параметры для расчетов представлены в таблице 24

Таблица 24 – Исходные параметры для заземления подстанции

Параметр	Значение
Площадь территории S, м ²	10000 м ² (100м x 100м)
Грунт, с удельным сопротивлением ρ , Ом · м	Супесок, $\rho = 300$ Ом · м
Глубина закладки заземлителей, t, м	0.7 м
Время действия РЗ и отключения $t_{p.з} / t_{o.б}$, с.	0.12 / 0.035
Двухфазный ТКЗ	433 А

Найдем время отключения ТКЗ:

$$\tau = t_{p.з} + t_{o.б} \quad (73)$$

$$\tau = t_{p.з} + t_{o.б} = 0,12 + 0,035 = 0.155 \text{ с}$$

Найдем напряжение на заземлителе:

$$U_з = \frac{U_{np.дон}}{k_n} \quad (74)$$

Где $U_{np.дон} = 300$ -наибольшее допустимое напряжение прикосновения.

k_n - коэффициент напряжения прикосновения.

$$k_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_r}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}} = 0,11 \quad (75)$$

Где $l_B = 5$ м – длина заземлителя горизонтального типа,

$L_r = 2200$ м – длина заземлителей горизонтального типа,

$a = 5$ м – расстояние между вертикальными заземлителями

Площадь заземления (S , м²) принимается равной площади подстанции.

$M = 0.5$ – параметр, зависящий от грунта

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1,5\rho_{B.C.}} \quad (76)$$

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1,5\rho_{B.C.}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 84} = 0,88$$

Коэффициент определяемый по сопротивлению человека

$$R_q = 1000 \text{ Ом}$$

$$U_3 = \frac{U_{np.\text{дон}}}{k_n} = \frac{400}{0,11} = 3640 \text{ В}$$

Полученное значение входит в предел допустимого значения 10 кВ.

$$R_{3.\text{дон}} = \frac{U_3}{I_3} \quad (77)$$

$$R_{3.\text{дон}} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{3640}{433} = 8.4 \text{ Ом}$$

Расчетная модель заземлителя:

$$\sqrt{S} = \sqrt{100 \cdot 100} = 100 \text{ м} \quad (78)$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_r}{2\sqrt{S}} - 1 \quad (79)$$

$$m = \frac{L_r}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{2200}{2 \cdot 100} - 1 = 10$$

Принимаем $m=10$

Длина полос в расчетной модели:

$$L_{\Gamma} = 2\sqrt{S}(m+1) = 2200 \text{ м} \quad (80)$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (81)$$

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{100}{10} = 10 \text{ м}$$

Число вертикальных заземлителей расположенных по периметру контура:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} \quad (82)$$

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} = \frac{100 \cdot 4}{5} = 80$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = n_B \cdot l_B \quad (83)$$

$$L_B = n_B \cdot l_B = 5 \cdot 80 = 400 \text{ м}$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0.6}{100} = 0.056 < 0.1 \quad (84)$$

Тогда:

$$A = (0.444 - 0.84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}) \quad (85)$$

$$A = (0.444 - 0.84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}) = 0.444 - 0.84 \cdot 0.056 = 0.407$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \frac{\rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\Gamma} + L_B} = 0.39 \text{ Ом} \quad (86)$$

Найдем напряжение прикосновения:

$$U_{\text{нр}} = k_{\text{II}} \cdot I_3 \cdot R_3 \quad (87)$$

$$U_{\text{нр}} = k_{\text{II}} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,11 \cdot 433 \cdot 0,39 = 18,6 \text{ В}$$

Что меньше допустимого значения 400 В.

Принимать меры по снижению напряжению прикосновения не требуется.

12 Расчет молниезащиты подстанции «Мордвес»

Средством защиты от прямых попаданий молний для подстанций являются молниеотводы. Они бывают как стержневые (для защиты зданий), так и тросовые (для защиты ЛЭП).

Целью расчетов молниезащиты состоит в том, чтобы определить зону защиты, ее тип и параметры.

Молниезащита подстанции осуществляется отдельностоящими и порталными молниеотводами.

12.1 Расчет отдельно стоящих молниеотводов

Принимаем надежность защиты $P_3=0.99$.

Высота вершины конуса стержневого молниеотвода определяется следующим образом:

$$h_0 = 0.8 \cdot h \quad (88)$$

$$h_0 = 0.8 \cdot h = 0.8 \cdot 30 = 24 \text{ м}$$

Радиус внешнего защитного конуса определяется по выражению:

$$r_0 = 0.8 \cdot h \quad (89)$$

$$r_0 = 0.8 \cdot h = 0.8 \cdot 30 = 24 \text{ м}$$

Максимальная высота зоны защиты между двумя молниеотводами определяется по следующему выражению:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} h_0 = 19.99 \text{ м} \quad (90)$$

где $L_{\max} = 4.75 \cdot h = 142.5 \text{ м}$ – максимальное расстояние от одного молниеприемника до другого

$L_c = 2.25 \cdot h = 67.5 \text{ м}$ – расчетное расстояние между молниеотводами

$L = 80 \text{ м}$ – расстояние между молниеотводами.

Максимальная полуширина зоны rx в горизонтальном сечении на высоте hx определяется по формуле:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = 19 \text{ м} \quad (91)$$

Длина горизонтального сечения l_x на высоте $h_x \leq h_c$:

$$l_x = \frac{L}{2} = 40 \text{ м} \quad (92)$$

Ширина горизонтального сечения между молниеотводами r_{cx} на высоте $h_x \leq h_c$:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c} = 15 \text{ м} \quad (93)$$

12.2 Расчет порталных молниеотводов

Расчет данных молниеотводов производится аналогичным образом, что и расчет отдельных стержневых молниеотвод. Результаты занесены в таблицу 25.

Таблица 25 – Расчет молниеотводов расположенных на порталах

Переменная	Результат
$h_0, \text{м}$	16,19
$r_0, \text{м}$	22,866
$h_c, \text{м}$	23,40
$r_x, \text{м}$	15,18
$l_x, \text{м}$	10
$r_{cx}, \text{м}$	17,98

Заключение

В ВКР, цель которой является реконструкция подстанции 110/35/10 «Мордвес» были посчитаны нагрузки с учетом плана на дальнейшее развитие района. В результате этих расчетов на замену старым силовым трансформаторам мощностью 10МВА, пришли новые силовые трансформаторы мощностью 16МВА.

Дальнейшим этапом реконструкции подстанции «Мордвес» был расчет токов КЗ. После данных расчетов был произведен расчет и выбор нового оборудования для подстанции на каждую сторону напряжения: высоковольтные выключатели, трансформаторы токов и напряжения, разъединители, приборы учета электроэнергии, жесткие и гибкие шины и т.д.

В качестве релейной защиты на подстанции устанавливаются шкафы на микропроцессорной основе «СИРИУС-ТЗ». Так же были рассчитаны заземление и молниезащита подстанции. Выбран постоянный оперативный ток.

Прирост мощности на подстанции явно указывал на то, что необходимо устанавливать новые силовые трансформаторы. Произведя технико-экономический расчет, можно отметить, что силовой трансформатор ТДТН - 16000 полностью подходит для дальнейшей эксплуатации и будет принят к установке на место морально устаревшего силового трансформатора. Все рассчитанное электрооборудование, которое будет установлено на данной подстанции пригодно к эксплуатации и гарантирует долгую и безопасную работу подстанции.

Список использованных источников

1. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках свыше 1 кВ [Текст]. – Введ. 2008-07-02. – М: Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» - ВНИИЭ, 2008. – 70 с.
2. ГОСТ Р 55195-2012. Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. [Текст]. – Введ. 01.01.2014 – ФГУП ВЭИ ОАО НТЦ ФСК ЕЭС, 2012.-27с.
3. ГОСТ Р 56865-2016. Инструкция по учету и оценке работы релейной защиты и автоматики. [Текст]. Введ. 01.08.2016. - М: ЭНИН и ФГУП ВНИИНМАШ,2016. -29с.
4. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. [Текст]. – М.: Издательство Моргкнига, 2016, - 576с.
5. Руководство по защите электрических сетей напряжением 110-750 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. [Текст]: СТО 56947007- 221-2016: Приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 16.05.2016 № 155. Ввод в действие 16.05.2016. – М.: ФСК ЕЭС, 2016.-46с.
6. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ. [Текст]: СТО 56947007-29.240.121-2013: Приказом ПАО «ФСК ЕЭС». Ввод в действие 01.06.2013 .– М.: ФСК ЕЭС, 2013.-27с.
7. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. [Текст]: СТО 56947007- 29.130.15.114-2013. Введен: Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.02.2013 № 55. М.: ФСК ЕЭС, 2013.-63с.
8. Грунтович Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования.[Текст]: учебник для вузов - М:Инфра-М, Новое знание, 2013. – 271с.

9. Дубинский Г.Н., Левин Л.Г. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В. [Текст]: учебник для вузов. - М: Солон-Пресс, 2015. - 538с.
10. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. [Текст]: учебник для вузов. - М:- 10-е изд. Академия, 2014. – 448с.
11. Готман В.И. Короткие замыкания и несимметричные режимы. [Текст]: учеб. для вузов. М: Изд-во Томского политехнического университета , 2013. – 240с.
12. Крючков, И.П. Переходные процессы в электроэнергетических системах. [Текст]: учебник для вузов. – М: Изд-во МЭИ, 2014. – 416 с.
13. Почаевец В.С. Электрические подстанции. [Текст]: учебник для вузов. - М: ФГБОУ УМЦ ЖДТ, 2013. – 403с.
14. Алиев И.И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию. [Текст]: учебник для вузов. – М: Феникс, 2015. – 374 с.
15. Бочаров Ю.Н. Техника высоких напряжений. [Текст]: учебник для вузов. - М: Юрайт, 2016. – 240с.
16. Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. [Текст]: учебник для вузов. – М: РадиоСофт, 2014. – 358с.
17. Дьяков А.Ф. Овчаренко Н.И. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем. [Текст]: учебник для вузов. - М: ИД МЭИ, 2013. – 328с.
18. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. [Текст]: учебник для вузов. – М: БХВ - Петербург, 2014. – 465с.
19. Кудрин Б.И. Электроэнергетика. [Текст]: учебник для вузов. – М: 3-е издание Academia, 2014. – 387с.
20. Шабад В.К. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах. [Текст]: учебник для вузов. – М: Academia, 2013. – 340с.

21. Kimberley K. Electrical Safety Code Manual [Text] / Kimberley K. // E Electrical Engineering Portal. 2013. – URL: <http://electrical-engineering.com/save.power system-stability> (дата обращения 14.03.17).

22. Michael Voxwell. Electricity Handbook. [Text] / Michael B. // - Greenstream Publishing 2017. – URL: <http://elektricity/8599-solar-electricity-handbook>. (дата обращения 14.03.17).

23 Michael Litchfield. Power System/ Michael L. [Text] //Taunton Press. – URL: <http://7622-wiring-complete-expert-advise-from-start-to-finish>. (дата обращения 14.03.17).

24. Black & Decker. Advanced Wiring. [Text] / Black & Decker// Cool Springs Press. – URL: <http://7390-advanced-home-wiring-4th-edition>. (дата обращения 14.03.17).

25.Smith F.E. Assemblies of switchgear panels [Text] / Smith F. // Save Enginy 2015. – URL: [http:// Save Enginy /assemblies-of-switchgear-and-control-panels-part-1,2,3](http://Save Enginy /assemblies-of-switchgear-and-control-panels-part-1,2,3) (дата обращения 16.02.16).

Приложение А

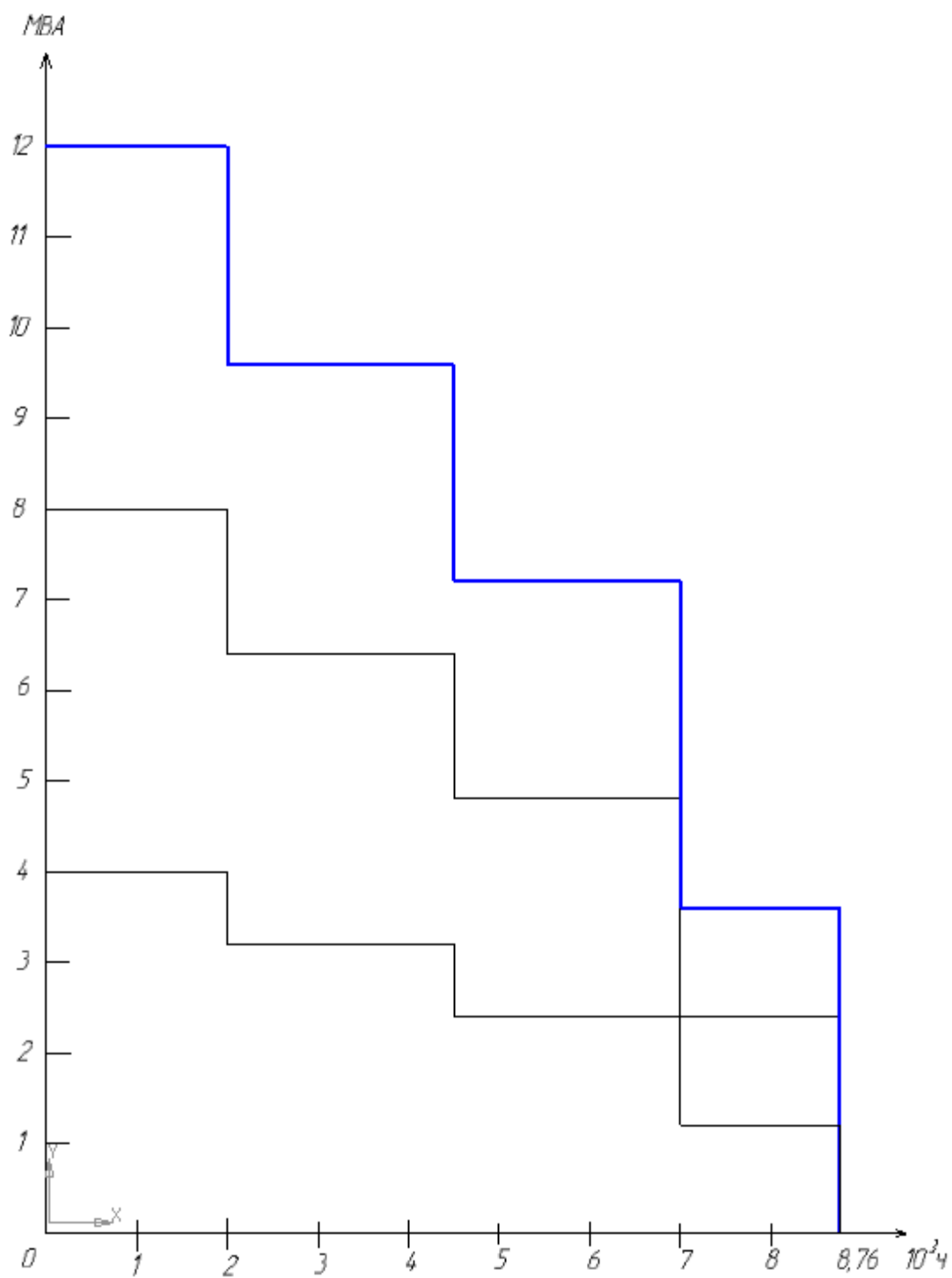


Рисунок А1– График нагрузок