

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/35/6 кВ
«Заводская»»

Студент	<u>А.П. Гапоненко</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Руководитель	<u>О.В. Самолина</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Консультанты	_____	_____	(личная подпись)
	_____	_____	(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2017 г.

Тольятти 2017

Аннотация

Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция подстанции «Заводская» в связи с повышением спроса на электроэнергию и устареванием некоторых элементов электрической части.

В работе рассмотрены вопросы, связанные с увеличением нагрузки подстанции. Выполнен расчет новых трансформаторов, подсчёт токов короткого замыкания на стороне 110 кВ и 6 кВ, спроектирована релейная защита на базе дифференциальной защиты, МТЗ и ТО, рассчитано заземление и молниезащита объекта.

При проектировании уделено большое внимание вопросам надёжности электроснабжения и оптимизации нагрузок. Так трансформаторы выбраны с запасом по мощности, а линия 35 кВ полностью исключена ввиду отсутствия нагрузки такого класса. Большое внимание при выборе оборудования системы релейной защиты отведено обеспечению быстродействия и селективности, а также оперативной автоматики. Произведён выбор, компоновка и размещение 3 дополнительных ячеек подстанции.

Пояснительная записка представлена на 63 страницах, содержит 21 таблицу, 15 рисунков и 25 формул. Список литературы представлен 20 источниками, из них 5 на английском языке. Графическая часть представлена на 6 листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Выбор типа и мощности силовых трансформаторов.....	6
2 Электрическая схема подстанции.....	14
3 Расчёт токов короткого замыкания.....	18
4 Проверка и выбор новых электрических аппаратов и проводников.....	25
5 Анализ электрического оборудования и схемы подстанции.....	42
6 Релейная защита.....	43
7 Модернизация аккумуляторных батарей.....	53
8 Собственные нужды подстанции.....	54
9 Расчёт заземления подстанции.....	56
10 Расчёт молниезащиты подстанции.....	59
Заключение.....	61
Список использованных источников.....	62

Введение

Подстанция «Заводская» находится в городе Бузулуке Оренбургской области. Бузулук возник в 1736 году, как крепость на восточных рубежах России. Основан начальником Оренбургской экспедиции И.К. Кириловым на левом берегу реки Самары, при впадении в неё реки Бузулук. В первые же годы оказалось, что место выбрано крайне неудачно, так как во время весеннего разлива река Самара затапливала большую часть крепости. Поэтому скорее крепость была перенесена на более высокое место по течению реки, где город и стоит по сей день. Во время Великой Отечественной Войны в Бузулук были эвакуированы предприятия из западных областей страны: завод автотранспортных инструментов, швейная, перчаточная и кожгалантерейная фабрики. Климат города Бузулука резко континентальный, по климатическому районированию для строительства расположен на границе I-B и III-A климатических районов. Подстанция «Заводская» была введена в эксплуатацию в далёком 1961 году. Для того времени, это была передовая подстанция использующая современные конструкторские решения и оборудование. Основной причиной постройки являлась, необходимость электроснабжения завода тяжёлого машиностроения имени «Куйбышева», одним из градообразующих предприятий того времени, линией 35кВ. Поэтому номинальными напряжениями подстанции были выбраны: 110/35/6кВ. Нагрузка по низкой стороне 6кВ тогда не превышала 35-40% от общей нагрузки подстанции. Однако с течением времени энергосистема города сильно изменилась. Были построены 2 микрорайона с пятиэтажными многоквартирными домами. Так же некоторые улицы были переключены с соседних подстанций на «Заводскую»

К 2008 году завод «Куйбышева» оказался на грани банкротства, потребность в электроснабжении по стороне 35кВ начала падать. Уже к началу 2009 года соотношение нагрузок 35кВ и 6кВ качественно изменились. Так нагрузка на стороне 6кВ превысила 70% от общей нагрузки подстанции. Появились первые предпосылки к реконструкции подстанции.

В 2011 году была осуществлена модернизация подстанции. Заменены многие ячейки КРУ, различное оборудование и токопроводы. В тоже время работа на заводе «Куйбышева» была фактически остановлена. На подстанции нагрузка 6кВ превысила 85% от общей.

К концу 2012 года всё оборудование, работающее от линии 35кВ, было отключено. Завод «Куйбышева» фактически прекратил существование. Цеха и территории завода стали распродаваться и сдаваться в аренду. Единственным работающим цехом завода остался цех автотранспортных инструментов. В результате развала завода полностью исчезла необходимость в линии 35 кВ. Поэтому на подстанции «Заводская» данная линия была отключена, а трёхобмоточные силовые трансформаторы стали работать в режиме 110/6кВ.

В 2013 году была проведена реконструкция подстанции «Заводская» Ключевым изменением, считаю ввод двухобмоточного трансформатора ТДНГ-15000/110 на напряжение 110/6кВ. Второй трансформатор остался прежним трёхобмоточный ТДТН-16000/110 на напряжение 110/35/6кВ, однако сторона 35кВ осталась, полностью отключена от нагрузки. Были установлены ОПН 35кВ для всех отходящих фаз среднего напряжения 35кВ. Замена второго трансформатора не была осуществлена, введу надежд на восстановление работы завода.

В конце 2016 года было объявлено о продаже территории завода и о скором сносе цехов, так же был подписан проект на строительство ещё двух микрорайонов, которые должны питаться от подстанции «Заводская». После расчёта предварительной мощности оказалось, что подстанция в текущем виде не сможет покрыть район требуемой мощностью. Проконсультировавшись с инженерами ПАО «МРСК Волги» я выбрал темой ВКР реконструкцию данной подстанции. Во время, которой хочу решить сразу две проблемы. Во-первых, повысить мощность подстанции в связи с повышением спроса. Во-вторых, довести до конца вектор реконструкции 2013 года, заменив оставшийся трёхобмоточный трансформатор ТДТН-16000/110 на двухобмоточный. Таким образом, подстанция 110/35/6кВ превратится в современную подстанцию 110/6кВ отвечающую всем современным требованиям.

1 Выбор типа и мощности силовых трансформаторов

1.1 Подсчёт общей нагрузки подстанции

Общая нагрузка подстанции «Заводская» 110/35/6кВ за последние два года варьировалась $S_{2016} = 21,5 \div 25,3$ МВА. К 2019 году планируется строительство двух микрорайонов и перенос нескольких улиц из-под питания соседних подстанций в качестве новой нагрузки для «Заводской». В сумме новая нагрузка составляет $S_{2019} = 15,7$ МВА. Так же руководством ПАО «МРСК Волги» было принято решение о запасе мощности в 10%, в результате общую мощность подстанции после реконструкции считаем по формуле 1:

$$S_{\max}^{ПС} = 1,1 * \sum S = 1,1 * (S_{2016} + S_{2019}) \quad (1)$$

$$S_{\max}^{ПС} = 1,1 * (S_{2016} + S_{2019}) = 1,1 * 25,3 + 15,7 = 1,1 * 41 = 45,1 \text{ МВА}$$

1.2 Предварительный выбор трансформаторов

Подстанция «Заводская» 110/35/6кВ проектировалась для питания завод с I категорией надёжности электроснабжения. Поэтому была выбрана двухтрансформаторная схема. Реконструкция же проводится в связи с закрытием завода и отсутствием нагрузки 35кВ. Однако изменение архитектуры не планируется, поэтому схему подстанции менять нельзя. Номинальную мощность трансформаторов находим по формуле 2 для многотрансформаторных подстанций:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{S_{\max}^{ПС} * K_{1-2}}{K_{\text{пер}} * n - 1} \quad (2)$$

где $K_{1-2} = 0,75 \dots 0,85$;

$K_{\text{пер}} = 1,4$ - коэффициент приближенной допустимой аварийной

перегрузки трансформатора;

n – кол-во параллельно работающих трансформаторов ПС

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max}^{ПС} * K_{1-2}}{K_{пер} * n - 1} = \frac{45,1 * 0,75}{1,4 * 2 - 1} = \frac{33,83}{1,4} = 24,16 МВА$$

Для определенной номинальной мощности трансформаторов и схемы подстанции определяем необходимый силовой агрегат. Ближайшими силовыми трансформаторами являются: ТДН 25000/110-У1 и ТДН-40000/110-У1. Оба типа трансформатора полностью покрывают необходимую мощность в нормальном режиме работы и не требуют изменения конструкции подстанции, однако необходимо провести их сравнение и выяснить более выгодный тип.

1.3 Технико-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов по годовым графикам нагрузок

Рассмотрим трансформатор ТДН 25000/110-У1, каталожные данные которого приведены в таблице 1:

Таблица 1 - Каталожные данные трансформатора ТДН 25000/110-У1

Тип	$S_{ном.Т}$, МВА	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	НН				
ТДН 25000/110-У1	25	115	6,6	10,5	120	25	0,65

Для такого типа трансформаторов потери мощности определяются по формуле:

$$P_T = P_x + k_3^2 \cdot P_k \quad (3)$$

где $P_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x$ – приведённые потери активной мощности трансформатора в режиме х.х.

$$k_{un} = 0,05 \text{ кВт/квар}$$

Q_x – потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.

$k_{3,В}; k_{3,Н1}; k_{3,Н2}$ - коэффициенты загрузки обмоток трансформатора высшего и низшего напряжений

Найдём потери реактивной мощности

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,65}{100} \cdot 25000 = 162,5 \text{ квар}$$

Определим приведённые потери активной мощности трансформатора в режиме х.х. по формуле:

$$P_x^{\dot{}} = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x = 25 + 0,05 \cdot 162,5 = 33,13 \text{ кВт}$$

Найдём коэффициент загрузки трансформатора

$$k_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.Т}} = \frac{24160}{25000} = 0,97$$

Для подстановки значений в формулу 3 нужно определить приведенные потери активной мощности по формуле 4:

$$P_k^{\dot{}} = \Delta P_k + k_{un} \cdot Q_k \quad (4)$$

где ΔP_k – потери мощности КЗ трансформатора, кВт;

$$k_{un} = 0,05 \text{ кВт/квар};$$

Q_k – потери реактивной мощности трансформатора в режиме КЗ;

$$Q_k = \frac{U_k}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,5}{100} \cdot 25000 = 2625 \text{ кВар};$$

$$P_k^{\dot{}} = \Delta P_k + k_{un} \cdot Q_k = 120 + 0,05 \cdot 2625 = 251,2 \text{ кВт}$$

Посчитав все величины, использующиеся в формуле 3, можем произвести расчёт приведённых потерь мощности для двухобмоточного трёхфазного трансформатора:

$$P_T = P_x + k_3^2 P_k = 33,13 + 0,97^2 \cdot 251,2 = 33,13 + 236,35 = 269,5 \text{ кВт}$$

На основании годового графика нагрузки определим потери электрической энергии в трансформаторах ΔW_{nc} , используется формула 5:

$$\begin{aligned} \Delta W_{nc} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum W_{k\delta i} + \sum W_{k\eta 1 i} + \sum W_{k\eta 2 i} = \\ &= \sum n_i * P_x * T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} P_{k,\delta} k_{3,\delta i}^2 * T_i + \frac{1}{n} P_{k,\eta 1} k_{3,\eta 1 i}^2 T_i + \frac{1}{n} P_{k,\eta 2} k_{3,\eta 2 i}^2 T_i \right) \end{aligned} \quad (5)$$

Для наглядности и лучшего понимания формулы 5, результаты расчётов потерь электрической энергии сводятся в таблицу 2:

Таблица 2 – Потери электроэнергии на трансформаторе ТДН 25000/110-У1.

i	S_B , МВА	n_i	T_i , ч.	ΔW_{xi} , кВт*ч.	$k_{3.B}$	W_{ki} , кВт*ч.
1	45100	2	800	53008	1,83	327003,7
2	44016	2	200	13252	1,79	77868,3
3	42942	2	1000	66260	1,74	370573,3
4	39463	2	2000	132520	1,60	625921,4
5	37173	2	600	39756	1,51	166615,8
6	34850	2	400	26504	1,42	97628,2
7	30214	2	1000	66260	1,23	183453,5
8	25560	2	1000	66260	1,04	131289,9
9	15974	2	1000	66260	0,65	51278,7
10	14908	2	760	50357,6	0,61	33943,9
				$\sum \Delta W_{xi} = 580437 \text{ кВт*ч}$	$\sum W_{k\delta} = 2065576 \text{ кВт*ч}$	
$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum W_{ki} = 2646014 \text{ кВт*ч}$						

После определения потерь электрической энергии в трансформаторе рассчитаем стоимость этих потерь:

$$I_{\Delta} = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_{\Delta} = 2646014 \cdot 1,31 = 3466278 \text{ руб.}$$

C_{Δ} – стоимость 1кВт*ч электроэнергии для сетевой компании в городе Бузулуке = 1,31 руб/кВт*ч

Экономическая целесообразность выбора силового трансформатора определяется сложением его стоимости (К), стоимости потерь (И_э), годовых отчислений (И_о):

$$K = 3160000 \text{ руб.};$$

$$I_o = 0,12 \cdot K = 0,15 \cdot 3160000 = 474000 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{пр}} = K + I_{\Delta} + I_o = 3160000 + 3466278 + 474000 = 7100278 \text{ руб.};$$

В результате расчётов получаем итоговые затраты для трансформатора ТДН 25000/110-У1 в 7 100 278 рублей.

Рассмотрим второй выбранный трансформатор ТДН-40000/110-У1, каталожные данные которого приведены в таблице 3:

Таблица 3 – Каталожные данные трансформатора ТДН-40000/110-У1.

Тип	$S_{\text{ном.Т}}$, МВА	Каталожные данные					
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$U_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x,$ %
		ВН	НН				
ТДН-40000/110-У1	40	115	6,6	10,5	170	22	0,28

Для такого типа трансформаторов потери мощности определяются по формуле:

$$P_T^{\Delta} = P_x^{\Delta} + k_3^2 \cdot P_k^{\Delta} \quad (3)$$

где $P_x^{\Delta} = \Delta P_x + k_{\text{ин}} \cdot Q_x$ – приведённые потери активной мощности трансформатора в режиме х.х.

$$k_{\text{ин}} = 0,05 \text{ кВт/квар}$$

Q_x – потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.

$k_{3.В}; k_{3.Н1}; k_{3.Н2}$ - коэффициенты загрузки обмоток трансформатора высшего и низшего напряжений

Найдём потери реактивной мощности: $Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,28}{100} \cdot 40000 = 112 \text{ кВар}$

Определим приведённые потери активной мощности трансформатора в режиме х.х. по формуле: $P_x = \Delta P_x + k_{ин} \cdot Q_x = 22 + 0,05 \cdot 112 = 27,6 \text{ кВт}$

Найдём коэффициент загрузки трансформатора

$$k_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.Т}} = \frac{24160}{40000} = 0,6$$

Для подстановки значений в формулу 3 нужно определить приведенные потери активной мощности по формуле 4:

$$P_k = \Delta P_k + k_{ин} \cdot Q_k \quad (4)$$

где ΔP_k – потери мощности КЗ трансформатора, кВт;

$$k_{ин} = 0,05 \text{ кВт/квар};$$

Q_k – потери реактивной мощности трансформатора в режиме КЗ;

$$Q_k = \frac{U_k}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,5}{100} \cdot 40000 = 4200 \text{ кВар};$$

$$P_k = \Delta P_k + k_{ин} \cdot Q_k = 170 + 0,05 \cdot 4200 = 380 \text{ кВт}$$

Посчитав все величины, использующиеся в формуле 3, можем произвести расчёт приведённых потерь мощности для двухобмоточного трёхфазного трансформатора:

$$P_T = P_x + k_3^2 \cdot P_k = 27,6 + 0,6^2 \cdot 380 = 33,13 + 236,35 = 164,4 \text{ кВт}$$

На основании годового графика нагрузки определим потери электрической энергии в трансформаторах $\Delta W_{нс}$, используется формула 5:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum W_{k\delta i} + \sum W_{k\eta i} + \sum W_{k\zeta i} =$$

$$= \sum n_i \cdot P_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P_{к.в} \cdot k_{3.вi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P_{к.н1} \cdot k_{3.н1i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P_{к.н2} \cdot k_{3.н2i}^2 \cdot T_i \right) \quad (5)$$

Для наглядности и лучшего понимания формулы 5, результаты расчётов потерь электрической энергии сводятся в таблицу 4:

Таблица 4 – Потери электроэнергии на трансформаторе ТДН 45000/110-У1.

i	S_B , МВА	n_i	T_i , ч.	ΔW_{xi} , кВт*ч.	$k_{3.в}$	$W_{k\delta i}$, кВт*ч.
1	45100	2	800	44160	1,13	193231
2	44016	2	200	11040	1,10	46013
3	42942	2	1000	55200	1,07	218976
4	39463	2	2000	110400	0,99	369865
5	37173	2	600	33120	0,93	98455
6	34850	2	400	22080	0,87	57689
7	30214	2	1000	55200	0,76	108405
8	25560	2	1000	55200	0,64	77581
9	15974	2	1000	55200	0,40	30301
10	14908	2	760	41952	0,37	20057
				$\sum \Delta W_{xi} = 580437$ кВт*ч	$\sum W_{k\delta} = 1220577$ кВт*ч	
				$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum W_{ki} = 1704129$ кВт*ч		

После определения потерь электрической энергии в трансформаторе рассчитаем стоимость этих потерь:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}} = 1704129 \cdot 1,31 = 2232409 \text{ руб.}$$

$C_{\text{э}}$ – стоимость 1кВт*ч электроэнергии для сетевой компании в городе Бузулуке = 1,31 руб/кВт*ч

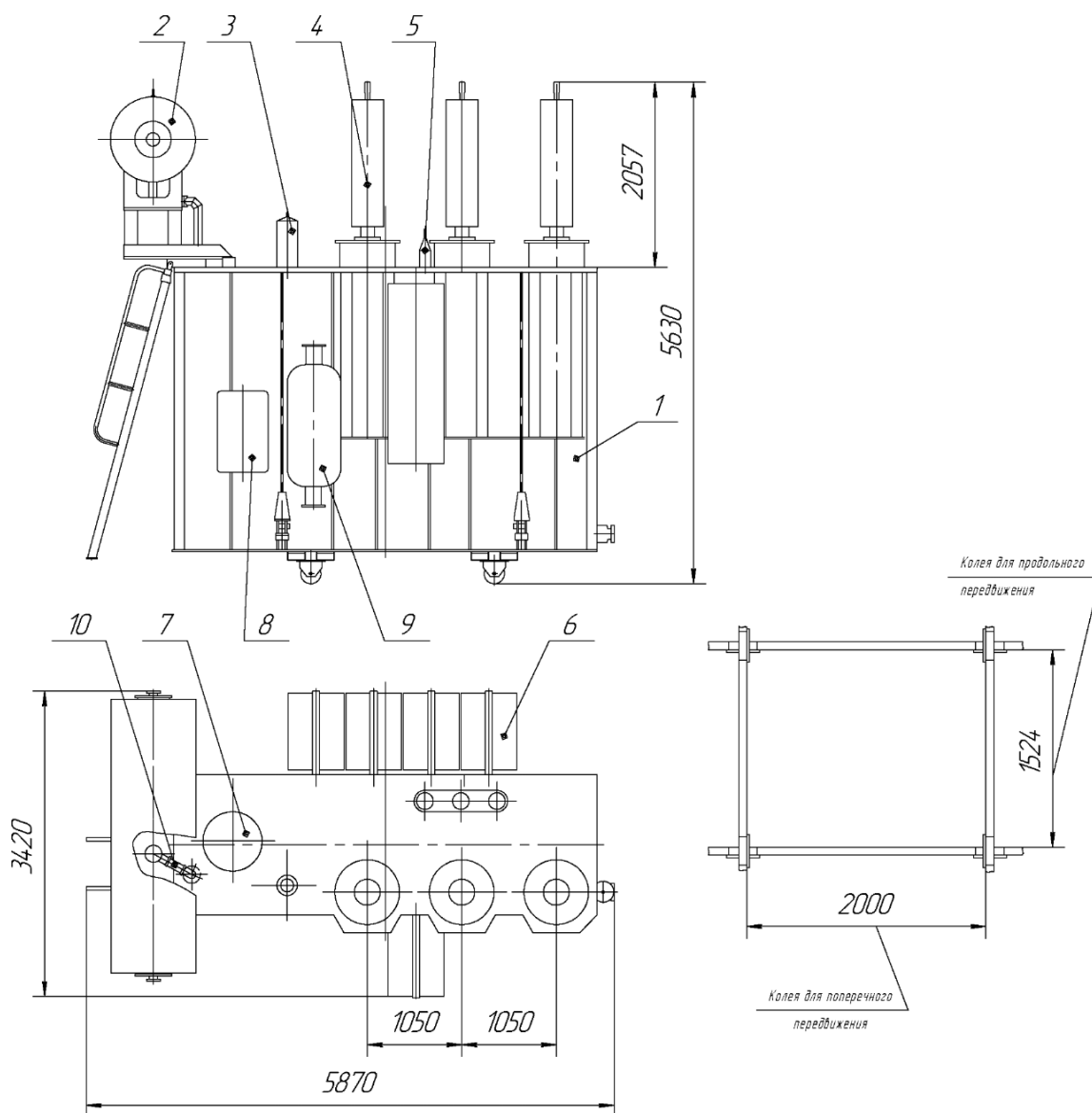
Экономическая целесообразность выбора силового трансформатора определяется сложением его стоимости (К), стоимости потерь (Иэ), годовых отчислений (Ио):

$$K = 5200000 \text{ руб.};$$

$$I_o = 0,15 \cdot K = 0,15 \cdot 5200000 = 780000 \text{ руб};$$

$$Z_{np} = K + I_{\text{э}} + I_o = 5200000 + 2232409 + 780000 = 8212409 \text{ руб};$$

В результате расчётов получаем итоговые затраты для трансформатора ТДН 40000/110-У1 в 8 212 409 рублей. Сравнивая с затратами на первый вариант трансформатора делаем выбор. Для установки на подстанцию «Заводская» 110/6кВ выбираются два трансформатора ТДН 25000/110-У1, устройство которого представлено на рисунке 1:



1 - Бак трансформатора; 2 –расширитель; 3 - ввод 0 ВН; 4 - Ввод ВН; 5 - Ввод НН; 6 - Радиатор панельный; 7 - Устройство РПН; 8 – Шкаф; 9 - Фильтр термосифонный; 10 - Реле Бухгольца

Рисунок 1 – Устройство трансформатора ТДН 25000/110-У1

2 Электрическая схема подстанции

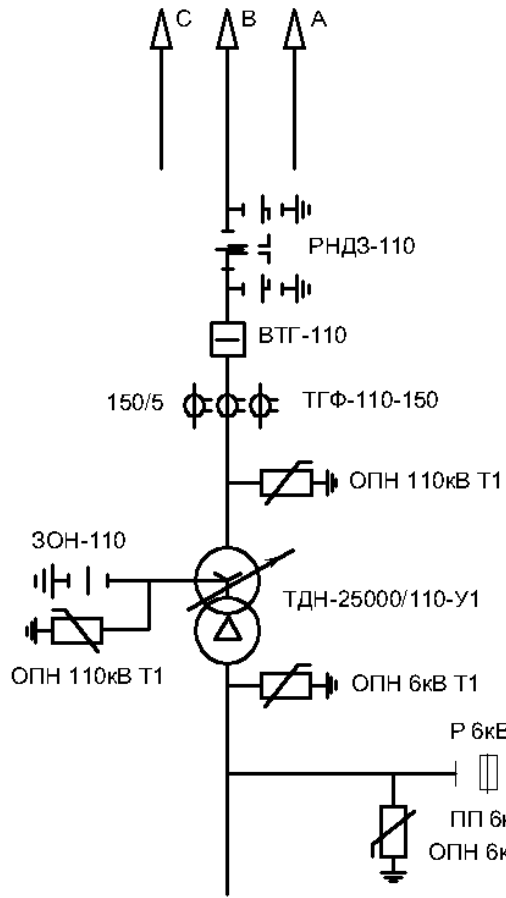
Электрическая схема подстанции до реконструкции представлена на рисунке 2. Используя выбранные в предыдущем пункте силовые трансформаторы, а также окончательно отказавшись от стороны 35кВ, преобразуем схему. Однолинейная схема подстанции после реконструкции представлена на рисунке 3.

На стороне ВН она комплектуется:

- 1) разделителями (РНДЗ-110-У1);
- 2) выключателями(ВГТ-110 УХЛ-1);
- 3) ТТ (ТГФ-110-150)
- 4) ОПН (ОПН-110,с полимерной внешней изоляцией)
- 5) ЗОН (ЗОН-СЭЩ 110 кВ)

7) трансформатор ТДН-25000/110-У1 двухобмоточный две штуки с напряжениями 110кВ/6кВ. Обмотки трансформаторов связаны токопроводами с КРУНН.

ВЛ 110кВ Бузулукская-Заводская I цепь



ВЛ 110кВ Бузулукская-Заводская II цепь

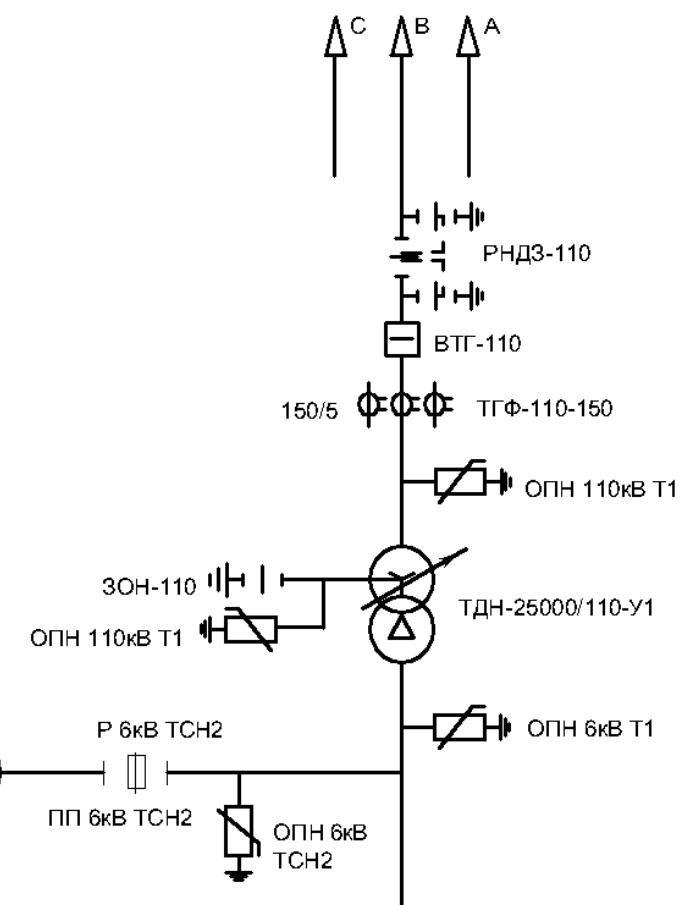


Рисунок 3 – Электрическая схема подстанции после реконструкции

Электрическая схема с указаниями типов аппаратов и оборудования приведена на рисунке 4:

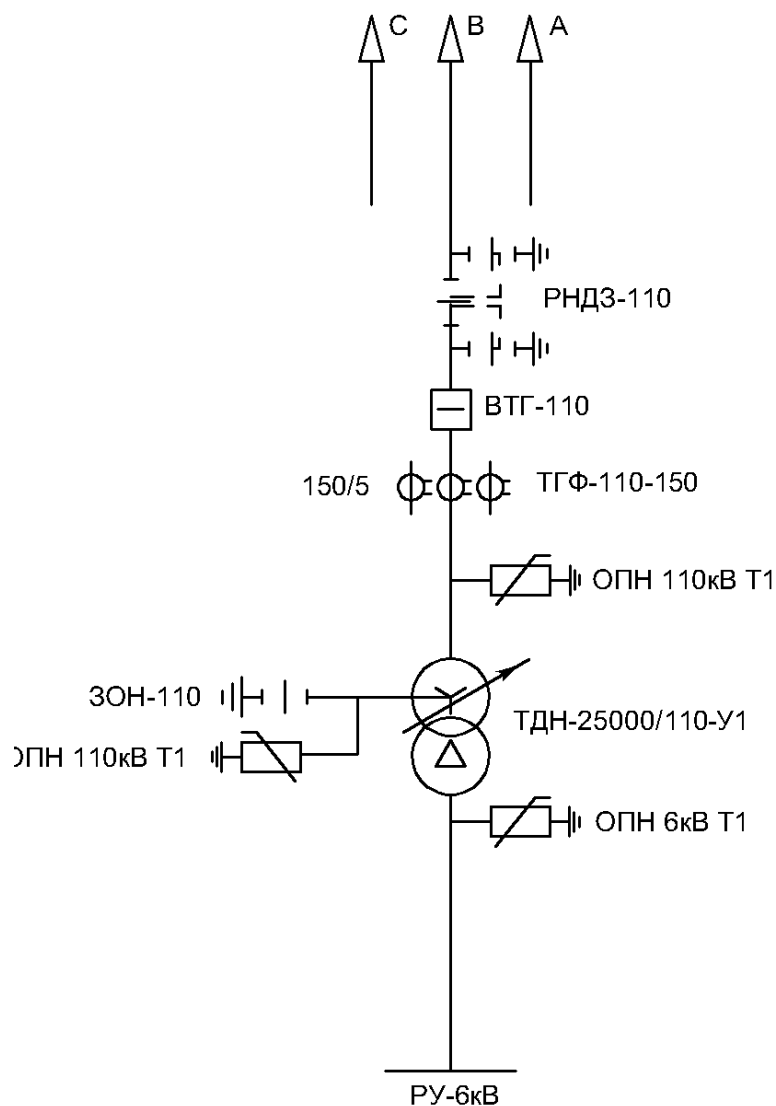


Рисунок 4—Электрическая схема подстанции «Заводская» 110/6кВ на стороне ВН

В качестве ячеек КРУНН используются: КРУ типа КСО-266 изготовленные такими заводами изготовителями как: Самарский завод «Электроцит», «Таврида электрик», ФГУП НПП "Контакт" г.Саратов

3 Расчёт токов короткого замыкания

Короткие замыкания являются одной из самых значительных опасностей для электросистемы, поэтому их расчёт необходим для правильного выбора оборудования подстанции. Все аппараты, проводники, релейная защита и автоматика, выбираются исходя из величины токов короткого замыкания. Рассчитаем токи трехфазного КЗ напряжением выше 1 кВ:

- Составим расчётную схему замещения, на которой нанесём расчётные точки КЗ в двух точках (К1,К2).
- На основании расчётной схемы замещения составим эквивалентную схема замещения. Все сопротивления пронумеруем для простоты расчётов.
- Определим величину всех сопротивлений в относительных единицах.
- Схема замещения приводится к простейшему виду.
- Определим действующее значение тока КЗ и его ударное значение

3.1 Составление схемы замещения на стороне ВН и расчёт её параметров

Расчет коротких замыканий на шинах с номинальным напряжением выше 1000 В ведется в относительных единицах, а на стороне ниже 1000 В – в именованных единицах. Расчётная схема стороны ВН изображена на рисунке 5:

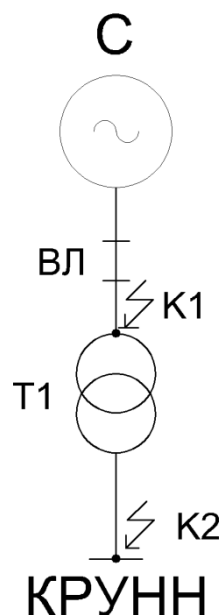


Рисунок 5 – Расчётная схема стороны ВН

На основе расчётной схемы составим эквивалентную схему замещения. Рассчитав параметры сопротивлений, дополним её. Итоговая эквивалентная схема с указанием всех величин сопротивлений изображена на рисунке 6:

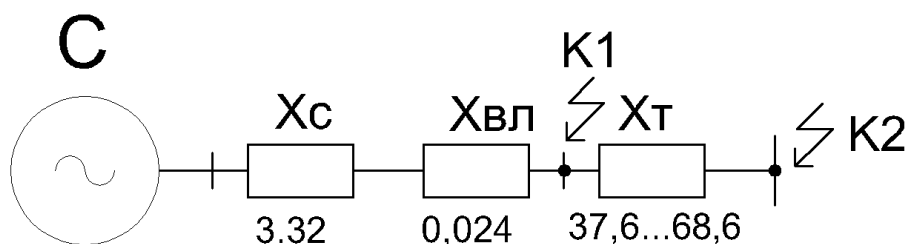


Рисунок 6 – Эквивалентная электрическая схема

Расчёт сопротивлений начнём с записи исходных данных для всех её элементов.

Система: $U_{BH} = 115$ кВ; $I_{K3}^3 = 20$ кА

ВЛ: токопровод марки АС 240/32 х2; $l=12$ км; индуктивное сопротивление $x = 0,4$ Ом/км;

Трансформатор: $U_k = 10,5\%$; $\Delta P_k = 120$ кВт; $\Delta P_x = 25$ кВт; $I_x = 0,65\%$; $S_{ном.Т} = 25$ МВА.

Токопровод НН: 2 х АС 400/19; активное сопротивление $R = 0,12$ Ом/км; индуктивное сопротивление $X_{y0} = 0,4$ Ом/км. $l=25$ м

$$\text{Сопротивления системы: } x_c = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} I_{K3}^3} = \frac{115}{1,73 \cdot 20} = 3,32 \text{ Ом};$$

$$\text{Сопротивление ВЛ: } X_{л} = X_{y0} \cdot l \cdot \frac{1}{n} = 0,4 \cdot 0,12 \cdot \frac{1}{2} = 0,024 \text{ Ом};$$

Сопротивление трансформатора в среднем положении РПН:

$$X_{Tcp} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном.Т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 55,5 \text{ Ом}$$

Также определим значение минимального и максимального индуктивного сопротивления трансформатора:

$$X_{T_{мин}} = \frac{U_{кмин}}{100} \cdot \frac{(U_{ВН} \cdot 1 - \Delta U_{РПН})^2}{S_{ном.Т}} = \frac{10,1}{100} \cdot \frac{115 \cdot 1 - 0,16}{25}^2 = 37,6 \text{ Ом}$$

$$\Delta U_{РПН} = 0,16$$

$$X_{T_{макс}} = \frac{U_{кмакс}}{100} \cdot \frac{126^2}{S_{ном.Т}} = \frac{10,81}{100} \cdot \frac{126^2}{25} = 68,6 \text{ Ом}$$

Сопротивлением 25 метрового участка токопровода между трансформатором и КРУНН можно пренебречь из-за малого расстояния.

Определив все величины сопротивлений можно приступить к упрощению схемы замещения. Итоговая схема замещения для точки К1, представлена на рисунке 7:

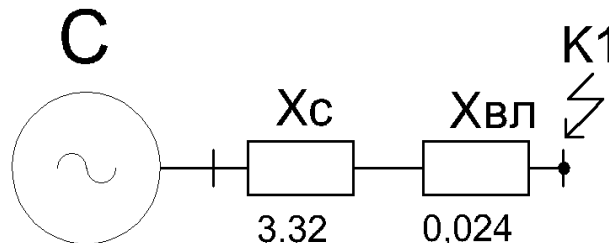


Рисунок 7 – Схема замещения для точки К1

Результирующая токов $X_{рез}$, при последовательном соединении находится как сумма двух элементов: $X_{рез} = X_C + X_{Л} = 3,32 + 0,024 = 3,344 \text{ Ом}$

Ток трёхфазного КЗ в точке К1:

$$I_{n0} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot X_{рез}} = \frac{115}{1,73 \cdot 3,344} = 19,8 \text{ кА}$$

Ударный ток трехфазного КЗ ($i_{уд}$) рассчитывают по формуле 6:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n.0} \quad (6)$$

где K_y - ударный коэффициент.

$$K_y = 1,89 \text{ потому что } U_n = 115 \text{ кВ}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n.0} = \sqrt{2} \cdot 1,89 \cdot 19,8 = 52,9 \text{ кА}$$

Расчёт ударного тока КЗ в точки К2 ведётся для трёх положений регулятора РПН трансформатора. Построим схему замещения, рисунок 8:

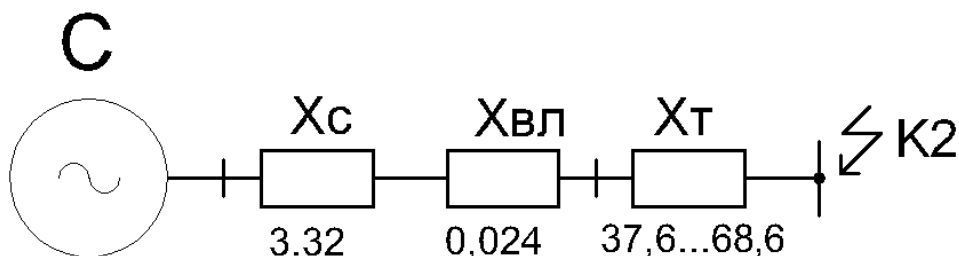


Рисунок 8 – Схема замещения для точки К2

Результирующая токов $X_{рез}$, для центрального положения регулятора РПН:

$$X_{рез\ CP} = X_C + X_{ЛЛ} + X_{ТВ} + X_{ТС} = 3,32 + 0,024 + 55,5 = 58,85 \text{ Ом}$$

Ток трёхфазного КЗ в точке К2:

$$I_{n0} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot X_{рез}} = \frac{115}{1,73 \cdot 58,85} = 1,129 \text{ кА}$$

Приведём значение тока трехфазного КЗ к значениям действующего напряжения – 6,3кВ:

$$I_{n06,3} = I_{n0} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 1,129 \cdot \frac{115}{6,3} = 20,6 \text{ кА}$$

Ударный ток трехфазного КЗ ($i_{уд}$) для центрального положения регулятора РПН рассчитывают по формуле 7:

$$i_{y\ CP} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n06,3} \quad (7)$$

где K_y - ударный коэффициент.

$$K_y = 1,86 \text{ потому что } U_n = 6,3 \text{ кВ}$$

$$i_{yCP} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n06,3} = \sqrt{2} \cdot 1,86 \cdot 20,6 = 54 \text{ кА}$$

Для того нахождения токов в нижнем положении регулятора РПН, необходимо привести показатели сопротивлений к минимальному регулируемому напряжению трансформатора 96,6 кВ, по формуле:

$$X_{K1} = (X_C + X_{Л}) \cdot \frac{(U_{BH} \cdot 1 - \Delta U_{РПН})^2}{U_{BH}^2} = 3,344 \cdot \frac{96,6^2}{115^2} = 2,36 \text{ Ом}$$

$$X_{рез Мин} = X_{K1} + X_{Тмин} = 2,36 + 37,6 = 40 \text{ Ом}$$

Ток трёхфазного КЗ в точке К2:

$$I_{n0} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot X_{рез}} = \frac{115}{1,73 \cdot 40} = 1,66 \text{ кА}$$

Приведём значение тока трехфазного КЗ к значениям действующего

напряжения – 6,3кВ: $I_{n06,3} = I_{n0} \cdot \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = 1,66 \cdot \frac{115}{6,3} = 30,3 \text{ кА}$

Ударный ток трехфазного КЗ ($i_{уд}$) для минимального положения регулятора РПН рассчитывают по формуле 8:

$$i_{y Мин} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n06,3} \quad (8)$$

где K_y - ударный коэффициент.

$$K_y = 1,86 \text{ потому что } U_n = 6,3 \text{ кВ}$$

$$i_{y\max} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n06,3} = \sqrt{2} \cdot 1,86 \cdot 30,3 = 80 \text{ кА}$$

Для нахождения токов в высшем положении регулятора РПН, необходимо привести показатели сопротивлений к максимальному регулируемому напряжению трансформатора 126 кВ, по формуле:

$$X_{K1} = (X_C + X_{Л}) \cdot \frac{126^2}{U_{BH}^2} = 3,344 \cdot \frac{126^2}{115^2} = 4,02 \text{ Ом}$$

$$X_{рез\ Макс} = X_{K1} + X_{Т\max} = 4,02 + 68,6 = 72,6 \text{ Ом}$$

Ток трёхфазного КЗ в точке К2:

$$I_{n0} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot X_{рез}} = \frac{115}{1,73 \cdot 72,6} = 0,9 \text{ кА}$$

Приведём значение тока трехфазного КЗ к значениям действующего напряжения – 6,3кВ: $I_{n06,3} = I_{n0} \cdot \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = 0,9 \cdot \frac{115}{6,3} = 16,4 \text{ кА}$

Ударный ток трехфазного КЗ ($i_{уд}$) для максимального положения регулятора РПН рассчитывают по формуле 9:

$$i_{y\ Макс} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n06,3} \quad (9)$$

где K_y - ударный коэффициент.

$$K_y = 1,86 \text{ потому что } U_n = 6,3 \text{ кВ}$$

$$i_{y\ Min} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n06,3} = \sqrt{2} \cdot 1,86 \cdot 16,4 = 43 \text{ кА}$$

Показатели токов трёхфазных КЗ для разных точек, сведены в таблицу 5:

Таблица 5 – Сводная таблица значений токов КЗ.

№	КЗ в точке К1	КЗ в точке К2, при среднем РПН	КЗ в точке К2, при минимальном РПН	КЗ в точке К2, при максимальном РПН
1	$I_{n0} = 19,8 \text{ кА}$	$I_{n06,3} = 20,6 \text{ кА}$	$I_{n06,3} = 30,3 \text{ кА}$	$I_{n06,3} = 16,4 \text{ кА}$
2	$i_y = 52,9 \text{ кА}$	$i_{yCP} = 54 \text{ кА}$	$i_{y\max} = 80 \text{ кА}$	$i_{yMin} = 43 \text{ кА}$

4 Проверка и выбор новых электрических аппаратов и проводников

В связи с увеличением нагрузки и замены старых силовых агрегатов, всё оборудование подстанции необходимо перепроверить на устойчивость новым значениям КЗ, нагрузки, рабочих и длительных токов. Расчёт максимальных рабочих токов $I_{\text{раб.макс ПС}}$ на первичной обмотке трансформаторов ПС ведётся по формуле 10:

$$I_{\text{раб.макс ПС}} = \frac{n \cdot S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (10)$$

где: $S_{\text{ном.Т}} = 25 \text{ МВА}$ – номинальная мощность одного трансформатора

n – количество трансформаторов на подстанции

$U_{\text{ном}} = 115 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение ВН

$$I_{\text{раб.макс ПС}} = \frac{n \cdot S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 25000}{1,73 \cdot 115} = 251,3 \text{ А}$$

4.1 Проверка установленных силовых выключателей

На подстанции «Заводская» на стороне линии 110кВ установлены силовые выключатели марки: **ВГТ-110П-40/2500**. Их параметры сравниваются с расчётными параметрами подстанции после реконструкции в таблице 6 и соответствуют всем критериям.

$U_{\text{сет.ном}}$ – рассчитывается по справочным данным;

$I_{\text{раб.макс ПС}}$ – рассчитано ранее и равно 251,3 А;

$I_{n,\tau}$ – всегда меньше $I_{n,0}$, значит $I_{n,\tau} \leq 19,8 \text{ кА}$;

$i_{a,\tau}$ – на основе графика нормированное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе взятом в справочнике получаем что при $\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$ процентное содержание $\beta_{\text{ном}} = 36\%$ тогда как

выключатель рассчитан на $\beta_{ном}$ до 40%

$$B_k = I_K^2 \cdot t_{откл} = 19,8^2 \cdot 0,09 = 35,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \text{ тепловой импульс КЗ.}$$

Термическая стойкость выключателя равна $3 \text{сек} \cdot 102 \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 94,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 6 – Выбор выключателей Q1, Q2. Марки ВГТ-110П-40/2500

Параметр	Выключатель	Сеть
$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$	110 кВ	110 кВ
$I_{ном.} \geq I_{раб.маx ПС}$	2000 А	251,3 А
$I_{откл.ном.} \geq I_{н,0}$	40 кА	19,3кВ
$i_{а,т} \leq I_{а.ном.}$	Не более 40%	36%
$I_{прс} \geq I_{н,0}$	102 кА	19,8 кА
$i_{прс} \geq i_y$	102 кА	52,9 кА
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$	306 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	35,28 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Устройство силового выключателя марки: ВГТ-110П-40/2500 представлено на рисунке 9:

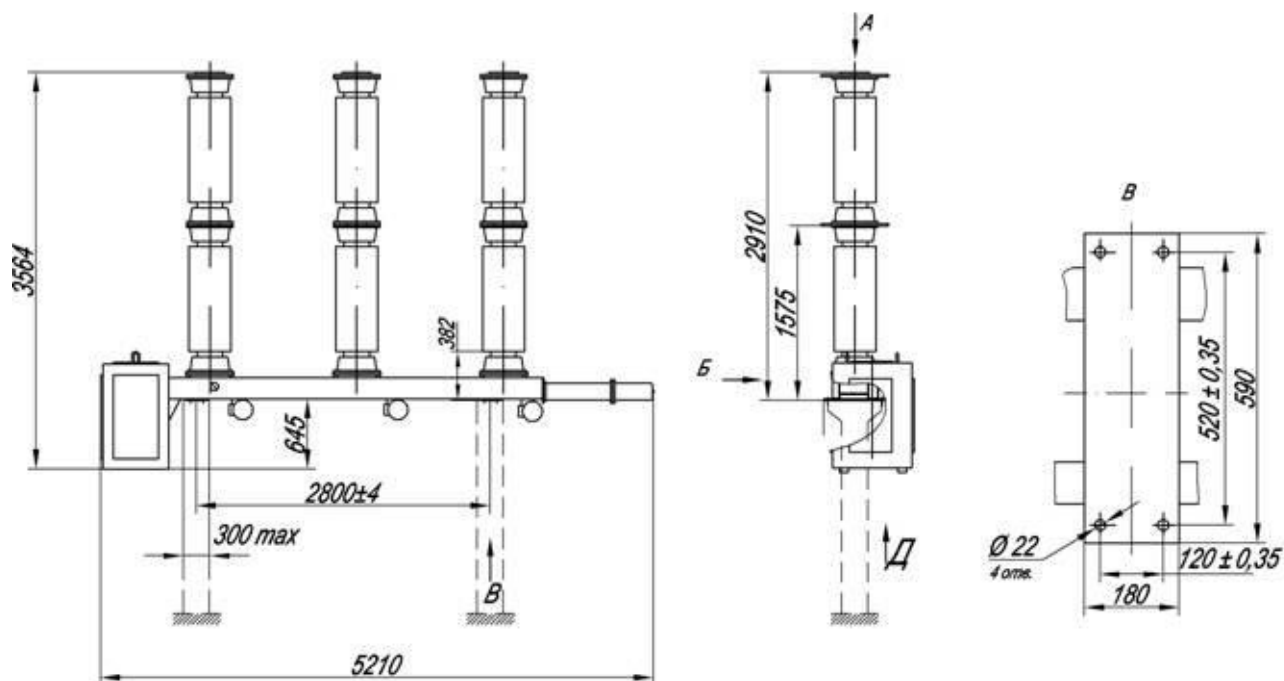


Рисунок 9 - Устройство силового выключателя марки: ВГТ-110П-40/2500

Выключатели Q3, Q4 – марки **ВБП -10-20**, установлены во вводных ячейках КРУНН, рассмотрены в таблице 7, рассчитаны аналогично с предыдущими:

Таблица 7 – Проверка выключателей Q3;Q4

Параметр	Выключатель	Сеть
$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{ном.} \geq I_{раб.НН}$	1600 А	4590 А

$$I_{раб.НН} = \frac{n \cdot S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} = \frac{2 \cdot 25000}{1,73 \cdot 6,3} = 4590 \text{ А}$$

Видим что номинальный ток выключателя не удовлетворяет новому рабочему току на стороне 6,3 кВ. Поэтому проводим его замену на **ВВД63 – 5000-6кВ**, рассмотрены в таблице 8, рассчитаны аналогично с предыдущими и соответствуют всем критериям.

Таблица 8 – Выбор выключателей Q3;Q4

Параметр	Выключатель	Сеть
$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$	10 кВ	6 кВ
$I_{ном.} \geq I_{раб.НН}$	5000 А	4590 А
$I_{откл.ном.} \geq I_{п0max}$	40 кА	30,3 кА
$I_{а.ном.} \geq i_{а,\tau}$	35,75 кА	10,7 кА
$I_{прс} \geq I_{п.0}$	50 кА	30,3 кА
$i_{прс} \geq i_{уmax}$	130 кА	80 кА
$B_k \leq I_T^2 * t_{откл}$	150 кА ² *с	82,6кА ² *с

$i_{а,\tau}$ – на основе графика нормированное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе взятом в справочнике получаем что при $\tau = t_{рз} + t_{св} = 0,01 + 0,04 = 0,05с$ процентное содержание $\beta_{ном} = 25\%$ тогда:

$$i_{a,\tau} = \frac{\sqrt{2} \cdot 25 \cdot 0,3}{100} = 10,7 \text{ кА}$$

$$I_{a,ном.} = i_{a,\tau} = \frac{\sqrt{2} \cdot 50 \cdot 50}{100} = 35,75 \text{ кА}$$

$B_k = I_K^2 \cdot t_{откл} = 30,3^2 \cdot 0,09 = 82,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ тепловой импульс КЗ. Термическая стойкость выключателя равна $3сек \cdot 50 \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 150 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

В связи с увеличением номинального тока $I_{ном.НН} = 1340 \text{ А}$ до реконструкции и $I_{ном.НН} = 4590 \text{ А}$ после реконструкции, секционный выключатель ячеек 6кВ приводятся к стандарту выбранному на вводных ячейках 6кВ, то есть устанавливается выключатель марки **ВВД63 – 5000-6кВ**.

4.2 Выбор разъединителей, отделителей, короткозамыкателей

В схеме РУВН использовались 2 разъединителя – марки **РНДЗ 110**. Данные для проверки пригодности сведены в таблицу 9 и удовлетворяют всем требованиям к разъединителям.

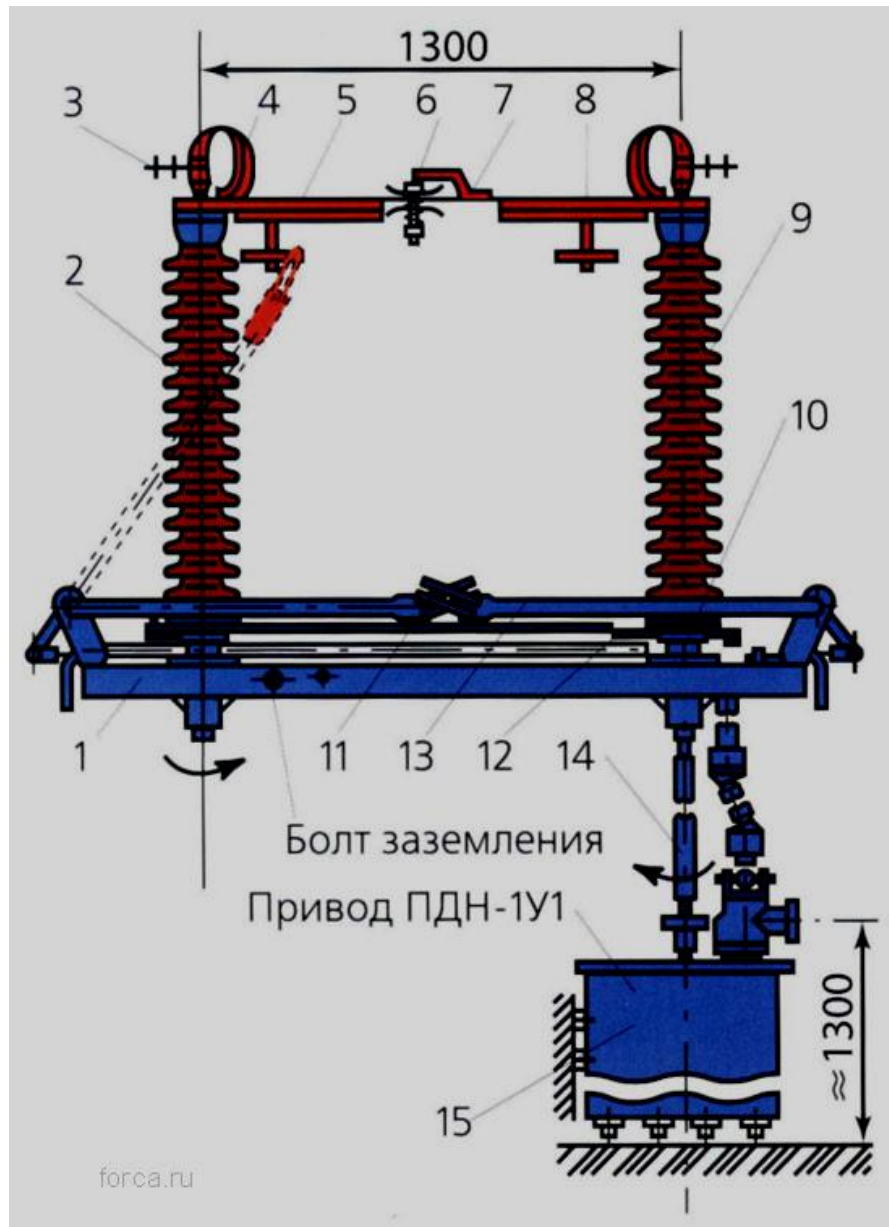
Таблица 9 – Выбор разъединителей QS1; QS2

Параметр	Разъединитель	Сеть
$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$	110 кВ	110 кВ
$I_{ном.} \geq I_{раб.макс ПС}$	1000 А	251,3 А
$I_{прс} \geq I_{н.0}$	31,5 кА	19,8 кА
$i_{прс} \geq i_y$	80 кА	52,9 кА
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$	94,5 кА ² ·с	35,28 кА ²

Параметры сети на стороне ВН рассчитывались для выключателей Q1-2.

$B_k = I_K^2 \cdot t_{откл} = 19,8^2 \cdot 0,09 = 35,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ тепловой импульс КЗ. Термическая стойкость разъединителя равна $3сек \cdot 31,5 \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 94,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Внешний вид разъединителя РНДЗ 110 представлен на рисунке 10:



1 - основание; 2 и 9 - колонки изоляторов; 3 - зажимы; 4 - гибкие связи; 5 - нож; 6 - пальцевые ламели; 7 - лопатка; 8 - контакт для заземляющего ножа; 10 - подшипник колонки; 11 - заземляющие ножи разъединителя; 12 - рычаг; 13 - тяга; 14 - вал; 15 - привод.

Рисунок 10 – Устройство разъединителя РНДЗ 110

4.3 Выбор трансформаторов тока

В данный момент на подстанции «Заводской» на стороне 110кВ используются трансформаторы тока марки ТГФ-110-150. Внешний вид которых представлен на рисунке 11:



Рисунок 11 – Внешний вид трансформатора тока ТГФ-110-150

Данные трансформаторы устанавливаются по одному на каждую фазу. Расчёт для трансформаторов тока ведётся не по максимальному рабочему току, а по рабочему номинальному току, так как необходимо обеспечить правильную работу приборов при номинальном режиме, а не во время аварийного режима по формуле 12:

$$I_{\text{раб.ПС}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (12)$$

где: $S_{\text{ном.Т}} = 25 \text{ МВА}$ – номинальная мощность одного трансформатора

n – количество трансформаторов на подстанции

$U_{\text{ном}} = 115 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение ВН

$$I_{\text{рабПС}} = \frac{n \cdot S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{1,73 \cdot 115} = 125,7 \text{ А}$$

$B_k = I_K^2 \cdot t_{\text{откл}} = 19,8^2 \cdot 0,09 = 35,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – тепловой импульс КЗ. Термическая

стойкость ТТ равна $3 \text{ сек} \cdot 22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} = 66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \sim R_2$:

$$R_2 = R_{\text{приб.}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \quad (13)$$

где $R_{\text{к}}$ - переходное сопротивление контактов = 0,1 Ом

$R_{\text{пр}}$ - сопротивление проводов;

$R_{\text{приб}}$ - сопротивление приборов подключенных к трансформатору тока,

находится по формуле $R_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2}$

Данные для проверки ТТ сведены в таблицу 10:

Таблица 10 – Выбор ТТ на стороне 110кВ

Параметр	ТТ	Сеть
$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$	110кВ	110кВ
$I_{\text{ном.ТТ}} \leq I_{\text{ном.}}$	150 А	125,7 А
$I_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	60 кА	52,9 кА
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 * t_{\text{откл}}$	66 кА	35,3 кА
$Z_2 \leq Z_{\text{2номТТ}}$	2,2 Ом	1,42 Ом

Перечень приборов в цепи ТТ 110кВ сведён в таблицу 11.

Таблица 11 – Приборы в цепи ТТ 110кВ

	Прибор	Тип прибора	Нагрузка фазы		
			А	В	С
1	Амперметр, ВА	ЩП120	3,0	3,0	3,0
2	Ваттметр, ВА	ЦП8506-120	5,0	-	5,0
3	Варметр, ВА	ЦП8506-120	5,0	-	5,0
4	Счетчик активно/реактивной энергии, ВА	Меркурий 233 ART	2,0	2,0	2,0
	Спр, ВА		15,0	5,0	15,0

На основе таблицы определим сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{нр}}}{I_2^2} = \frac{15}{25} = 0,6 \text{ Ом}$$

Чтобы ТТ работал нужно выдержать условие:

$$R_{\text{приб.}} + R_{\text{нр}} + R_{\text{к}} \leq Z_{2\text{номТТ}}$$

откуда следует:

$$R_{\text{нр}} \leq Z_{2\text{номТТ}} - R_{\text{приб.}} - R_{\text{к}} \leq 1,54 \text{ Ом}$$

Зная $R_{\text{нр}}$, можно определить сечение соединительных проводов:

$$s = \frac{p \cdot I_{\text{расч}}}{R_{\text{нр}}} = \frac{0,0175 \cdot 120}{1,54} = 1,36 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель КВВГ с медными жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$, определим сопротивление выбранного кабеля и вторичное расчетное сопротивление:

$$R_{\text{нр}} = \frac{p \cdot I_{\text{расч}}}{s} = \frac{0,0175 \cdot 120}{2,5} = 0,84 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = R_{\text{приб.}} + R_{\text{нр}} + R_{\text{к}} = 0,6 + 0,84 + 0,1 = 1,54 \text{ Ом}$$

В водных ячейках 6кВ использовались трансформаторы тока с $I_{\text{ном.}} = 1500 \text{ А}$. После реконструкции $I_{\text{ном.}} = 2210 \text{ А}$, соответственно старые ТТ нам не подходят, выбираем новые марки – **ТОЛ-10-2500**. Все параметры удовлетворяют требованиям и сведены в таблицу 11:

Таблица 11 – Выбор ТТ вводной ячейки на стороне 6кВ

Параметр	ТТ	Сеть
$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$	10 кВ	6,3 кВ
$I_{\text{ном.ТТ}} \leq I_{\text{ном.}}$	2500 А	2210 А
$i_y \leq I_{\text{д}}$	152кА	80кА
$B_k \leq I_K^2 * t_{\text{откл}}$	183кА	88,2кА

$B_k = I_K^2 * t_{откл} = 30,3^2 * 0,09 = 88,2 \text{ кА}^2 * \text{с}$ тепловой импульс КЗ. Термическая стойкость ТТ равна $3сек * 61\text{кА}^2 * \text{с} = 183 \text{ кА}^2 * \text{с}$.

Остаётся выбрать ТТ для 3 новых ячеек: Микрорайон 1, микрорайон 2, восточный фидер. Нагрузки в них не превысят 350-400А, однако для расчёта примем $I_{ном.} = 499\text{А}$ и ввиду возможных изменений. Для установки в новые ячейки принимаем ТТ марки – **ТОЛ-10-500** Все параметры удовлетворяют требованиям и сведены в таблицу 12:

Таблица 12 – Выбор ТТ на стороне 6кВ

Параметр	ТТ	Сеть
$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$	10 кВ	6кВ
$I_{ном.ТТ} \leq I_{ном.}$	500 А	499 А
$i_y \leq I_D$	102кА	80кА
$B_k \leq I_K^2 * t_{откл}$	120кА	88,2кА

$B_k = I_K^2 * t_{откл} = 30,3^2 * 0,09 = 88,2 \text{ кА}^2 * \text{с}$ тепловой импульс КЗ. Термическая стойкость ТТ равна $3сек * 40\text{кА}^2 * \text{с} = 120 \text{ кА}^2 * \text{с}$.

4.4 Выбор трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения. Трансформаторы, предназначенные для присоединения счётчиков, должны отвечать классу точности 0,5. Для присоединения щитовых измерительных приборов используют трансформаторы классов 1,0 и 3,0; для релейной защиты - 0,5, 1,0 и 3,0.

Трансформаторы напряжения 6 кВ.

Номинальное напряжение трансформаторов напряжения должно соответствовать напряжению сборных шин, на которых они будут установлены. Класс точности трансформаторов напряжения для подключения КИП - 0,5.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения каждой секции

сборных шин представлена в таблице 13. Полная суммарная потребляемая мощность определяется по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\Sigma S_{\text{приб}} \cos^2 \varphi + \Sigma S_{\text{приб}} \sin^2 \varphi} \quad (14)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{0,3 + 4,5 + 7,5 * 0,38 + 2 * 0,38 + 5^2 + 7,5 * 0,925 + 2 * 0,925^2} = \\ = \sqrt{13,41^2 + 8,79^2} = \sqrt{180 + 77,24} = 16 \text{ ВА}$$

Таблица 13 – Вторичная нагрузка ТН секции 6кВ

Прибор	Тип	Потр. мощность	cos φ	sin φ	Кол-во приб.	Суммарная мощность, Σ S
Вольтметр	Э365	0,1	1	0	3	0,3
Ваттметр	Д365	1,5	1	0	3	4,5
Варметр	Д335/1	2,5	0,38	0,925	3	7,5
Счётчик Р/Р-энергии	Меркурий 233 ART	2	0,38	0,925	1	2
РЗиА		5	1	0	0	5

Выбираем трансформатор напряжения марки – **ЗНОЛ-СЭЩ 6**. Он удовлетворяет номинальному напряжению и конструкторским особенностям. Для проверки по вторичной нагрузке в требуемом классе – 0,5 проведём сравнение: $S_{\text{ном}} = 50 \text{ ВА}$; $S_{\text{ном}} * 3 = 150 \geq S_{2\Sigma} = 16 \text{ ВА}$

4.5 Выбор токопроводов и жестких шин

4.5.1 Токопровод РУВН-110кВ

Выберем токопровод открытого распределительного устройства 110 кВ. Для начала определяем экономически выгодное сечение токопровода (материал - алюминий):

$$S = \frac{I_{\text{раб.номПС}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{125,7}{1} = 125,7 \text{ мм}^2$$

где $I_{\text{раб.номПС}}$ – рабочий ток номинального режима ПС.

$$I_{\text{раб.номПС}} = 125,7 \text{ А}$$

$j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, принимаемая за 1 А/мм²

В качестве проводника выбираем токопровод марки АС 240/32. Проводим проверку по длительно допустимому току: $I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{доп}}$

$I_{\text{доп}}$ – допустимая токовая нагрузка

$$I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб.мах}} = 125,7 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$$

Проверку по термической стойкости при КЗ заключается в том, что расчетное напряжение не должно превосходить допустимого напряжения $U_{\text{расч}} \leq U_{\text{доп}}$.

$U_{\text{доп}} = 70$ МПа – для алюминия;

$$U_{\text{расч}} = \sqrt{3} * \frac{l^2}{e * a * W_1} * i_{\text{yd}}^2 * 10^{-7} \text{ МПа};$$

$$i_{\text{yd}} = 52,9 \text{ кА};$$

$a = 1,5$ м – расстояние между фазами;

$l = 20$ м – длина пролёта токопровода;

$$e = 10$$

W - момент сопротивления поперечного сечения, м³;

$$W_1 = 2 * W = 2712 \text{ м}^3; \quad W = \frac{\pi * d^3}{32} = 1356 \text{ м}^3$$

$d = 24$ мм – диаметр проводника

$$U_{\text{расч}} = \sqrt{3} * \frac{20^2}{10 * 1,5 * 2712} * 52,9^2 * 10^{-7} = 47 \text{ МПа}$$

$$U_{расч} = 47 МПа \leq U_{дон} = 70 МПа$$

Таким образом, выбранный токопровод марки АС 240/32 допускается для ошиновки ОРУ 110 кВ.

4.5.2 Токопровод от РУВН-110кВ до КРУНН-10кВ

Выберем токопровод, по которому электроэнергия передается от трансформатора 110кВ в КРУНН - 10 кВ по такой же методике.

Для начала определяем экономически выгодное сечение токопровода:

$$s = \frac{I_{раб.РУНН}}{j_{эк}} = \frac{2210}{1} = 2210 \text{ мм}^2$$

где $I_{раб.РУНН}$ – рабочий ток номинального режима РУНН.

$$I_{раб.РУНН} = 2210 \text{ А}$$

$j_{эк}$ – экономическая плотность тока, принимаемая за 1 А/мм²

В качестве проводника выбираем три провода АС-550. Проводим проверку по длительно допустимому току: $I_{раб.маx} \leq 2 * I_{дон}$

$I_{дон}$ – допустимая токовая нагрузка одного провода

$$2 * I_{дон} = 3 * 940 = 2820 \text{ А}$$

$$I_{раб.маx} = 1098 \text{ А} \leq 3 * I_{дон} = 2820 \text{ А}$$

Проверку по термической стойкости при КЗ заключается в том, что расчетное напряжение не должно превосходить допустимого напряжения

$$U_{расч} \leq U_{дон} .$$

$U_{дон} = 70$ мПа – для алюминия;

$$U_{расч} = U_1 + U_2$$

$$Y_1 = \sqrt{3} * \frac{l^2}{e * a * W_1} * i_{y\partial}^2 * 10^{-7} \text{ МПа};$$

$$Y_2 = \frac{q * l^2}{12 * W}$$

q – сила взаимодействия между проводниками одной фазы на метр длины.

$$q = 0,82 * \frac{i_{y\partial}^2}{l_2} * 10^{-7} = 35000 * 10^{-7}$$

$l_2 = 0,15$ м – расстояние между проводниками одной фазы

$$i_{y\partial} = 80 \text{ кА};$$

$a = 1,5$ м – расстояние между фазами;

$l = 12$ м – длина пролёта токопровода;

$$e = 10$$

W – момент сопротивления поперечного сечения, м³;

$$W_1 = 2 * W ; \quad W = \frac{\pi * d^3}{32} = 16325 \text{ м}^3$$

$d = 55$ мм – диаметр проводника

$$Y_1 = \sqrt{3} * \frac{12^2}{10 * 1,5 * 16325} * 13,086^2 * 10^{-7} = 6,51 \text{ МПа}$$

$$Y_2 = \frac{35000 * 10^{-7} * 15^2}{12 * 16325} = 25,7 \text{ МПа}$$

$$Y_{расч} = Y_1 + Y_2 = 6,51 + 25,7 = 32,2 \text{ МПа}$$

$$Y_{расч} = 32,2 \text{ МПа} \leq Y_{доп} = 70 \text{ МПа}$$

Таким образом, выбранный токопровод из трёх АС-550 допускается для соединения выводов трансформаторов с шинами КРУНН-6 кВ

4.5.3 ячейки КРУНН-6кВ

До реконструкции подстанция «Заводская» была укомплектована

ячейками КРУНН типа: **КСО-266 «Таврида электрик»**, паспортные данные приведены в таблице 14:

Таблица 14 – характеристики ячейки типа КСО-266 «Таврида электрик»

Наименование параметра	Характеристика параметра
Номинальное напряжение, кВ	6, 10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2; 12
Номинальный ток, А	1000
Номинальный ток отключения, кА	20
Номинальный ток термической стойкости, кА	51

Со стороны силовых трансформаторов предусматривались вводные ячейки КРУНН типа: **КСО-266 ФГУП НПП «Контакт»**, с повышенной номинальной нагрузкой жёстких шин и силовых выключателей. Также ячейка такого типа предусматривалась для АВР подстанции. Паспортные данные приведены в таблице 15:

Таблица 15 – характеристики ячейки типа КСО-266 ФГУП НПП «Контакт»

Наименование параметра	Характеристика параметра
Номинальное напряжение, кВ	6, 10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	1600
Номинальный ток отключения, кА	20
Номинальный ток термической стойкости, кА	51

В связи с заметным увеличением мощностных характеристик, вводные ячейки не проходят по параметру номинального рабочего тока. Номинальный ток старых ячеек равен 1600А тогда как новое значение равняется 4590А. В связи с этим необходима их замена. Для установки на подстанцию выбираю ячейки КРУНН типа: **КРУ Р1Х-Н 6-10кВ/5000А** Данная серия КРУНН отличается повышенными требованиями по номинальному рабочему току.

Паспортные данные приведены в таблице 16:

Таблица 16 – Характеристики ячейки типа КРУ РІХ-Н 6-10кВ/5000А

Наименование параметра	Характеристика параметра
Номинальное напряжение, кВ	6, 10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	5000
Номинальный ток отключения, кА	40
Номинальный ток термической стойкости, кА	51

Так же необходимо определились тип ячеек для новых потребителей: Микрорайон 1, микрорайон 2, восточный фидер. Нагрузки в них не превысят 350-400А, однако для расчёта примем $I_{ном.} = 499А$ и ввиду возможных изменений. По данным показателям подходит старый тип ячеек, их и устанавливаем.

В результате реконструкции на подстанции «Заводская» будут установлены следующие типы ячеек:

- 1) КРУ РІХ-Н 6-10кВ/5000А, 3 шт;
- 2) КСО-266 «Таврида электрик», 26 шт.

4.6 Выбор изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим параметрам:

- 1) Номинальному напряжению $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$;
- 2) Допустимой нагрузке на головку опорного изолятора, формула 15:

$$F_{расч} \leq F_{доп} = 0,6 * F_{разр} \quad (15)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб;

$F_{расч}$ – расчётная нагрузка;

4.6.1 Расчёт опорных изоляторов для КРУНН-6кВ:

Расчётная нагрузка определяется по формуле 16:

$$F_{расч} = \sqrt{3} * 10^{-6} * i_{уд}^2 * \frac{l}{a}, Н \quad (16)$$

где $l = 1 м$;

$a = 0.33 м$

$i_{уд}^2 = 54^2 кА$

$$F_{расч} = 1,76 * 10^{-6} * 54^2 * \frac{1}{0,33} = 15,5 кН$$

Выбираем изолятор опорный **ИОР-6-30 I УЗ**

1) $U_{ном} = 6кВ \leq U_{сет.ном} = 6кВ$

2) $F_{расч} = 15,5кН \leq F_{дон} = 0,6 * F_{разр} = 0,6 * 30 = 18кН$

Выбранный изолятор удовлетворяет требованиям. Высота изолятора 150мм.

4.6.2 Расчёт опорных изоляторов для РУВН-110кВ:

Определяем Расчётную нагрузку:

$$F_{расч} = \sqrt{3} * 10^{-6} * i_{уд}^2 * \frac{l}{a}, Н$$

$l = 12 м$;

$a = 2 м$;

$i_{уд}^2 = 52,4 кА$

$$F_{расч} = 1,76 * 10^{-6} * 52,4^2 * \frac{12}{2} = 28,9 кН$$

Выбираем изолятор опорный **ОСК-10-110**

$$1) U_{\text{ном}} = 110\text{кВ} \leq U_{\text{сет.ном}} = 110\text{кВ}$$

$$2) F_{\text{расч}} = 28,9\text{кН} \leq F_{\text{дон}} = 0,6 * F_{\text{разр}} = 0,6 * 200 = 120\text{кН}$$

Выбранный изолятор удовлетворяет требованиям. Высота изолятора 1050мм.

5 Анализ электрического оборудования и схемы подстанции

После реконструкции были внесены следующие изменения:

- 1) Заменены силовые трансформаторы с ТДТН-16000/110 на **ТДН 25000/110-У1**;
- 2) Заменены силовые выключатели вводных ячеек КРУНН с ВВП -10-20 на **ВВД63 – 5000-6кВ**;
- 3) Заменены ТТ вводных ячеек КРУН на **ТОЛ-10-2500**
- 4) В результате реконструкции на подстанции «Заводская» будут установлены следующие типы ячеек: КРУ РІХ-Н 6-10кВ/5000А, 3 шт; КСО-266 «Таврида электрик», 26 шт.
- 5) В трёх новых ячейках установлены ТТ типа - **ТОЛ-10-500**
- 6) Установлены новые ТН типа - **ЗНОЛ-СЭЩ 6**
- 7) Заменён токопровод соединяющий выводы трансформаторов с шинами КРУНН-6 кВ на токопровод из трёх АС-550.

6 Релейная защита

Для расчёта релейной защиты понадобятся показатели токов трёхфазных КЗ для разных точек, представленные в таблице 5:

Таблица 5 – Сводная таблица значений токов КЗ.

№	КЗ в точке К1	КЗ в точке К2, при среднем РПН	КЗ в точке К2, при минимальном РПН	КЗ в точке К2, при максимальном РПН
1	$I_{n0} = 19,8 \text{ кА}$	$I_{n06,3} = 20,6 \text{ кА}$	$I_{n06,3} = 30,3 \text{ кА}$	$I_{n06,3} = 16,4 \text{ кА}$
2	$i_y = 52,9 \text{ кА}$	$i_{yCP} = 54 \text{ кА}$	$i_{y\max} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\min} = 43 \text{ кА}$

6.1 Расчёт дифференциальной токовой защиты трансформатора с реле типа РНТ-565

Схема данной защиты представлена на рисунке 12:

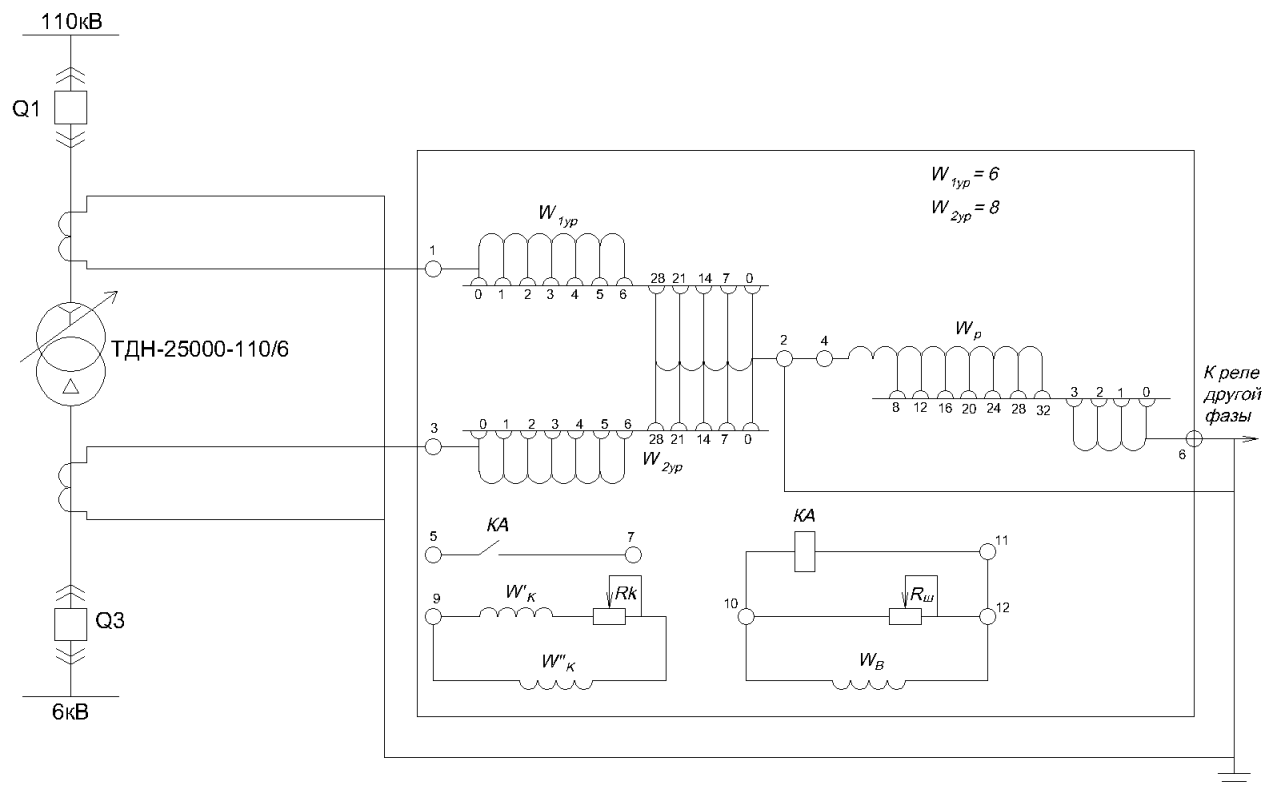


Рисунок 12 – схема дифференциальной токовой защиты двухобмоточного трансформатора с реле типа РНТ-565

1) Найдём первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора

$$\text{На стороне ВН 115кВ: } I_n = \frac{S_{m.n}}{1,73 * U_{н.ср}} = \frac{25000}{1,73 * 115} = 125,65 \text{ А}$$

$$\text{На стороне НН 6,3кВ: } I_n = \frac{S_{m.n}}{1,73 * U_{н.ср}} = \frac{25000}{1,73 * 6,3} = 2293 \text{ А}$$

2) Определим коэффициент схемы и трансформации в зависимости от схемы соединения трансформаторов:

На стороне ВН 115кВ: схема – Δ , следовательно $k_{cx} = \sqrt{3}$;

$$k_I = 150 / 5 = 30$$

На стороне НН 6,3кВ: схема – \perp , следовательно $k_{cx} = 1$;

$$k_I = 2500 / 5 = 500$$

3) Определим вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности трансформатора по формуле 17:

$$I_{нм в} = \frac{I_n * k_{cx}}{k_I} \quad (17)$$

$$\text{На стороне ВН 115кВ: } I_{нм в} = \frac{125,65 * 1,73}{30} = 7,25 \text{ А}$$

$$\text{На стороне НН 6,3кВ: } I_{нм в} = \frac{2293 * 1}{500} = 4,58 \text{ А}$$

4) Определим первичный расчётный ток небаланса, для чего предварительно посчитаем $I_{к max}$ для всех ступеней

$$I_{к max max BH} = \frac{I_{к max}^3 * k_{cx}}{k_I} = \frac{19,8 * 1,73}{30} = 1,14 \text{ кА} = 1140 \text{ А}$$

$$I_{к max max HH} = \frac{I_{к max}^3 * k_{cx}}{k_I} = \frac{30,3 * 1}{500} = 0,0606 \text{ кА} = 60,6 \text{ А}$$

$$\text{На стороне ВН 115кВ: } I_{нб рас} = 0,26 * I_{к max} = 296,4 \text{ А}$$

$$\text{На стороне НН 6,3кВ: } I_{нб рас} = 0,26 * I_{к max} = 15,76 \text{ А}$$

5) Первичный ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимального тока небаланса

$$\text{На стороне ВН 115кВ: } I_{cз1} = 1,3 * I_{нб\ рас} = 296,4 * 1,3 = 385,3A$$

$$\text{На стороне НН 6,3кВ: } I_{cз1} = 1,3 * I_{нб\ рас} = 1,3 * 15,76 = 20,48A$$

$$\text{На стороне ВН 115кВ: } I_{cз2} = 1,3 * I_{н} = 1,3 * 125,7 = 163,4A$$

$$\text{На стороне НН 6,3кВ: } I_{cз2} = 1,3 * I_{н} = 1,3 * 2210 = 2873A$$

6) Сравнивая $I_{cз1}$ и $I_{cз2}$ выбираем большее и приравниваем его к $I_{cз\ рас}$

$$\text{На стороне ВН 115кВ: } I_{cз\ рас} = 385,3A ;$$

$$\text{На стороне НН 6,3кВ: } I_{cз\ рас} = 2873A$$

7) Предварительная проверка чувствительности

$$\text{На стороне ВН 115кВ: } K_{ч\ предв} = \frac{0,87 * I_{к\ min}^3}{I_{cз\ рас}} = \frac{0,87 * 19800}{385,3} = \frac{17226}{385,3} = 44,7$$

$$\text{На стороне НН 6,3кВ: } K_{ч\ предв} = \frac{0,87 * I_{к\ min}^3}{I_{cз\ рас}} = \frac{0,87 * 16,4}{2873} = \frac{14268}{2873} = 4,96$$

8) Ток срабатывания реле на основной стороне, А

$$I_{ср\ осн} = \frac{I_{cз\ рас} * k_{сх}}{k_I} = \frac{385,3 * \sqrt{3}}{30} = 22,2A$$

9) Число витков реле для основной стороны:

$$\text{Расчётное} - W_{осн} = \frac{F_{ср}}{I_{ср\ осн}} = \frac{100}{22,2} = 4,5$$

$$\text{Предварительно принятое} - W_{осн} = W_{I_{yp}} = 6 / 5$$

10) Число витков реле для не основной стороны:

$$\text{Расчётное для НН} - W_{I_{рас}} = W_{осн} * \frac{I_{ном\ в\ осн}}{I_{нм\ вI}} = 4,5 * \frac{7,25}{4,58} = 7,1$$

$$\text{Предварительно принятое для НН} - W_I = W_{I_{yp}} = 8 / 7$$

11) Составляющая первичного тока не баланса, с учетом округления числа витков по формуле 18:

$$I_{нб\ рас}''' = \left(\frac{W_{Iрас} - W_I}{W_{Iрас}} \right) \pm \left(\frac{W_{IIрас} - W_{II}}{W_{IIрас}} \right) * I_{к\ max}, \text{ A} \quad (18)$$

На стороне ВН: $I_{нб\ рас}''' = \left(\frac{4,5 - 5}{4,5} \pm \frac{4,5 - 6}{4,5} \right) * 1140 = 501,6 \text{ A} / 250,8 \text{ A}$

На стороне НН: $I_{нб\ рас}''' = \left(\frac{7,1 - 8}{7,1} \pm \frac{7,1 - 7}{7,1} \right) * 60,6 = 8,53 \text{ A} / 6,82 \text{ A}$

12) Первичный расчётный ток небаланса с учётом составляющей:

На стороне ВН: $I_{нб\ рас} = I_{нб\ рас}''' + I_{нб\ рас} = 502 / 251 + 296,4 = 798 \text{ A} / 547 \text{ A}$

На стороне НН: $I_{нб\ рас} = I_{нб\ рас}''' + I_{нб\ рас} = 8,5 / 6,9 + 15,76 = 24 \text{ A} / 23 \text{ A}$

13) Уточнённое значение тока срабатывания защиты:

Для ВН: $I_{сз} = \frac{F_{ср}}{W_{осн}} * \frac{k_I}{k_{сх}} = \frac{100}{6/5} * \frac{30}{1,73} = 289 / 347 \text{ A}$

Для НН: $I_{сз} = \frac{F_{ср}}{W_I} * \frac{k_I}{k_{сх}} = \frac{100}{8/7} * \frac{500}{1} = 6250 / 7143 \text{ A}$

14) Коэффициент отстройки

Для ВН: $k_{отс} = \frac{I_{сз}}{I_{нб\ рас}} = \frac{289}{798} = 0,36$

Для НН: $k_{отс} = \frac{I_{сз}}{I_{нб\ рас}} = \frac{6250}{24} = 260,4$

15) Коэффициент чувствительности защиты

Для ВН: $K_{ч} = \frac{0,87 * I_{к\ min}^3}{I_{сз}} = \frac{0,87 * 19800}{289} = 59,6$

Для НН: $K_{ч} = \frac{0,87 * I_{к\ min}^3}{I_{сз}} = \frac{0,87 * 16400}{6250} = 2,28$

Все данные о параметрах релейной защиты, полученные при расчётах, сведены в таблицу 17:

Таблица 17 – Расчёт дифференциальной токовой защиты

№	Наименование величины, ед.изм.	Обозначение и расчётная формула	Числовое значение для сторон	
			115кВ	6,3кВ
1	Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора	$I_n = \frac{S_{т.н}}{1,73 * U_{н.ср}}$	125,65	2293
2	Коэф. схемы; коэф. трансф; схема соединения	k_{cx} К1 схема – Δ или Y	$\sqrt{3}$ 150/5 Δ	1 2500/5 Y
3	Вторичный ток в плечах защиты, соотв. ном. мощности трансф. А	$I'_{нмв} = \frac{I_n * k_{cx}}{k_I}$	7,25	4,58
4	Ток КЗ максимальный в плече защиты, А	$I_{кmax} = \frac{I_{кmax}^3 * k_{cx}}{k_I}$	1140	60,6
5	Первичный расчётный ток небаланса, А	$I_{нб рас} = 0,26 * I_{кmax}$	296,4	15,76
6	Первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз1} = 1,3 * I_{нб рас}$ $I_{сз2} = 1,3 * I_n$	385,3 163,4	20,48 2873
7	Расчётное условие для выбора уставки реле, А	$I_{сз рас}$, принимают большее из $I_{сз1}$ и $I_{сз2}$	385,3	2873
8	Предварительная проверка чувствительности	$K_{ч предв} = \frac{0,87 * I_{кmin}^3}{I_{сз рас}}$	44,7	4,96
9	Ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I_{ср осн} = \frac{I_{сз рас} * k_{cx}}{k_I}$	22,2	---
10	Число витков реле для основной стороны	$W_{осн} = \frac{F_{ср}}{I_{ср осн}} = \frac{100}{0,94}$ $W_{осн} = W_{лур}$	4,5 6/5	---
11	Число витков реле для не основной стороны	$W_{I рас} = 4,5 * 7,25 / 4,58$ $W_I = W_{лур}$	---	7,1 8/7
12	Составляющая первичного тока не баланса, с учетом округления числа витков, А	$I_{нб рас}'' = \left(\frac{W_{I рас} - W_I}{W_{I рас}} \right) \pm$ $\pm \left(\frac{W_{II рас} - W_{II}}{W_{II рас}} \right) * I_{кmax}$	501,6/250,8	8,53/6,82
13	Первичн. расчётн. ток небаланса с учётом составляющей, А	$I_{нб рас}''' = I_{нб рас}'' + I_{нб рас}$	798/547	24/23
14	Уточнённое значение тока срабатывания защиты, А	$I_{сз} = \frac{F_{ср}}{W_{осн}} * \frac{k_I}{k_{cx}}$	289/347	6250/7143

Продолжение таблицы 17

15	Коэффициент отстройки	$k_{отс} = \frac{I_{сз}}{I_{нб\ рас}}$	0,36	260,4
16	Коэффициент чувствительности защиты	$K_q = \frac{0,87 * I_{к\ min}^3}{I_{сз}}$	59,6	2,28
17	Окончательно принятое число витков реле для установки на основных и не основных сторонах	$W_{осн} = W_{Iур}$ $W_{неосн} = W_{Iур}$	6	8

7.2 Расчёт МТЗ от перегрузки, уставок реле обдужки и реле токовой блокировки регулятора трансформатора

1) Найдём Первичные номинальные токи:

На стороне ВН 115кВ: $I_H = \frac{S_{м.н}}{1,73 * U_{н.ср}} = \frac{25000}{1,73 * 115} = 125,65 \text{ А};$

На стороне НН 6,3кВ: $I_H = \frac{S_{м.н}}{1,73 * U_{н.ср}} = \frac{25000}{1,73 * 6,3} = 2293 \text{ А};$

2) Кратность сверхтока нагрузки:

На стороне ВН $m_{сн} = 1,4$;

На стороне НН $m_{сн} = 2,5$;

3) Коэффициент трансформации и схема соединения:

На стороне ВН 115кВ: схема – Δ , следовательно $k_{сх} = 1,73$;

$k_I = 150 / 5 = 30;$

На стороне НН 6,3кВ: схема – \perp , следовательно $k_{сх} = 1$;

$k_I = 2500 / 5 = 500;$

4) Первичный расчётный ток срабатывания каждой защиты:

А) Максимальная токовая защита находится по формуле 19:

$$I_{сз} = \frac{k_H * m_{сн} * I_H}{k_B} \quad (19)$$

где $k_H = 1,2$; $k_B = 0,8$

$$\text{На стороне ВН 115кВ: } I_{cз} = \frac{k_H * m_{сн}}{k_B} * I_H = \frac{1,2 * 1,4}{0,8} * 125,65 = 263,9 \text{ А;}$$

$$\text{На стороне НН 6,3кВ: } I_{cз} = \frac{k_H * m_{сн}}{k_B} * I_H = \frac{1,2 * 2,5}{0,8} * 2293 = 8600 \text{ А;}$$

Б) Защита от перегрузки рассчитывается по формуле 20:

$$I_{cз} = \frac{k_H}{k_B} * I_H \quad (20)$$

где $k_H = 1,05$; $k_B = 0,8$;

$$I_{cз} = \frac{k_H}{k_B} * I_H = \frac{1,05}{0,8} * 2293 = 3010 \text{ А;}$$

В) Защита реле обдувки: $I_{cз} = 0,7 * I_H = 0,7 * 2293 = 1605 \text{ А;}$

Г) Защита реле блокировки: $I_{cз} = 2 * I_H = 2 * 2293 = 4586 \text{ А;}$

5) Находим ток уставок всех реле по формуле 21:

$$i_{CP} = \frac{k_{CX} * I_{cз}}{n_T} \quad (21)$$

$$\text{На стороне ВН 115кВ: } i_{CP} = \frac{k_{CX} * I_{cз}}{n_T} = \frac{1,73 * 263,9}{30} = 15,21 \text{ А;}$$

$$\text{На стороне НН 6,3кВ: } i_{CP} = \frac{k_{CX} * I_{cз}}{n_T} = \frac{1 * 8600}{500} = 17,2 \text{ А;}$$

$$\text{Максимальная токовая защита: } i_{CP} = \frac{k_{CX} * I_{cз}}{n_T} = \frac{1 * 3010}{500} = 6,02 \text{ А;}$$

$$\text{Защита реле обдувки: } i_{CP} = \frac{k_{CX} * I_{cз}}{n_T} = \frac{1 * 1605}{500} = 3,21 \text{ А;}$$

$$\text{Защита реле блокировки: } i_{CP} = \frac{k_{CX} * I_{cз}}{n_T} = \frac{1 * 4586}{500} = 9,17 \text{ А;}$$

Все формулы и данные расчётов этого типа релейной защиты сведены в таблицу 18:

Таблица 18 – Сводная таблица расчёта МТЗ от перегрузки

№	Наименование величины	Обозначение и расчётная формула	Трансформатор 25МВА					
			МТЗ на стороне		Защита от перенапряжения	Реле обдувки	Реле блокировки	
			115кВ	6,3кВ				
1	Первичные номинальные токи, А	$I_n = \frac{S_{м.н}}{1,73 * U_{н.ср}}$	125,65	2293	2293			
2	Кратность сверхтока нагрузки	$m_{сн}$	1,4	2,5	-	-	-	
3	Коэффициент трансф. и схема соединения ТА	$k_{сх}$ n_T	1.73 150/5=3 Δ	1 2500/5= 500 Y	1 2500/5=500 Y			
4	Первичный расчётный ток срабатывания защиты, А	Максимальной токовой	$I_{сз} = \frac{k_H * m_{сн} * I_n}{k_B}$ $k_H = 1,2 ; k_B = 0,8$	263,9	8600	-	-	-
		От перегрузки	$I_{сз} = \frac{k_H * I_n}{k_B}$ $k_H = 1,05 ; k_B = 0,8$	-	-	3010	-	-
		Реле обдувки	$I_{сз} = 0,7 * I_n$	-	-	-	1605	-
		Реле блокировки	$I_{сз} = 2 * I_n$	-	-	-	-	4586
5	Ток уставки реле, А	$i_{ср} = \frac{k_{сх} * I_{сз}}{n_T}$	15,21	17,2	6,02	3,21	9,17	
6	Коэффициент чувствительности защиты	$K_u = \frac{0,87 * I_{кmin}^3}{I_{сз}}$	64	1,6	-	-	-	
7	Тип реле и пределы уставки	-	РТ40/20 10...20А	РТ40/20 10...20А	РТ40/20 5...20А	РТ40/6 1,5...6 А	РТ40/20 5...20А	

Данная защита представлена на рисунке 13:

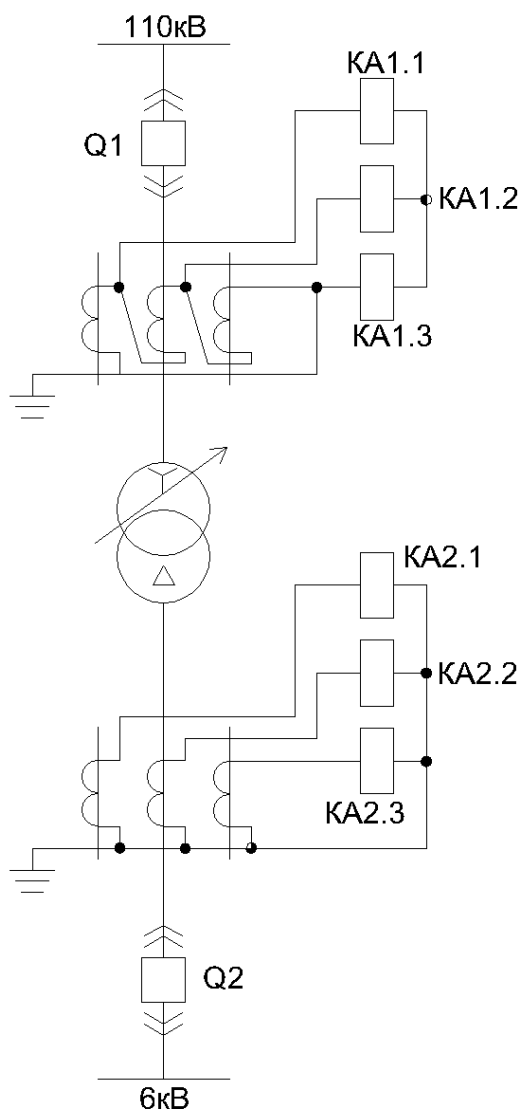


Рисунок 13 – Схема МТЗ от перегрузки, уставок реле обдувки и реле токовой блокировки регулятора двухобмоточного трансформатора

б) Коэффициент чувствительности защиты находим по формуле 22:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 * I_{\text{к min}}^3}{I_{\text{сз}}} \quad (22)$$

$$\text{На стороне ВН 115кВ: } K_{\text{ч}} = \frac{0,87 * I_{\text{к min}}^3}{I_{\text{сз}}} = \frac{0,87 * 19800}{263,9} = 64$$

$$\text{На стороне НН 6,3кВ: } K_{\text{ч}} = \frac{0,87 * I_{\text{к min}}^3}{I_{\text{сз}}} = \frac{0,87 * 16400}{8600} = 1,6$$

7.3 Расчёт МТЗ секционных выключателей

Расчёт ведём при помощи таблицы 19, в которой указаны все формулы и получившиеся результаты расчётов.

Таблица 19 – Расчёт МТЗ секционный выключателей

Наименование величин	Обозначение и расчётная формула	Трансформатор 25МВА
		$U_{ном} = 6,3\text{кВ}$
Коэффициент трансф. и схема соединения ТА	n_T	$k_{cx} = 1$ $2500/5 = 500$ Y
Первичный расчётный ток срабатывания защиты на вводе, А	$I_{cз}$ из таблицы 18 для стороны 6,3кВ	8600
Первичный расчётный ток срабатывания защиты секционного выключателя по условию согласования с защитой трансформатора, А	$I_{C.3.} = k_C * I_{cз}$ $k_C = 0,85$	7310
Ток уставки реле, А	$i_{CP} = \frac{k_{CX} * I_{C.3.}}{n_T}$	14,62
Чувствительность защиты	$K_u = \frac{0,87 * I_{кmin}^3}{I_{cз}}$	1,65
Тип реле и пределы уставки		РТ40/20 10...20А

Схема данной защиты представлена на рисунке 14:

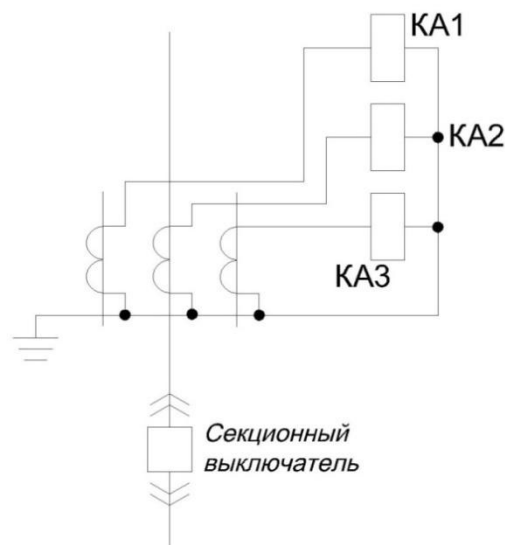


Рисунок 14 – МТЗ секционного выключателя

7 Модернизация аккумуляторных батарей

На подстанции заводской установлены Аккумуляторные батареи следующей компоновки:

1) Тип АКБ – А512/65 в количестве $2 \times 17 = 34$ шт;

2) Тип выпрямительного устройства – ШУОТ-2404-3352-УХЛ4 на напряжение 110/6кВ в количестве 2 шт;

Итоговая ёмкость данной системы равна: $34 \text{шт} \cdot 65 \text{А} / \text{ч} = 2210 \text{А} / \text{ч}$;

Этой величины хватало на 6 часов работы всех оперативных сетей подстанции без подзаряда батарей. В связи с увеличением нагрузки и реконструкцией электрической части подстанции «Заводская», увеличилось потребление оперативного тока. Потребление до реконструкции составляло 370А/ч, тогда как после реконструкции возрастёт до 450А/ч. Следовательно для поддержания работоспособности системы в течении 6 часов без подзаряда необходимо обеспечить общую ёмкость в размере:

$6 \text{ч} \cdot 450 \text{А} / \text{ч} = 2700 \text{А} / \text{ч}$;

Соответственно необходимо установить АКБ в количестве:

$$\frac{2700 \text{А} / \text{ч}}{65 \text{А} / \text{ч}} = 42 \text{шт};$$

В связи с увеличением количества АКБ в линии выпрямителей, необходимо установить 3 ШУОТ-2404-3352-УХЛ4.

Итого после реконструкции аккумуляторные батареи имеют следующую компоновку:

1) Тип АКБ – А512/65 в количестве $3 \times 14 = 42$ шт;

2) Тип выпрямительного устройства – ШУОТ-2404-3352-УХЛ4 на напряжение 110/6кВ в количестве 3 шт;

8 Собственные нужды подстанции

В таблицу 20 сведены все потребители собственных нужд подстанции «Заводская» после реконструкции и потребляемая ими мощность с учётом количества и коэффициента спроса.

Таблица 20 – Характеристика потребителей собственных нужд

Потребители собственных нужд	P, кВт	N, шт.	P _N , кВт	K _{СПР}	cosφ	S _{РАСЧ} , кВА
Освещение ОРУ-110кВ	2	-	2	0,5	1	1
Отопление, освещение, вентиляция КРУН-6 кВ	5	-	5	0,7	1	3,5
Двигатели системы охлаждения силового трансформатора и РПН	5	2	10	0,85	0,85	8,5
Отопление шкафов КРУ	0,84	29	24,5	1	1	24,5
Электроподогрев элегазовых выключателей и его приводов	2,5	3	7,5	1	1	7,5
Электроподогрев привода разъединителя 110 кВ	0,6	2	1,2	1	1	1,2
Электропитание телемеханики и аппаратуры связи	2	-	2	1	1	2
Электроподогрев шкафа РЗ	1	2	2	1	1	2
Электропитание системы пожаротушения	10	-	10	1	1	10
Зарядно - подзарядное устройство	23	2	46	0,12	1	5,52
Итого: S _{РАСЧ.Σ}	-	-	-	-	-	65,7

P - номинальная активная мощность единичного потребителя СН, кВт.

N - количество единичных потребителей СН, шт;

P_N - суммарная активная мощность потребителя СН, кВт;

K_{СПР} - коэффициент спроса на потребителя СН;

cosφ - коэффициент мощности потребителя СН;

S_{РАСЧ} - расчетная нагрузка потребителя СН, кВА;

S_{РАСЧ.Σ} - суммарная расчетная нагрузка всех потребителей СН, кВа.

На подстанции «Заводская» установлены 2 ТСН типа: **ТМГ-63/10**. Согласно ПУЭ на подстанциях такого типа необходим $K_3 \geq 1,2$ с возможностью подключения всей нагрузки к одному из них, на время аварийных или плановых ремонтных работ на втором ТСН.

Установленные ТСН типа: ТМГ-63/10 имеют следующие параметры:

Таблица 21 – Каталожные данные ТМГ-63/10

Тип трансформатора	$S_{ТСН}$, кВА	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_k, \%$	$\Delta P_k,$ Вт	$\Delta P_x,$ Вт	$I_x, \%$
		ВН	НН				
ТМГ-63/10	63	10	0,4	4,5	1280	220	2,2

$$S_{ТСН} \geq K_3 \cdot S_{РАСЧ\Sigma} \geq 1,2 \cdot 65,7 = 78,9 \text{кВА}$$

$$S_{ТМГ-63/10} = 63 * 2 = 126 \text{кВА}$$

Номинальная мощность двух ТМГ-63/10 (126кВА) больше чем требуемая для собственных нужд подстанции, следовательно заменять или обновлять их во время реконструкции не нужно.

9 Расчёт заземления подстанции

Расчёт ведём методом коэффициентов использования:

А) В соответствие с ПУЭ выбираем сопротивление заземления $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$ так как $I_3 > 500 \text{ А}$

Б) Определяем расчётное удельное сопротивление грунта для вертикальных и горизонтальных заземлителей при:

$\rho_{\text{грунта}}$ – удельное сопротивление грунта = 300 Ом*м (супесок)

k_c – коэффициент сезонности вертикальных заземлителей длиной 5 метров = 1,35 для I климатической зоны;

k'_c – коэффициент сезонности горизонтальных заземлителей = 4,5 для I климатической зоны;

$$\rho_{\text{расч.в}} = k_c * \rho_{\text{грунта}} = 1,35 * 300 = 405 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

$$\rho_{\text{расч.г}} = k'_c * \rho_{\text{грунта}} = 4,5 * 300 = 1350 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

В) Определяем сопротивление растеканию тока одного вертикального электрода. За вертикальный электрод принимаем круглый стальной стержень диаметром 16 мм, длиной 5м. Верхние концы углублены в землю на 0,7 метра. Расчёт ведём по формуле 19:

$$R_6 = \frac{0,366 * \rho_{\text{расч.в}}}{l} * \left(\ln \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right) \quad (19)$$

где: $l = 5 \text{ м}$;

$d = 0,016 \text{ м}$;

$$t = \frac{1}{2}l + 0,7 = 3,2 \text{ м}$$

$$R_6 = \frac{0,366 * 405}{5} * \left(\ln \ln \frac{10}{0,016} + \frac{1}{2} \ln \ln \frac{4 * 3,2 + 5}{4 * 3,2 - 5} \right) = 88,2$$

Г) Определяем количество вертикальных заземлителей по формуле 20:

$$n_6 = \frac{R_6}{\eta_6 * R_3} \quad (20)$$

$$n_6 = \frac{R_6}{\eta_6 * R_3} = \frac{88,2}{0,7 * 0,5} = 252 \text{ шт}$$

$\eta_6 = 0,7$ т.к. отношение расстояния между вертикальными электродами к их длине равно 2, а количество электродов в контуре 20.

Д) Для выравнивания потенциалов по всей площади подстанции выполняется уравнительный контур из стальных полос сечением $50 \times 5 \text{ мм}^2$, прокладываемый на глубине 0,7 м от поверхности земли.

Определяем сопротивление растекания горизонтальных электродов, выполненных из полосовой стали по формуле 21:

$$R_2 = \frac{0,366 * \rho_{расч.з}}{l_2} * \log \log \frac{2 * l_2^2}{b * t} \quad (21)$$

где: $l_2 = 252 * 10 = 2520 \text{ м}$ – длина горизонтального заземлителя;

$b = 0,05 \text{ м}$ – ширина горизонтального заземлителя;

$t = 0,7 \text{ м}$ – глубина заложения горизонтального заземлителя;

$$\rho_{расч.з} = 1350 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$R_2 = \frac{0,366 * 1350}{2520} * \log \log \frac{2 * 2520^2}{0,05 * 0,7} = 1,5 \text{ Ом}$$

Е) Действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя при $\eta_2 = 0,56$ находим по формуле 22:

$$R_2' = \frac{R_2}{\eta_2} \text{ Ом} \quad (22)$$

$$R_2' = \frac{1,5}{0,56} = 0,84 \text{ Ом}$$

Ж) Уточнённая величина сопротивления растеканию вертикального заземлителя находим по формуле 23:

$$R_6' = \frac{R_2' * R_3}{R_2' - R_3} \text{ Ом} \quad (23)$$

$$R_6' = \frac{R_2' * R_3}{R_2' - R_3} = \frac{0,84 * 0,5}{0,84 - 0,5} = \frac{0,42}{0,34} = 1,24 \text{ Ом}$$

И) Точное количество вертикальных заземлителей определяется по формуле 24:

$$n_6' = \frac{R_6'}{\eta_6 * R_3} \text{ шт} \quad (24)$$

$$n_6' = \frac{R_6'}{\eta_6 * R_3} = \frac{88,2}{0,7 * 1,24} = 101 \text{ шт}$$

В результате расчётов было выбрано заземление подстанции в виде контура заземлителей, состоящего из вертикальных заземлителей - круглых стальных стержень диаметром 16 мм, длиной 5 метра погружённых в землю через каждые 10 метров в количестве 101 шт. Между ними на глубине 0,7 метра проложены горизонтальные заземлители в виде стальных полос сечением 50x5 мм² общей длиной 1,01 км.

Большое количество вертикальных заземлителей и протяжённость горизонтальных связана с большим удельное сопротивление грунта 300 Ом*м, так как подстанция расположена на супеске.

10 Расчёт молниезащиты подстанции

Рассматриваемая подстанция 110/6кВ имеет габаритные размеры:

a – длина ПС = 60м

b –ширина ПС = 40м

D – диагональ = 72

h_x – высота до самой высокой точки сооружений = 9м

Молниезащита на подстанции «Заводская» 110/6кВ построена с помощью четырёх молниеотводов длиной 33м каждый. Молниеотводы установлены на стороне 60м со сдвигом от углов территории на 12м к центру. Данная защита полностью работоспособна, однако всё равно проверим расчетом.

При установке по краям ПС высота молниеотводов определяется как:

$$H_{расч} = h_x + h_a = 9 + 24 = 33 м$$

$$h_a = \frac{D}{3} = \frac{72}{3} = 24 \text{ м}$$

При установке по краям ПС радиус конуса охвата молниеотводов r_0 находится по формуле:

$$r_0 = 1,2H_{расч} = 33 * 1,2 = 39,6 \text{ м}$$

Высота конуса защиты молниеотвода определяется как:

$$h_0 = 0,85H_{расч} = 0,85 * 39,6 = 33,6 \text{ м}$$

Определим требуемую зону защиты на высоте защищаемых сооружений по формуле 25:

$$r_x = \frac{r_0 * h_0 - h_x}{h_0} \text{ м} \quad (25)$$

$$r_x = \frac{r_0 * h_0 - h_x}{h_0} = \frac{39,6 * 33,6 - 9}{33,6} = \frac{974}{33,6} = 28,9\text{м}$$

Ширина подстанции «Заводская» 40м зона защиты на высоте защищаемых сооружений одного углового молниеотвода $r_x = 28,9\text{м}$ следовательно, два молниеотвода установленных по краям ширины подстанции хватит для защиты всех сооружений по ширине.

Для защиты сооружений вдоль длинны подстанции, необходима зона покрытия 60м. Два молниеотвода по краям длинны подстанции обеспечивают зону $r_x = 28,9 * 2 = 57,8\text{м}$. Видим что зона почти удовлетворяет требованиям, однако зона защиты имеет форму круга поэтому можем использовать запас, перенеся молниеотводы по стороне длинны подстанции на 12м к центру, тогда получаем схему молниезащиты использующуюся на подстанции «Заводская» изображённую на рисунке 15:

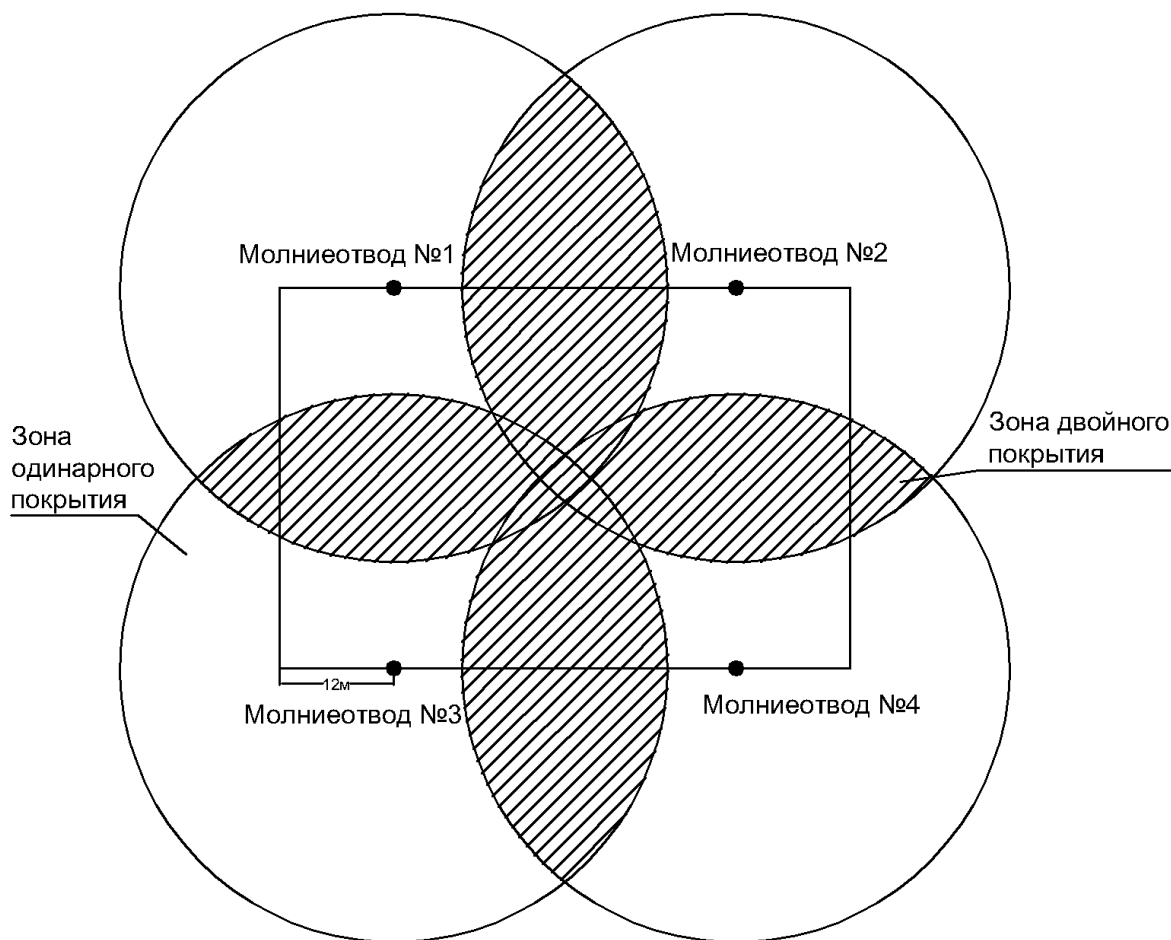


Рисунок 15 – Схема молниезащиты подстанции «Заводская»

Заключение

В результате реконструкции подстанции «Заводская» были заменены силовые трансформаторы и изменена схема подстанции. В виду отсутствия нагрузки по линии 35кВ подстанция после реконструкции имеет напряжения 110/6кВ. Установлены 2 силовых трансформатора ТДН-25000/110 с суммарным покрытием мощности в 50МВА, что обеспечивает все проектируемые жилые зоны мощностью в номинальном режиме. Из-за возросших нагрузок и номинальных токов пришлось обновить многие силовые выключатели и такую аппаратуру как трансформаторы тока и трансформаторы напряжения. Были добавлены 3 ячейки 6кВ для питания двух проектируемых микрорайонов и 2 улиц. Подстанция избавилась от масляных аппаратов, которые были заменены на элегазовые или вакуумные. После реконструкции подстанция «Заводская» отвечает всем нормам современной энергетики и готова к эксплуатации.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. / Энергоатомиздат, 2008.
2. Руководящие указания по релейной защите: Поперечная дифференциальная защита линий 35—220 кВ. / Энергия, 2014.
3. Федосеев, А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей. / А.М Федосеев. - Энергоатомиздат, 2015.
4. Линт, Г.Э. Симметричные составляющие в релейной защите. / Г.Э. Линт. - Энергоатомиздат, переиздание 2015.
5. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. - Интернет Инжиниринг, 2013.
6. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35кВ и 110-1150кВ / Е.Ф. Макаров. - Папирус Про, 2014.
7. Рекус, Г.Г. Электрооборудование производств : учебное пособие / Г.Г. Рекус. - Высшая школа, 2011.
8. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович. - Издательство НЦ ЭНАС, 2012.
9. Стёпкина, Ю.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учебное пособие / Ю.В. Стёпкина. - ТГУ, 2014.
10. Стёпкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебное пособие / Ю.В. Стёпкина, В.М. Салтыков. - ТГУ, 2015.
11. Dams and Development. A New Framework for Decision-Making. The report of world commission on dams. / London: Eart scan Publications Ltd, 2008.
12. World Hydropower Potential and Development / The International Journal on Hydropower and Dams, 2008.
13. Wu Wenhao. Progress with China's major program of hydro development / Hydropower and Dams, 2004.
14. Маляренко, В.А. Энергетические установки и окружающая среда / В.А. Маляренко, Г.Б. Варламов, Г.Н. Любчик. - Харьков: ХГФГХ, 2012.

15. Беседина, М.С. Методика регионального энергоанализа / М.С. Беседина, Е.Г. Гашо. - Издательство "Дело", 2009.
16. Злобин, А.А. Потенциал энергосбережения и его реализация / А.А. Злобин, В.Н. Курятов. – Самиздат, 2013.
17. Лачин, В.И. Электроника: Учебное пособие для студ. вузов / В.И. Лачин, Н.С. Савелов. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2012.
18. Балаков, Ю.Н. Проектирование схем электроустановок: Учебное пособие для вузов / Ю.Н. Балаков. - 4-е издание, Издательский дом МЭИ, 2016.
19. Don, H.J. Fundamentals of Electrical Engineering / H.J. Don. - Rice University, Houston, Texas, 2015.
20. Course Project in Theoretical Foundations of Electrical Engineering / EUROCON, The International Conference on Electrical Engineering, 2015.