

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)

Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Проектирование электрооборудования и электрохозяйства Прибрежного парка Автозаводского района г. Тольятти с учетом реконструкции ГПП-2»

Студент(ка)

Е.А. Буслаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.П. Тараканов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

В выпускной квалификационной работе представлено проектирование электрооборудования и электрохозяйства Прибрежного парка Автозаводского района г.Тольятти с учетом реконструкции ГПП-2.

Проект включает в себя оценку состояния установленного оборудования, мероприятия по реконструкции, а также следующие расчеты:

- 1) расчет электрических нагрузок главной понизительной подстанции;
- 2) выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов;
- 3) расчет токов короткого замыкания;
- 4) выбор основного оборудования;

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки на 60 листах, содержащей 27 таблиц, 9 рисунков. Графическая часть содержит 6 листов формата А1.

Содержание

Введение.....	5
1 Краткое описание объекта.....	6
1.1 Перспектива развития г.Тольятти. Проект застройки Прибрежного парка набережной.....	6
1.2 Основное оборудование подстанции.....	8
1.3 Оценка состояния электрического оборудования подстанции.....	12
2 Расчет нагрузок подстанции.....	14
3 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов.....	16
3.1 Выбор трансформаторов с учетом категории потребителей.....	16
3.2 Техничко-экономический выбор рациональной номинальной мощности трансформаторов.....	16
4 Расчет токов короткого замыкания.....	24
4.1 Параметры схемы замещения.....	25
4.2 Расчет трёхфазного тока короткого замыкания.....	27
4.3 Расчет однофазного тока короткого замыкания.....	29
5 Выбор основного оборудования.....	33
5.1 Мероприятия по реконструкции ГПП-2.....	33
5.2 Выбор основного оборудования ОРУ 110 кВ.....	33
5.2.1 Выбор выключателей.....	33
5.2.2 Выбор разъединителей.....	36
5.2.3 Выбор трансформаторов тока.....	37
5.3 Выбор основного оборудования ЗРУ 10 кВ.....	41
5.3.1 Техническая информация по КРУ 10 кВ «Классика» серии D-12P.....	41
5.3.2 Проверка выключателей.....	44
5.3.3 Проверка трансформаторов тока.....	46
5.3.4 Проверка трансформаторов напряжения.....	50
6 Безопасность объекта.....	53
6.1 Краткая характеристика схемы электроснабжения ГПП-2.....	53

6.2 Расчет защитного заземления	53
Заключение.....	57
Список использованных источников.....	58

Введение

Выпускная квалификационная работа посвящена проектированию электрооборудования и электрохозяйства Прибрежного парка и модернизации силового оборудования ГПП-2 Автозаводского района г. Тольятти. Основной предпосылкой необходимости проведения модернизации действующей подстанции является физический и моральный износ существующего оборудования, а также в перспективе подключение Прибрежного парка набережной.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение надежности электроснабжения потребителей, повышение безопасности работ, передача и распределение заданного количества электроэнергии.

Задачами выпускной квалификационной работы являются:

- а) замена изношенного электрооборудования в связи с превышением нормативных сроков его эксплуатации;
- б) увеличение мощности силовых трансформаторов, обеспечивающее:
 - 1) выполнение нормативных требований по их загрузке в ремонтных и аварийных режимах работы;
 - 2) возможность подключения дополнительных мощностей потребителей;
 - 3) опережающий ввод новых мощностей для дальнейшего развития инфраструктуры города.

1 Краткое описание объекта

1.1 Перспектива развития г.Тольятти. Проект застройки Прибрежного парка набережной

Территория Прибрежного парка набережной - южная часть Автозаводского района. Общая площадь, отведенная под застройку, составляет 172,7 га. Пределы строительства ограничены с севера улицей Спортивной, с востока - проспектом Степана Разина, с юга - берегом Куйбышевского водохранилища, а с запада - продолжением Московского проспекта. На рисунке 1 представлен проект застройки Прибрежного парка набережной.



Рисунок 1 - Перспектива застройки Прибрежного парка набережной Автозаводского района г. Тольятти

В планировочной структуре предусматривается деление набережной на функциональные сегменты:

- зона застройки многоэтажными жилыми домами;

- зона делового, общественного и коммерческого назначения;
- зона территории озеленения общего пользования, парков, бульваров, набережных;
- зона объектов спортивного и физкультурно-оздоровительного назначения.

Проект «Прибрежный парк набережной Автозаводского района» рассчитан на массовый активный отдых горожан. Большая часть территории застройки запланирована под объекты культурно-спортивно-развлекательного характера.

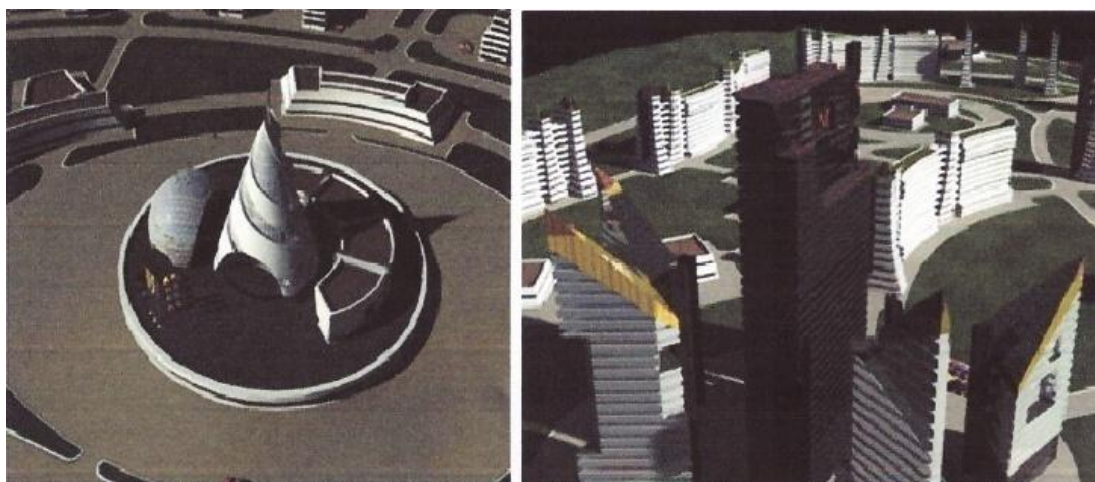


Рисунок 2 - Планируемая застройка

По результатам анализа заявок на технологическое присоединение, ориентировочная суммарная подключаемая мощность составит 20 МВт. Основная часть потребителей на территории Прибрежного парка набережной относится ко II категории по надежности электроснабжения. Согласно требованиям ПУЭ [5] для обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения питание потребителей II категории осуществляется от двух независимых источников. Поэтому планируется строительство двухтрансформаторных подстанций.

Для подключения необходимого количества подстанций 10/0,4 кВ предусматривается строительство распределительного пункта 10 кВ с подключением его от ГПП-2 ОАО «Электросеть» [1].

1.2 Основное оборудование подстанции

На подстанции установлено два трансформатора с расщепленной обмоткой Т1 и Т2 - ТРДН-40000/110/10.

На стороне 110 кВ трансформатор Т1 запитан от кабельно-воздушной линии Город-1, Т2 - от кабельно-воздушной линии Город-2. В нормальном режиме работы ГПП-2 оба трансформатора в работе, секционные выключатели 10 кВ отключены. Трансформаторы присоединяются к существующему заземляющему устройству.

Трансформаторы Т1, Т2 оснащены устройством регулирования напряжения под нагрузкой(РПН), которое помогает регулировать напряжение на шинах 110 кВ подстанции [2].

Трансформатор ТРДН-40000/110/10 имеет такие технические характеристики как, номинальная мощность $S_{ном}=40000$ кВА, его номинальное напряжение ВН составляет 115, а НН 10,5, напряжение короткого замыкания U_k составляет 10,39%, потери при коротком замыкании $\Delta P_k=181,67$ кВт, ток холостого хода I_x имеет значение 0,38%, при этом потери холостого хода равны 35 кВт. Схема соединения обмоток в данном трансформаторе Y ϵ / Δ , так же имеет встроенные трансформаторы тока ТВТ. Год изготовления трансформатора 1969 с коэффициентом полезного использования 25 лет.

Основным коммутационным оборудованием в ОРУ-110 кВ являются разъединители и выключатели.

В качестве коммутационного аппарата, предназначенного для отключения и включения электрических цепей без тока или с незначительным током, для создания видимого разрыва в воздухе, на действующей ГПП-2 используются разъединители типов РДЗ-2-110 и РЛНД-2-110.

В таблице 1 представлены характеристики разъединителей ОРУ- 110 кВ [17].

Таблица 1 - Техническая характеристика разъединителей типа РЛНД-2-110 и РДЗ-2-110

Параметр		Величина	
		РДЗ-2-110	РЛНД-2-110
Номинальное напряжение, кВ		110	110
Номинальный ток, А		1000	600
Главные ножи	ток термической стойкости, кА	25	12
	допустимое время его действия, с	3	3
Заземляющие ножи	допустимое время его действия, с	1	-
Тип привода		ПР-05-2У	-
Длина пути утечки внешней изоляции не менее, см		200	-
Допустимая механическая нагрузка на вывода не менее, Н		800	-
Год изготовления		1968	1971
Норма на полное восстановление, %		4,4	4,4
Срок полезного использования, лет		25	25

Для отключения рабочих токов и токов КЗ предназначены силовые выключатели. На стороне 110 кВ установлены выключатели типа ВМТ-110Б-25/1250, характеристики которого представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Техническая характеристика выключателей ВМТ-110Б-25/1250

Параметр	Величина
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	1250
Номинальный ток отключения, кА	25
Наибольший предельный сквозной ток, кА	65

Ток термической стойкости, кА, допустимое время его действия, с	25
Полное время отключения, с	3
Собственное время отключения (с приводом), с	0,06
Собственное время включения выключателя (с приводом), с	0,035
Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с	0,13
Г од изготовления	0,3
Норма на полное восстановление, %	1969
Срок полезного использования	4,4
	25

При образовании дефектов на изоляторах в выключателях ВМТ происходит падение давления, что приводит к внеплановому ремонту с заменой опорного изолятора [3].

В ЗРУ 10 кВ установлены шкафы КРУ-2 Запорожского трансформаторного завода. КРУ-2- 10 рассчитаны на двухстороннее обслуживание. Технические характеристики КРУ приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Технические характеристики КРУ-2-10

Параметр	Величина
Номинальное рабочее напряжение, кВ	10
Номинальный ток главных цепей, А	100-3150
Номинальный ток сборных шин, А	630-3150
Электродинамическая стойкость к токам короткого замыкания главных цепей, кА	51
Номинальный ток отключения выключателя, кА	31,5
Напряжение вторичных цепей, В	220 - (выпрямленный)
Условия обслуживания	Двухстороннее
Вид управления	Местное

На вводах силовых трансформаторов на стороне 110 кВ установлены трансформаторы тока типа ТВТ, на стороне 10 кВ - ТЛШ. Технические характеристики данных трансформаторов тока представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Технические характеристики трансформаторов тока

Параметр	Величина	
	ТВТ-110	ТЛШ
Номинальное напряжение, кВ	110	10
Номинальный коэффициент трансформации	400/5	3000/5
Номинальный класс точности вторичной обмотки	10P	5P
Кратность тока термической стойкости, кА	25	40
Время протекания тока термической стойкости, с	3	3

В ЗРУ 10 кВ для измерения напряжения установлен трансформатор напряжения типа НТМИ-10, технические данные которого представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Технические характеристики трансформатора напряжения

Параметр		Величина
Номинальное напряжение, кВ		10
Класс точности		0.5
Номинальное напряжение обмоток, В	первичной	10000
	основной вторичной	100
	доп. вторичной	100/3
Номинальная мощность, ВА		120
Предельная мощность, ВА		1000

Контрольно-измерительные приборы помогают контролировать режимы работы основного и вспомогательного оборудования.

В настоящее время для компенсации емкостных токов замыкания на землю в сети 10 кВ ГПП-2 установлены ступенчатые дугогасящие реакторы

производства RADE KONCAR (Югославия) типа P-800-6-12/140 со следующими пределами тока регулирования

$$I_{min}=66 \text{ A};$$

$$I_{max}=133 \text{ A}.$$

На каждой секции ГПП-2 дополнительно к имеющимся дугогасящим реакторам установлены реакторы с плавным регулированием индуктивности типа РЗДПОМ-480/ОУ1 с пределами регулирования тока компенсации-12,6-63А.

Для подключения дугогасящих реакторов к I-IV секциям шин 10 кВ ГПП-2 установлены трансформаторы ТМ-630/10. Дополнительно установленные реакторы подключены параллельно имеющимся ступенчатым реакторам через общий существующий разъединитель [4].

Следует отметить, что на I секции присоединительный трансформатор используется также для питания собственных нужд. Трансформаторы ТМ-630/10 подключены к секциям 10 кВ ГПП-2 через отдельные ячейки КРУ2-10Э с выключателями ВМП-10.

Реакторы P-800-6-12/140 и трансформаторы установлены в отдельных огражденных камерах. Шкафы питания и управления электроприводами компенсирующих реакторов размещены в коридоре камер дугогасящих катушек.

1.3 Оценка состояния электрического оборудования подстанции

ГПП-2 находится в эксплуатации более 30 лет, по данным заводоизготовителей срок службы составляет около 25 лет, физический износ оборудования в целом достигает 60-70%. Соответственно, помимо чисто физического износа оборудования, проявляется и фактор его морального старения, когда основные технические принципы функционирования оборудования и научные разработки, на основе которых разрабатывались соответствующие технологии, остались на уровне 50-60 годов.

Такая ситуация безусловно сказывается на увеличении количества аварийных ситуаций, связанных с отказами оборудования и повреждениями подстанции.

В ЗРУ - 10 кВ эксплуатируются конструкции шкафов устаревших типов.

Устройства релейной защиты и автоматики сетей, эксплуатируемые десятки лет, морально и физически устарели. Существенная часть из них отработала свой нормативный срок службы. Дальнейшая эксплуатация затруднена в связи с отсутствием запасных частей, высокими эксплуатационными затратами на техническое обслуживание и другими факторами.

В связи с этим действующая подстанция нуждается в реконструкции. Целью которой будет являться замена морально устаревшего оборудования на более актуальное на сегодняшний день [5].

2 Расчет нагрузок подстанции

Основная методика расчета электрических нагрузок подробно описывается в учебном пособии для вузов [6].

Максимальная мощность для отдельных потребителей: $S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1}$

- основная часть потребителей жилищно-коммунального сектора:

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1}, \quad (0.1)$$

$$S_1 = \frac{27,11}{0,9} = 30,12 \text{ МВА};$$

- потребители жилищно-коммунального сектора и социальные объекты:

$$S_1 = \frac{20,07}{0,9} = 22,3 \text{ МВА};$$

Максимальная полная мощность по подстанции:

$$S_{\max} = \sum S_n^i = S_1 + S_2, \quad (0.2)$$

$$S_{\max} = 30,12 + 22,3 = 52,42 \text{ МВА}.$$

Суммарные и годовые графики нагрузок с перспективой развития ГПП-2 представленный на рисунке 3.

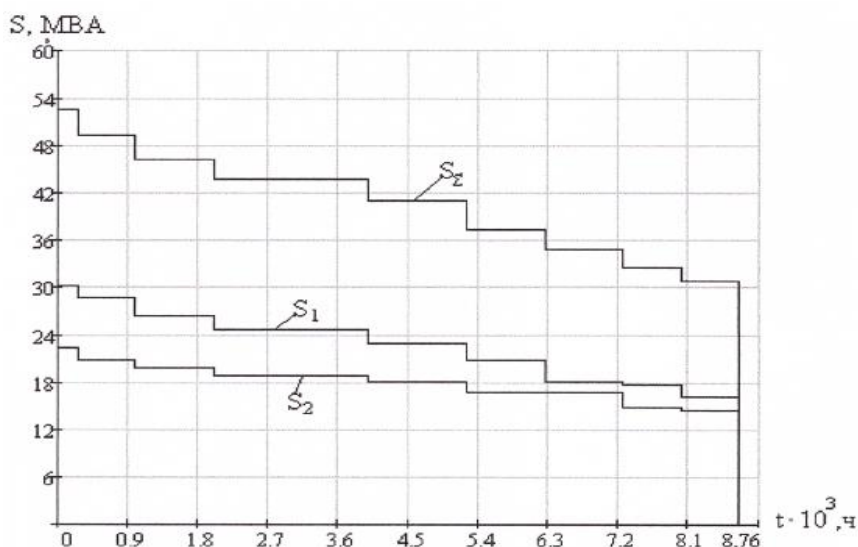


Рисунок 3 - График годовых нагрузок с перспективой развития ГПП-2

Потребляемая электроэнергия для отдельных потребителей по формуле

$$W_{II} = \sum_{i=1}^K P_{in}(t) \cdot t_{in}. \quad (0.3)$$

1) Основная часть потребителей жилищно-коммунального сектора

$$W_I = 27,11 \cdot (1 \cdot 0,25 + 0,95 \cdot 0,75 + 0,88 \cdot 1 + 0,82 \cdot 2 + 0,76 \cdot 1,25 + 0,69 \cdot 1 + 0,6 \cdot 1 + 0,58 \cdot 0,75 + 0,54 \cdot 0,76) \cdot 10^3 = 178056 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

2) потребители жилищно-коммунального сектора и социальные объекты

$$W_2 = 20,07 \cdot (1 \cdot 0,25 + 0,93 \cdot 0,75 + 0,88 \cdot 1 + 0,85 \cdot 2 + 0,81 \cdot 1,25 + 0,75 \cdot 1 + 0,75 \cdot 1 + 0,67 \cdot 0,75 + 0,65 \cdot 0,76) \cdot 10^3 = 141223 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

3) для подстанции в целом:

$$W_{ПС} = \sum W_{II} = W_1 + W_2, \quad (0.4)$$

$$W_{ПС} = 178056 + 141223 = 319279 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки подстанции составит:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}}, \quad (0.5)$$

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}} = \frac{319279}{27,11 + 20,07} = 6767,25 \text{ ч}.$$

Коэффициент заполнения графика подстанции составит:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760}, \quad (0.6)$$

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} = \frac{6767,25}{8760} = 0,773.$$

3 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов

3.1 Выбор трансформаторов с учетом категории потребителей

Для верного выбора номинальной мощности трансформатора нужно иметь годовой график нагрузки [21]. Годовой график нагрузки, находится на рисунке 4. Максимальная нагрузка составляет $S_{maxПС} = 52,42$ МВА.

Так как присутствуют потребители I и II категории выбираются два трансформатора, номинальная мощность $S_{ном т}$ которых определяется с учетом 40% перегрузки в нормальном режиме и с учетом коэффициента участия потребителей первой категории:

$$S_{ном т} \approx 0,7 \cdot S_{maxПС}, \quad (0.7)$$

$$S_{ном т} \approx 0,7 \cdot 52,42 = 36,7 \text{ МВА.}$$

Выбираем для дальнейшего рассмотрения трансформаторы [7],[8] с расщепленной обмоткой низкого напряжения мощностью 40 МВА и 63 МВА [20].

3.2 Техничко-экономический выбор рациональной номинальной мощности трансформаторов

Оценивается возможность, установки на подстанции трансформаторы ТРДН-40000/110/10/10, Каталожные данные которых представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Каталожные данные трансформатора ТРДН-40000/110/10/10

Тип	$S_{ном Т},$ МВА	Каталожные данные					
		$U_{ном},$ кВ		$U_k,$ %	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x,$ %
		ВН	НН				
ТРДН- 40000/110/10	40	115	10,5	10,39	181,67	35	0,38

Приведенные потери в мощности в стали трансформатора на холостом ходу составят

$$\Delta P'_x = \Delta P_x + K_{ин} \cdot \Delta Q_x, \quad (0.8)$$

где $\Delta P_x = 35$ кВт - потери мощности трансформатора в режиме холостого хода;

$K_{ин} = 0,05$ кВт/квар - коэффициент изменения потерь;

ΔQ_x - потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода, квар

$$\Delta Q_x = \frac{I_{xx} \%}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (0.9)$$

где $I_{xx} \% = 0,38$ - ток холостого хода трансформатора (таблица 6);

$$\Delta Q_x = \frac{0,38}{100} \cdot 40000 = 152 \text{ квар};$$

$$\Delta P'_x = 35 + 0,05 \cdot 152 = 42,6 \text{ кВт}.$$

Коэффициент загрузки обмотки трансформатора высокого напряжения

$$K_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном Т}}, \quad (0.10)$$

где $S_B = 52,42$ МВА - расчетная мощность нагрузки обмотки высокого напряжения (рисунок 3);

$S_{ном Т} = 40$ МВА - номинальная мощность трансформатора (таблица 6);

$$K_{з.в} = \frac{52,42}{40} = 1,31.$$

Коэффициенты загрузки обмотки трансформатора низкого напряжения:

$$K_{з.н1} = \frac{S_{H1}}{S_{ном Т}}, \quad (0.11)$$

$$K_{з.н2} = \frac{S_{H2}}{S_{ном Т}}, \quad (0.12)$$

где $S_{H1} = 30,12$ МВА и $S_{H2} = 22,3$ МВА - расчетная мощность нагрузки обмоток низкого напряжения (рисунок 3).

$$\kappa_{3.H1} = \frac{30,12}{40} = 0,75;$$

$$\kappa_{3.H2} = \frac{22,3}{40} = 0,56.$$

Приведенные нагрузочные потери мощности трансформатора

$$P'_T = \Delta P'_X + \kappa_{3.6}^2 \cdot \Delta P'_{к.6} + \kappa_{3.H1}^2 \cdot \Delta P'_{к.H1} + \kappa_{3.H2}^2 \cdot \Delta P'_{к.H2}, \quad (0.13)$$

где $\Delta P'_{к.В}$ - приведенные потери активной мощности короткого замыкания на обмотке высокого напряжения, кВт

$$\Delta P'_{к.В} = P_{к.В} + \kappa_{ип} \cdot \Delta Q_{к.В}, \quad (0.14)$$

где $P_{к.6} = 0$ - потери мощности короткого замыкания;

$\Delta Q_{к.6}$ - потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода на обмотке высокого напряжения, квар

$$\Delta Q_{к.В} = \frac{U_{к.В}}{100} \cdot S_{НОМТ}; \quad (0.15)$$

где $U_{к.6}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора на обмотке высокого напряжения

$$U_{к.В} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (0.16)$$

где $u_{к.ВН-НН} = 10,39\%$ - напряжение короткого замыкания на обмотке трансформатора (таблица 6):

$$U_{к.6} = 0,125 \cdot 10,39 = 1,299 \%;$$

$$\Delta Q_{к.В} = \frac{1,299}{100} \cdot 40000 = 519,6 \text{ квар};$$

$$\Delta P'_{к.В} = 0 + 0,5 \cdot 519,6 = 25,98 \text{ кВт};$$

$\Delta P'_{к.H1}$ и $\Delta P'_{к.H2}$ - приведенные потери активной мощности короткого замыкания на обмотках низкого напряжения, кВт

$$\Delta P'_{к.H1} = \Delta P'_{к.H2} = \Delta P_{к.H1,2} + \kappa_{ип} \cdot \Delta Q_{к.H1,2}, \quad (0.17)$$

где $\Delta P_{к.H1} = \Delta P_{к.H2}$ - потери мощности короткого замыкания (таблица 6)

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 181,67 = 363,34 \text{ кВт};$$

$\Delta Q_{к.н1,2}$ - потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода на обмотках низкого напряжения, квар

$$\Delta Q_{к.н1,2} = \frac{U_{к.н1,2}}{100} \cdot S_{НОМТ}; \quad (0.18)$$

где $U_{к.н1,2}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора на обмотках низкого напряжения:

$$U_{к.н1,2} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (0.19)$$

$$U_{к.н1,2} = 1,75 \cdot 10,39 = 18,18 \text{ \%};$$

$$\Delta Q_{к.н1,2} = \frac{18,18}{100} \cdot 40000 = 7272 \text{ квар},$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 363,34 + 0,05 \cdot 7272 = 726,94 \text{ кВт},$$

$$P'_T = 42,6 + 1,31^2 \cdot 25,98 + 0,75^2 \cdot 726,94 + 0,56^2 \cdot 726,94 = 724,06 \text{ кВт}.$$

На основании расчетных графиков нагрузки [9] определяются потери электроэнергии в трансформаторах подстанции ΔW :

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot \kappa_3^2 \cdot \Delta P'_к \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_к. \quad (0.20)$$

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторах сведены в таблицу 7.

Таблица 7 - Расчетные данные по потерям в трансформаторе ТРДН-40000/110/10/10

i	$S_{Bi},$ МВА	$S_{H1i},$ МВА	$S_{H2i},$ МВА	n_i	$T_i,$ ч	$\Delta W_{xi},$ кВт·ч	K^2_{3Bi}	K^2_{3H1i}	K^2_{3H2i}	$\Delta W_{\kappa Bi},$ кВт·ч	$\Delta W_{\kappa H1i},$ кВт·ч	$\Delta W_{\kappa H2i},$ кВт·ч
1	52,42	30,12	22,3	2	250	21300	1,72	0,57	0,31	5585,7	52008,2	28168,9
2	49,3	28,6	20,7	2	750	63900	1,52	0,51	0,27	14808,6	139027,3	73602,7
3	46,12	26,4	19,72	2	1000	85200	1,33	0,44	0,24	17276,7	159926,8	87232,8
4	43,6	24,7	18,9	2	2000	170400	1,19	0,38	0,22	30916,2	276237,2	159926,8
5	40,95	22,9	18,05	2	1250	106500	1,05	0,33	0,2	17049,4	149931,4	90867,5
6	37,4	20,7	16,7	2	1000	85200	0,87	0,27	0,17	11301,3	98136,9	61789,9
7	34,8	18,1	16,7	2	1000	85200	0,76	0,2	0,17	9872,4	72694	61789,9
8	32,5	17,6	14,9	2	750	63900	0,66	0,19	0,14	6430,1	51794,5	38164,4
9	30,7	16,2	14,5	2	760	64752	0,59	0,16	0,13	5824,7	44197,9	35910,8
						$\sum \Delta W_{xi} = 746352 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$						
							$\Delta W_{\kappa} = 1800472,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$					

Рассматривается вариант, если подстанция будет укомплектована трансформаторами ТРДН-63000/110/10/10, каталожные данные которых представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Каталожные данные трансформатора ТРДН-63000/110/10/10

Тип	$S_{\text{ном Т}}$, МВА	Каталожные данные					
		$U_{\text{ном}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
		ВН	НН				
ТРДН- 63000/110/10	63	115	10,5	10,2	230,81	46,2	0,144

По формуле (3.2) приведенные потери мощности в стали трансформатора на холостом ходу составят

$$\Delta P'_{\text{х}} = 46,2 + 0,05 \cdot 90,72 = 50,736 \text{ кВт.}$$

По формуле (3.4) коэффициент загрузки обмотки трансформатора высокого напряжения

$$k_{\text{з.в}} = \frac{52,42}{63} = 0,83.$$

По формулам (3.5) и (3.6) коэффициенты загрузки обмотки трансформатора низкого напряжения составят:

$$k_{\text{з.н1}} = \frac{30,12}{63} = 0,48,$$

$$k_{\text{з.н2}} = \frac{22,3}{63} = 0,35.$$

По формуле (3.7) приведенные нагрузочные потери мощности трансформатора составят

$$P'_{\text{Т}} = 50,736 + 0,83^2 \cdot 40,163 + 0,48^2 \cdot 1023,895 + 0,35^2 \cdot 1023,895 = 439,74 \text{ кВт}$$

На основании расчетных графиков нагрузки [10] по формуле (3.14) определяются потери электроэнергии в трансформаторах подстанции ΔW .

Данные по потерям в трансформаторах сведены в таблицу 9.

К установке приняты силовые трансформаторы ТРДН-63000/110/10 производства ООО «Тольяттинский Трансформатор». Трансформаторы с нормальной изоляцией категории «А» по ГОСТ 9920-89. Выбор трансформатора обусловлен выполнением нормативных требований [11] по их загрузке в ремонтных и аварийных режимах работы, обеспечением возможности подключения дополнительных мощностей потребителей, а также создание резерва мощностей для дальнейшего развития города, в том числе, подключение прибрежного парка набережной, согласно проекту застройки данной территории в Автозаводском районе г. Тольятти.

Таблица 9 - Расчетные данные по потерям в трансформаторе ТРДН-63000/110/10/10

i	S_{Bi} , МВА	S_{H1i} , МВА	S_{H2i} , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	K^2_{3Bi}	K^2_{3H1i}	K^2_{3H2i}	$\Delta W_{\kappa Bi}$, кВт·ч	$\Delta W_{\kappa H1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{\kappa H2i}$, кВт·ч
1	52,42	30,12	22,3	2	250	25368	0,69	0,23	0,13	3464,1	29437	16638,3
2	49,3	28,6	20,7	2	750	76104	0,61	0,21	0,11	9187,3	80631,7	42235,7
3	46,12	26,4	19,72	2	1000	101472	0,54	0,18	0,1	10844	92150,6	51194,8
4	43,6	24,7	18,9	2	2000	202944	0,48	0,15	0,09	19278,2	153584,3	92150,6
5	40,95	22,9	18,05	2	1250	126840	0,42	0,13	0,08	10542,8	83191,5	83191,5
6	37,4	20,7	16,7	2	1000	101472	0,35	0,11	0,07	7028,5	56314,2	35836,3
7	34,8	18,1	16,7	2	1000	101472	0,31	0,08	0,07	6225,3	40955,8	35836,3
8	32,5	17,6	14,9	2	750	76104	0,27	0,08	0,06	4066,5	30716,9	23037,6
9	30,7	16,2	14,5	2	760	77119	0,24	0,07	0,05	3662,9	27235,6	19454
						$\sum \Delta W_{xi} = 888895$ кВт·ч						
							$\Delta W_{\kappa} = 1068092$ кВт·ч					

4 Расчет токов короткого замыкания

Методика расчета токов КЗ, подробно описана в учебном пособии для вузов [12].

На рисунках 4 и 5 приведены расчетная схема электроснабжения и схема замещения подстанции.

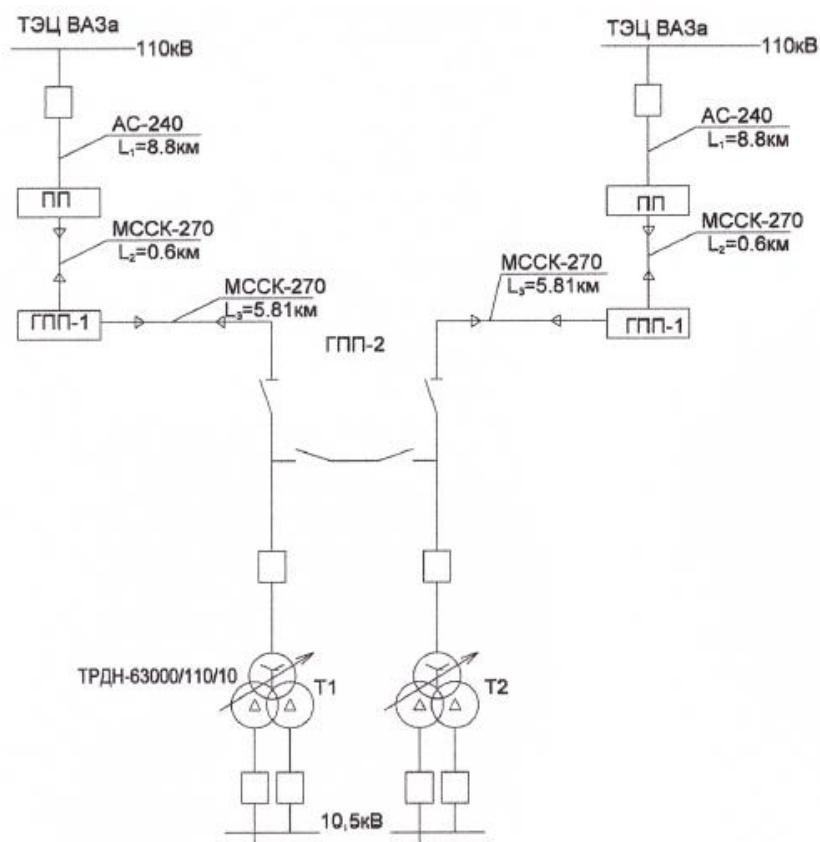


Рисунок 4 - Расчётная схема электроснабжения подстанции

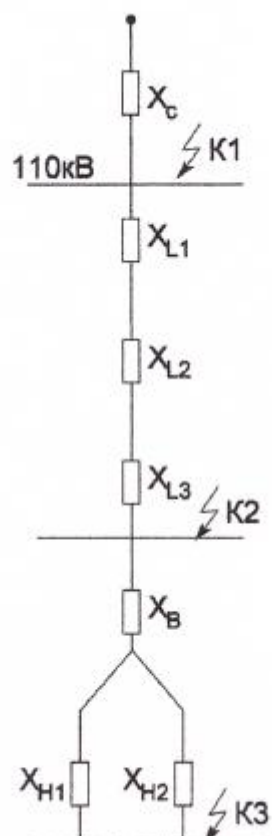


Рисунок 5- Схема замещения

Исходные данные для расчета:

T1: трансформатор ТРДН-63000/110/10: $S_{\text{ном}} = 63$ МВА, $U_{\kappa} = 10,5\%$.

T2: трансформатор ТРДН-63000/110/10: $S_{\text{ном}} = 63$ МВА, $U_{\kappa} = 10,5\%$.

Л1: воздушная линия с проводом АС-240: $x_0 = 0,4$ Ом/км, $L_1 = 8,8$ км.

Л2: кабельная линия с маркой кабеля МССК-270: $x_0 = 0,066$ Ом/км,
 $L_2 = 0,6$ км.

Л3: кабельная линия с маркой кабеля МССК-270: $x_0 = 0,066$ Ом/км
 $L_3 = 5,81$ км.

4.1 Параметры схемы замещения

Все расчеты на стороне выше 1000 В ведутся в относительных единицах, приведенных к расчетным базисным величинам (к одной ступени напряжения). В качестве базисной принимают аварийную точку. Процедура приведения необходима для того, чтобы перейти от магнитосвязанной к

электрически связанной цепи [13]. Схема замещения и её параметры имеют отношение к напряжению 110 кВ.

1) Сопротивление системы

$$x_{*б,c} = \frac{S_{б}}{S_{к}}, \quad (0.21)$$

где $S_{к} = 2900$ - мощность короткого замыкания системы.

$$x_{*б,c} = \frac{10000}{2900} = 3,45.$$

2) Сопротивление трансформатора:

а) на обмотке высокого напряжения

$$X_{*б,Тв} = \frac{U_{кв\%}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном Т}}, \quad (0.22)$$

где $U_{кв\%} = 1,32\%$ - напряжение короткого замыкания обмотки высокого напряжения трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой.

$$X_{*б,Тв} = \frac{1,32}{100} \cdot \frac{10000}{63} = 2,09.$$

б) на обмотках низкого напряжения

$$X_{*б,Тн1} = X_{*б,Тн2} = \frac{U_{кн\%}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном Т}}, \quad (0.23)$$

где $U_{кн\%} = 25,15\%$ - напряжение короткого замыкания обмотки низкого напряжения трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой:

$$X_{*б,Тн1} = X_{*б,Тн2} = \frac{25,15}{100} \cdot \frac{10000}{63} = 39,9.$$

3) Сопротивление воздушной линии

$$x_{*б,л1} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{б}}{U_{cp}^2}, \quad (0.24)$$

где $x_{уд} = 0,4$ Ом/км - удельное сопротивление для одноцепной воздушной линии 110 кВ [5];

$l = 8,8$ км - длина воздушной линии от ТЭЦ ВАЗа до переключающего

пункта.

$$x_{*\delta,л1} = 0,4 \cdot 8,8 \cdot \frac{10000}{115^2},$$

4) Сопротивление кабельной линии 2

$$x_{*\delta,л2} = x_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}, \quad (0.25)$$

где $x_{y\delta} = 0,066$ Ом/км - удельное сопротивление маслонаполненного кабеля 110 кВ [13];

$l = 0,6$ км - длина кабельной линии от переключающего пункта до ГПП-1.

$$x_{*\delta,л2} = 0,066 \cdot 0,6 \cdot \frac{10000}{115^2} = 0,03.$$

5) Сопротивление кабельной линии 3

$$x_{*\delta,л3} = x_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}, \quad (0.26)$$

где $l = 5,81$ км - длина кабельной линии от ГПП-1 до ГПП-2.

$$x_{*\delta,л3} = 0,066 \cdot 5,81 \cdot \frac{10000}{115^2} = 0,3.$$

4.2 Расчёт трёхфазного тока короткого замыкания

Расчет трехфазного тока короткого замыкания в точке К1. Результирующее сопротивление до точки К1 составит:

$$x_{*\Sigma} = x_{*\delta,c}, \quad (0.27)$$

Базисный ток

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \quad (0.28)$$

где $U_{\delta} = 115$, кВ - базисное напряжение ступени, где рассматривается КЗ.

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1

$$I_{n,o} = I_{\delta} \cdot \frac{E''_{*\delta}}{X_{*\Sigma}}, \quad (0.29)$$

где $E''_{*\delta} = 1$ - сверхпереходная ЭДС, о.е.

$$I_{n,o} = 50,2 \cdot \frac{1}{3,45} = 14,55 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке К1 составит

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{n,o} \quad (0.30)$$

где $k_{y\delta} = 1,72$ - ударный коэффициент [14].

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 14,55 \cdot 1,72 = 35,39 \text{ кА.}$$

Расчет трехфазного тока короткого замыкания в точке К2. Результирующее сопротивление до точки К2 составит:

$$x_{*\Sigma} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l1} + x_{*\delta,l2} + x_{*\delta,l3}, \quad (0.31)$$

$$x_{*\Sigma} = 3,45 + 2,66 + 0,03 + 0,3 = 6,44.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке К2 по формуле (4.9) будет равно

$$I_{n,o} = 50,2 \cdot \frac{1}{6,44} = 7,8 \text{ кА.}$$

Ударный ток по формуле (4.10) в точке К2 составит

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,8 \cdot 1,8 = 19,9 \text{ кА.}$$

Расчет трехфазного тока короткого замыкания в точке К3. Результирующее сопротивление до точки К3 составит:

$$x_{*\Sigma} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l1} + x_{*\delta,l2} + x_{*\delta,l3} + x_{*\delta,Tв} + x_{*\delta,Tн2}, \quad (0.32)$$

$$x_{*\Sigma} = 3,45 + 2,66 + 0,03 + 0,3 + 2,09 + 39,9 = 48,43.$$

Базисный ток

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \quad (0.33)$$

где $U_{\sigma} = 10,5$ кВ - базисное напряжение ступени, где рассматривается КЗ.

$$I_{\sigma} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,9 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке КЗ по формуле (4.9) будет равно

$$I_{n,o} = 549,9 \cdot \frac{1}{48,43} = 11,35 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке КЗ по формуле (4.10) составит

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 11,35 \cdot 1,93 = 31 \text{ кА.}$$

4.3 Расчет однофазного тока короткого замыкания

Однофазные короткие замыкания составляют 60...70% всех коротких замыканий.

По мере развития аварии, впоследствии ухудшения состояния изоляции (ионизации воздуха, выгорание изоляции), короткие замыкания могут переходить к более сложным видам, вплоть до трехфазного короткого замыкания.

Расчеты несимметричных коротких замыканий, как и трехфазные, проводятся с приведением расчетных схем к одной ступени напряжения, с использованием системы относительных единиц [14].

Сопротивления для расчета токов прямой и обратной последовательностей равны сопротивлениям для расчета тока трехфазного короткого замыкания.

Сопротивление воздушной линии нулевой последовательности

$$x_{*\bar{\sigma},n1(0)} = x_{*\bar{\sigma},n1} \cdot k, \quad (0.34)$$

где $k = 4,7$ -коэффициент для двухцепной линии с грозозащитным тросом.

$$x_{*\bar{\sigma},n1(0)} = 2,66 \cdot 4,7 = 12,5.$$

Сопротивление кабельных линий нулевой последовательности на участках 2 и 3:

$$x_{*\bar{\sigma},n2,3(0)} = (3,5 \dots 4,5) \cdot x_{*\bar{\sigma},n2}, \quad (0.35)$$

$$x_{*\bar{\sigma},n2(0)} = 0,03 \cdot 4 = 0,12,$$

$$x_{*\bar{\sigma},n3(0)} = 0,3 \cdot 4 = 1,2.$$

Суммарные сопротивления прямой и обратной последовательностей:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*\bar{\sigma},n1} + x_{*\bar{\sigma},n2} + x_{*\bar{\sigma},n3}, \quad (0.36)$$

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = 3,45 + 2,66 + 0,03 + 0,3 = 6,44.$$

В схему нулевой последовательности входят только те элементы, по которым протекает ток I_0 . Их строят с конца (с точки короткого замыкания), где как бы присоединен источник U_0 и последовательно прослеживая пути протекания токов I_0 .

В цепи, электрически связанной с точкой короткого замыкания, токи нулевой последовательности потекут лишь в сторону элементов, соединенных в звезду с нейтралью. Соответственно в схему замещения войдут лишь те элементы, через которые протекают I_0 .

На рисунке 6 приведена схема замещения нулевой последовательности.

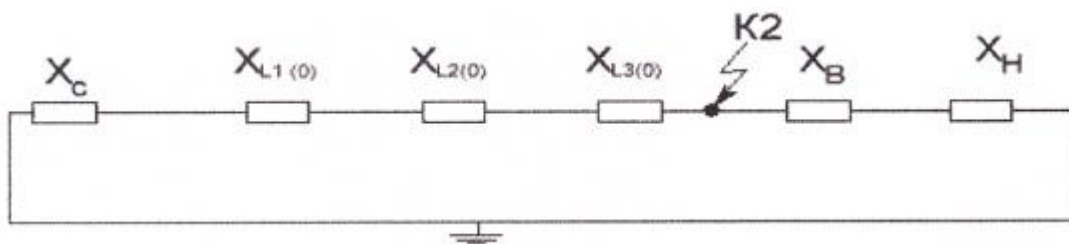


Рисунок 6 - Схема замещения нулевой последовательности

Преобразуем схему замещения для упрощения расчета.

$$x_1 = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l1(0)} + x_{*\delta,l2(0)} + x_{*\delta,l3(0)}, \quad (0.37)$$

$$x_2 = x_{*\delta,T\delta} + x_{*\delta,Tн}, \quad (0.38)$$

$$x_1 = 3,45 + 12,5 + 0,12 + 1,2 = 17,27,$$

$$x_2 = 2,09 + 19,95 = 22,04.$$

На рисунке 7 представлена схема замещения после преобразований.

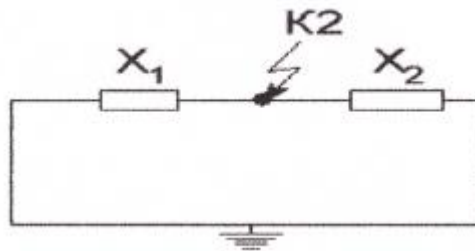


Рисунок 7 - Преобразование схемы замещения

Сопротивление нулевой последовательности будет равно:

$$x_{0\Sigma} = \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2}, \quad (0.39)$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{17,27 \cdot 22,04}{17,27 + 22,04} = 9,68.$$

Однофазный ток короткого замыкания будет равен

$$I_{n,o}^1 = I_\delta \cdot \frac{m^{(1)} \cdot E_{*\delta}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}, \quad (0.40)$$

где $m^{(1)} = 3$ - коэффициент при однофазном коротком замыкании;

$E_{*\delta}'' = 1$ - сверхпереходная ЭДС, о.е.

$$I_{n,o}^1 = 50,2 \cdot \frac{3 \cdot 1}{6,44 + 6,44 + 9,68} = 6,67 \text{ кА.}$$

Результат расчетов тока короткого замыкания сведен в таблицу 10.

Таблица 10-Результаты расчетов токов короткого замыкания

Точка КЗ	Напряжение, кВ	Ударный коэффициент	Трехфазный ток КЗ, кА	Однофазный ток КЗ, кА	Ударны й ток КЗ, кА
К1	110	1,72	14,55		35,39
К2	110	1,8	7,8	6,67	19,9
К3	10	1,93	11,35		31

5 Выбор основного оборудования

5.1 Мероприятия по реконструкции ГПП-2

В основу реконструкции ОРУ-110 кВ ГПП-2 заложены следующие мероприятия [15]:

- замена устаревшего оборудования;
- увеличение мощности трансформаторов с перспективой развития Автозаводского района г. Тольятти;
- замена контрольных и силовых кабелей 0,4 кВ от клеммной коробки силового трансформатора до панелей щитового помещения.

К существующему ЗРУ-10 кВ ГПП-2 подключены линии, одни из которых обеспечивают электроснабжение ответственных потребителей.

В основу мероприятий по реконструкции ЗРУ-10 кВ заложена замена устаревших ячеек КРУ-2

5.2 Выбор основного оборудования ОРУ 110 кВ

5.2.1 Выбор выключателей

К выключателям предъявляются следующие требования [16]:

- 1) надежность (отключение токов любой величины, до номинального тока отключения)
- 2) скорость срабатывания (быстрое отключение)
- 4) ремонтпригодность;
- 5) взрыво- и пожаробезопасность;
- 6) удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток $I_{ном}$ и номинальное напряжение $U_{ном}$.

Предварительно выбираем элегазовый выключатель ВГТ-110П-40/2500ХЛ1. Все каталожные и расчетные данные сведены в таблицу 11.

Таблица 11 - Расчетные и каталожные данные выключателя ВГТ-110

Выключатель ВГТ-110П-40/2500 УХЛ1		
Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном.дл.} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 442,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{п.о} \leq I_{н.откл.}$	$I_{п.о}^3 = 7,9 \text{ кА}$	$I_{н.откл.} = 40 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} \leq i_{a \text{ ном}}$	$i_{a,\tau} = 7,9 \text{ кА}$	$i_{a \text{ ном}} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100\%} \right) \cdot I_{откл.ном} = 11,3 \text{ кА}$
$\left(\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} \right) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100} \right)$	$\sqrt{2} \cdot I_{п.о}^3 + I_{a,\tau} = 18,9 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100\%} \right) = 39,6 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{скв}$	$i_{уд} = 19,9 \text{ кА}$	$i_{скв} = 102 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к \text{ ном}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбираем элегазовый выключатель ВГТ-110П-40/2500-ХЛ1 производства ЗАО «Энергомаш-Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург. Основные технические характеристики данного типа выключателя приведены в таблице 12.

Таблица 12- Основные технические характеристики ВГТ-110П-40/2500-ХЛ1

№ п/п	Наименование параметра	ВГТ-110П-40/2500-ХЛ1
1	Номинальное напряжение, кВ	110
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
3	Номинальный ток, А	2500
4	Номинальный ток отключения, кА	40
5	Номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %, менее	40
6	Параметры сквозного тока короткого замыкания, кА	
	- наибольший пик	102
	- начальное действующее значение периодической составляющей	40
	- ток термической стойкости	40
	- время протекания тока терм, стойкости, с	3
7	Параметры тока включения, кА	
	- наибольший пик	102
	- начальное действующее значение периодической составляющей	40
8	Собственное время отключения, с	$0,062^{+0,005}$
9	Полное время отключения, с	$0,055^{+0,005}$
10	Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с	0,3
11	Собственное время включения, с	0,062
12	Тип привода	Пружинный

5.2.2 Выбор разъединителей

В ОРУ должны устанавливаться разъединители имеющие соответствующую изоляцию, что бы безотказно выполнять свои функции при любых погодных условиях [17].

С помощью разъединителей нельзя отключать токи КЗ, потому что они не оснащены дугогасительными устройствами. При отключении токов КЗ возникнет устойчивая дуга, которая может стать причиной междуфазного КЗ. Перед действиям разъединителем цепь должна быть разомкнута выключателем.

Выбор разъединителей производится по каталожным и расчетным данным, которые сведены в таблицу 13.

Предварительно выбираем разъединитель типа РГНП.2-110/1000УХЛ1. Таблица 13 - Каталожные и расчетные данные разъединителя РГНП.2-110

Разъединитель РГНП.2-110/1000УХЛ1		
Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном.дл.} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 442,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п.о} \leq I_{н.откл.}$	$I_{п.о}^3 = 7,8 \text{ кА}$	$I_{н.откл.} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{скв}$	$i_{уд} = 19,9 \text{ кА}$	$i_{скв} = 80 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Принимаем к установке разъединитель марки РГНП.2-110/1000УХЛ1 производства ЗАО "ЗЭТО" г. Великие Луки.

Основные технические характеристики данного типа разъединителя [17] приведены в таблице 14.

Таблица 14 - Основные технические характеристики РГНП.2-110/1000-УХЛ1

№ п/п	Наименование параметра	РГНП.2-110/1000УХЛ1
1	Номинальное напряжение, кВ	110
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
3	Номинальный ток, А	1000
4	Номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости), кА	31,5
5	Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости), кА	80
6	Время протекания номинального кратковременного выдерживаемого тока, с: - для главных ножей - для заземлителей	3 1
7	Номинальная частота, Гц	50

5.2.3 Выбор трансформаторов тока

Назначение трансформаторов тока заключается в том, чтобы уменьшить первичный ток до, максимально подходящего для измерительных приборов и реле. Так же трансформаторы тока отделяют первичные цепи высокого напряжения от цепей измерения и защиты [5].

Трансформатор тока имеет погрешность, которая зависит от вторичной нагрузки (сопротивление приборов, проводов, контактов) и от кратности первичного тока по отношению к номинальному. Все эти величины прямо-пропорциональны.

Если первичные токи значительно меньше номинальных, то

погрешность увеличивается.

Выбор трансформатора тока основывается на выборе типа трансформатора, определения ожидаемой нагрузки и сопоставлении ее с номинальной, проверке на электродинамическую стойкость и термическую стойкость.

Класс точности намечают в соответствии с назначением трансформатора тока: класс точности 0,5 - для присоединения счетчиков денежного расчета; класса 1 - для всех технических измерительных приборов; класса 3 и 10 для релейной защиты.

Трансформатор тока выбирают по следующим параметрам [13]:

1) по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (0.41)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение трансформатора тока, кВ;

2) по номинальному длительному

$$I_{ном} \leq I_{1ном}, \quad (0.42)$$

где $I_{ном}$ - номинальный расчетный (рабочий) первичный ток трансформатора тока, А;

$I_{1ном}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока, А;

3) по конструкции и классу точности.

Трансформатор тока проверяют на динамическую стойкость по условию

$$i_{уд} \leq i_{дин} = K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}, \quad (0.43)$$

где $K_{эд}$ - кратность электродинамической стойкости трансформатора тока.

Проверка на термическую стойкость производится по условию

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (0.44)$$

где I_T - ток термической устойчивости;

t_T - длительность протекания тока, с.

По вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (0.45)$$

где $Z_{2ном}$ - номинальная допустимая нагрузка в выбранном классе точности, Ом;

Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_k. \quad (0.46)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (0.47)$$

где $S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами, В А [10];

I_2 - ток вторичной обмотки трансформатора тока, определяемый нагрузкой подключенных приборов, А.

Сопротивление контактов принимаем 0,1 Ом. Сопротивление проводов зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие

$$r_{приб} + r_{пров} + r_k \leq Z_{2ном}, \quad (0.48)$$

откуда

$$r_{приб} = Z_{2ном} - r_{пров} - r_k. \quad (0.49)$$

Сечение соединительных проводов

$$F = \frac{p \cdot l_{расч}}{r_{пров}}, \quad (0.50)$$

где $p = 0,0283$ Ом/мм² - удельное сопротивление провода с алюминиевыми жилами;

$l_{расч}$ - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока, м.

В комплект поставки силового трансформатора ТРДН-63000-110/10/10 производства ООО «Тольяттинский Трансформатор» входит трансформатор

тока типа ТВТ-110-600/5. Данные по его проверке сведены в таблицу 15.

Таблица 15- Каталожные и расчетные данные трансформатора тока ТВТ-110

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \leq I_{1ном}$	$I_{ном} = 316,3 \text{ А}$	$I_{1ном} = 400 \text{ А}$
$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 19,9 \text{ кА}$	$i_{дин} = \sqrt{2} \cdot 90 \cdot 0,3 = 45,7 \text{ кА}$
$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m$	$B_k = 36 \text{ кА}^2$	$B_{к ном} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2$

На высокой стороне контроль за работой двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения ведут с помощью комплекта приборов, представленных в таблице 16.

Таблица 16 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В-А
Амперметр	Э-365	0,5

По формуле (5.21) сопротивление прибора составит

$$r_{приб} = \frac{0,5}{25} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Для ТВТ-110-400/5 в классе точности 0,5 $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$, тогда по (5.9) сопротивление проводов составит

$$r_{приб} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом.}$$

Таким образом, по формуле (5.24) сечение соединительных проводов по схеме соединения трансформаторов тока «включение в полную звезду», будет равно

$$F = \frac{0,0283 \cdot 35}{1,08} = 0,92 \text{ мм}^2$$

По условию прочности сечение алюминиевых жил должно быть не менее 4 мм^2 , но не более 6 мм^2 . Принимаем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 4 мм^2 .

5.3 Выбор основного оборудования ЗРУ 10 кВ

Для удобства эксплуатации и ремонта РУ низкого напряжения используют комплектные распределительные устройства.

Принимаем к установке ячейки КРУ «Классика» серии D-12P, производства Российской группой компаний «Таврида Электрик» Электротехнического завода «Вектор» в г. Воткинск. Ячейки данной серии имеют следующие преимущества по сравнению с ячейками других производителей:

- 1) широкий диапазон рабочих параметров;
- 2) низкие массогабаритные параметры;
- 3) высокая локализационная способность;
- 4) безопасное обслуживание;
- 5) удобство монтажа и обслуживания;
- 6) корпус из высококачественной стали с алюмоцинковым покрытием;
- 7) широкий диапазон применяемого оборудования;
- 8) минимальные затраты на обслуживание.

5.3.1 Техническая информация по КРУ 10 кВ «Классика» D-12P

КРУ серии D-12P предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц напряжением 6(10) кВ в сетях с изолированной, а также с заземленной через дугогасящий реактор или резистор нейтралью.

Основные параметры и характеристики КРУ серии D-12P приведены в таблице 17.

Таблица 17 - Основные параметры и характеристики КРУ серии D-12P

Наименование параметра, характеристики	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10,0
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12,0
Номинальный ток сборных шин, А	630; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000
Номинальный ток главных цепей, А	630; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000
Номинальный ток отключения выключателей, встроенных в КРУ, кА	20; 25; 31,5; 40; 50
Ток электродинамической стойкости, кА	до 128
Ток термической стойкости, кА	20; 25; 31,5; 40; 50
Время протекания тока термической стойкости, с	1
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В	до 220
Габаритные размеры шкафов, мм:	
ширина	600; 750; 900; 1000
глубина	1300
высота	2150 - 2470

В КРУ «Классика» серии D-12P выключатели, контакторы, секционные разъединители и трансформаторы напряжения устанавливаются на кассетных выдвижных элементах (КВЭ) в средней части шкафа, что позволяет добиться нового уровня в функциональности распределительных устройств. Кроме того, размещение КВЭ в средней части позволяет увеличить полезный объем отсека присоединений и обеспечить свободный доступ к нему с фасадной стороны, что позволяет существенно повысить удобство монтажа и эксплуатации. Большой объем отсека присоединений позволяет разместить в

нем дополнительное оборудование, например трансформаторы напряжения на собственной выдвижной конструкции, что дает возможность организовать контроль напряжения на вводе в габаритах одного шкафа КРУ.

Типы основного оборудования, применяемого в КРУ серии D-12P [18], приведены в таблице 18

Таблица 18-Оборудование, применяемое в КРУ серии D-12P

Наименование оборудования	Тип, марка	Предприятие-изготовитель
Силовые выключатели	ВВ/TEL VD-4	«Таврида Электрик», АBB
Контакты	V-7, V-12	ABB
Заземлители	UWEa, UMR	ELEKTROBUDOWA
Трансформаторы напряжения	Различные	СЗТТ, АBB, КВК
Трансформаторы тока	Различные	СЗТТ, АBB, КВК
Ограничители перенапряжений	КР/TEL, РТ/TEL	«Таврида Электрик»
Системы дуговой защиты	Различные	Различные

Внутренний объем шкафа разделен на функциональные изолированные отсеки несгораемыми металлическими перегородками, которые надежно локализуют дугу в пределах одного отсека, а проходные изоляторы сборных шин не позволяют ей перекинуться на соседние шкафы. Каждый отсек имеет собственный канал для организации направленного выброса газов вверх, что обеспечивает безопасность обслуживающего персонала. При этом исключается необходимость эвакуации продуктов горения дуги через коммутационный отсек, которые могут вызвать перекрытие изоляции токоведущих частей [18].

5.3.2 Проверка выключателей

В качестве вводных выключателей будем использовать вакуумные выключатели типа VD-4 производства АБВ. Расчетный ток продолжительного режима с учетом 40% перегрузки по формуле (5.9) составит

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 21} = 2424,9 \text{ А.}$$

К установке принимаем вакуумный выключатель типа VD-4 с номинальным током 2500 А.

В качестве секционных выключателей и линейных выключателей будем использовать выключатели типа ВВ/TEL производства «Таврида Электрик».

По формуле (5.9) расчетный ток составит

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 31500}{\sqrt{3} \cdot 21} = 1212,5 \text{ А.}$$

Для линейных выключателей за максимальный рабочий ток принимаем максимальный ток каждой отходящей линии. Нагрузка по фидерам приведена в таблице 19.

Таблица 19 - Нагрузка по отходящим фидерам ГПП-2

Фидер	Нагрузка, А	Фидер	Нагрузка, А
1А (РП-24)	695	25 (ТП-15тяг.)	520
1 (РП-3)	315	2 (РП-12)	310
3 (РП-15)	210	4 (РП-17)	515
5 (РП-8)	875	6 (РП-15 А)	940
7 (РП-9)	475	8 (КТП)	64
(РП-10м.г.)	330	18 (ТП-4Д.Г.)	60
21 (РП-Дв.сп.)	295	20 (РП-7)	530
23 (РП-13)	475	22 (РП-11м.г.)	350

Проверка выключателей на стороне низкого напряжения выполняется по тем же параметрам, что и на стороне 110 кВ. Результаты проверки вводных, секционных и линейных выключателей, сведены в таблицу 20.

Таблица 20 - Результаты проверки выключателей на стороне 10 кВ

Назначение выключателя	Тип выключателя	Расчетные параметры	Каталожные данные выключателя
Вводной	VD-4	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{max} = 2424,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
		$i_{уд} = 31 \text{ кА}$	$i_{скв} = 50 \text{ кА}$
Секционный	ВВ/TEL	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{max} = 1212,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
		$i_{уд} = 31 \text{ кА}$	$i_{скв} = 50 \text{ кА}$
Линейный (дугогасящая катушка)	ВВ/TEL	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{max} = 70 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
		$i_{уд} = 31 \text{ кА}$	$i_{скв} = 50 \text{ кА}$
Линейный (РП-24)	ВВ/TEL	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{max} = 670 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
		$i_{уд} = 31 \text{ кА}$	$i_{скв} = 50 \text{ кА}$

Проверка линейных выключателей на остальных ячейках выполняется аналогично. В таблице 21 приведены параметры выключателей на отходящих линиях.

Таблица 21 - Параметры линейных выключателей

Фидер	Номинальный ток выключателя ВВ/TEL - 10, А	Фидер	Номинальный ток выключателя ВВ/TEL - 10, А
1А (РП-24)	1000	2 (РП-12)	630
1 (РП-3)	630	4 (РП-17)	630
3 (РП-15)	630	6 (РП-15 А)	1000
5 (РГТ-8)	1000	8 (КТП)	630
7 (РП-9)	630	18 (ТП-4д.г.)	630
9 (РП-10м.г.)	630	20 (РП-7)	630
21 (РП-Дв.сп.)	630	22 (РП-11м.г.)	630
23 (РП-13)	630		
25 (ТП-15тяг.)	630		

Использование ВВ/TEL даёт возможность избежать затраты на проведение ремонтных работ.

Применение выключателя одинакового исполнения на всём существующем диапазоне оперативного питания, даёт возможность применять его и на постоянном, и на переменном питании, не принося ущерба техническим и эксплуатационным характеристикам [19].

5.3.3 Проверка трансформаторов тока

Шкафы КРУ серии D-12 будут укомплектованы трансформаторами тока производства ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока».

Проверка трансформаторов тока на стороне 10 кВ выполняется по тем же параметрам, что и на стороне 110 кВ [22]. Результаты проверки трансформаторов тока сведены в таблицу 22.

Таблица 22 - Результаты проверки трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Назначение выключателя	Тип выключателя	Расчетные параметры	Каталожные данные выключателя
Вводной	ТШЛК	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{max} = 2424,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 3000 \text{ А}$
		$i_{уд} = 31 \text{ кА}$	$i_{скв} = 50 \text{ кА}$
Секционный	ТПОЛ	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{max} = 1212,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$
		$i_{уд} = 31 \text{ кА}$	$i_{скв} = 66,7 \text{ кА}$
Линейный (дуг.реактор)	ТПЛ-10-М	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{max} = 70 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$
		$i_{уд} = 31 \text{ кА}$	$i_{скв} = 265 \text{ кА}$
Линейный (яч.1А)	ТПОЛ	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{max} = 670 \text{ А}$	$I_{ном} = 800 \text{ А}$
		$i_{уд} = 31 \text{ кА}$	$i_{скв} = 68,7 \text{ кА}$

На низкой стороне контроль за работой двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения ведут с помощью комплекта приборов, представленных в таблице 23.

Таблица 23 - Вторичная нагрузка вводного трансформатора тока

Прибор	Нагрузка по фазам, ВА
Амперметр	0,5
Ваттметр	0,5
Варметр	0,5
Счетчик активной энергии	2,5
Счетчик реактивной энергии	2,5
Итого:	6,5

По формуле (5.21) сопротивление приборов составит

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{25} = 0,26 \text{ Ом.}$$

Для ТШЛК-10-3000/5 в классе точности 0,5/10P $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$, тогда по (5.23) сопротивление проводов составит

$$r_{\text{приб}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом.}$$

Таким образом, по формуле (5.24) сечение соединительных проводов по схеме соединения трансформаторов тока «включение в полную звезду», будет равно

$$F = \frac{0,0283 \cdot 15}{0,84} = 0,51 \text{ мм}^2.$$

По условию прочности сечение алюминиевых жил должно быть не менее 4 мм^2 , но не более 6 мм^2 . Принимаем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 4 мм^2 .

Контроль за режимом работы электрооборудования на секционной ячейке осуществляется комплектом приборов [23], приведенный в таблице 24.

Таблица 24 - Вторичная нагрузка секционного трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, ВА
Амперметр	Э-365	0,5

По формуле (5.21) сопротивление приборов составит

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{25} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Для ТПОЛ-10-1500/5 в классе точности 0,5/10P $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$, тогда по (5.23) сопротивление проводов составит

$$r_{\text{приб}} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом.}$$

Таким образом, по формуле (5.24) сечение соединительных проводов по схеме соединения трансформаторов тока «включение в полную звезду», будет равно:

$$F = \frac{0,0283 \cdot 15}{1,08} = 0,39 \text{ мм}^2.$$

по условию прочности сечение алюминиевых жил должно быть не менее 4 мм², но не более 6 мм². Принимаем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 4 мм².

На отходящих линиях 10 кВ к потребителям контроль за работой ведут с помощью комплекта приборов, представленных в таблице 25.

Таблица 25 - Вторичная нагрузка линейного (яч. 1А) трансформатора тока

Прибор	Нагрузка по фазам, В-А
Амперметр	0,5
Счетчик активной энергии	2,5
Счетчик реактивной энергии	2,5
Итого:	5,5

По формуле (5.21) сопротивление приборов составит

$$r_{\text{приб}} = \frac{5,5}{25} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Для ТПОЛ-10-1000/5 в классе точности 0,5/10P $Z_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$, тогда по (5.23) сопротивление проводов составит

$$r_{\text{приб}} = 1,2 - 0,22 - 0,1 = 0,88 \text{ Ом.}$$

Таким образом, по формуле (5.24) сечение соединительных проводов по схеме соединения трансформаторов тока «включение в неполную звезду», будет равно

$$F = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 15}{1,08} = 0,84 \text{ мм}^2.$$

По условию прочности сечение алюминиевых жил должно быть не менее 4 мм², но не более 6 мм². Принимаем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 4 мм².

Проверка остальных линейных трансформаторов тока проводится аналогично. Номинальные параметры трансформаторов тока сведены в таблицу 26.

Таблица 26 - Номинальные параметры линейных трансформаторов тока

Фидер	Номинальный ток трансформатора тока ТПОЛ -10, А	Фидер	Номинальный ток трансформатора тока ТПОЛ -10, А
1А (РП-24)	800	2 (РП-12)	400
1 (РП-3)	400	4 (РП-17)	600
3 (РП-15)	300	6 (РП-15 А)	1000
5 (РП-8)	1000	8 (КТП)	100
7 (РП-9)	600	18 (ТП-4Д.Г.)	100
9 (РП-10М.Г.)	400	20 (РП-7)	600
21 (РП-Дв.сп.)	400	22 (РП-Пм.Г.)	400
23 (РП-13)	600		
25 (ТП-15тяг.)	600		

5.3.4 Проверка трансформаторов напряжения

В комплект поставки КРУ входит трансформатор напряжения типа ЗНОЛ.06. Трансформатор напряжения проверяется по следующим условиям:

- 1) по напряжению установки

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном}; \quad (0.51)$$

- 2) конструкции и схеме соединения обмоток;
- 3) классу точности с учетом допустимой вторичной нагрузки;
- 4) вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (0.52)$$

где $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения типа ЗНОЛ.06 с номинальной мощностью основной вторичной обмотки $S_{ном} = 150$ ВА на I секции сборных шин представлена в таблице 27.

Нагрузка всех измерительных приборов составит:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}, \quad (0.53)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{61,44^2 + 41,9^2} = 74,4 \text{ ВА},$$

$$74,4 < 150 \text{ ВА}.$$

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения на II, III, IV секциях сборных шин выполняется аналогично. Номинальная мощность основной вторичной обмотки трансформаторов напряжения ЗНОЛ.06 установленных на II, III, IV секции с.ш. $S_{\text{ном}} = 75 \text{ ВА}$.

Таблица 27 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на I секции сборных шин.

Прибор	Потребляемая мощность одной катушки, В-А	Число катушек	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность, В-А	
						P, Вт	Q, вар
Вольтметр	2	1	1	0	9	18	
Вольтметр фазный	2	1	1	0	9	18	
Варметр	0,5	2	1	0	9	4,5	
Ваттметр	0,5	2	1	0	9	4,5	
Счетчик активной энергии	2,5	2	0,35	0,936	9	7,89	21,1
Счетчик реактивной энергии	2,5	2	0,38	0,925	9	8,55	20,8
Итого:						61,44	41,9

6 Безопасность объекта

6.1 Краткая характеристика схемы электроснабжения ГПП-2

ГПП-2 является основным источником электроэнергии для потребителей [24] городской части Автозаводского района г. Тольятти. Питание подстанции осуществляется по воздушно-кабельной линии 110 кВ Город-1 и Город-2 от шин 110 кВ ТЭЦ ОАО «АВТОВАЗ» через переключающий пункт и ГПП-1. Структурная схема питания представлена на рисунке 8.

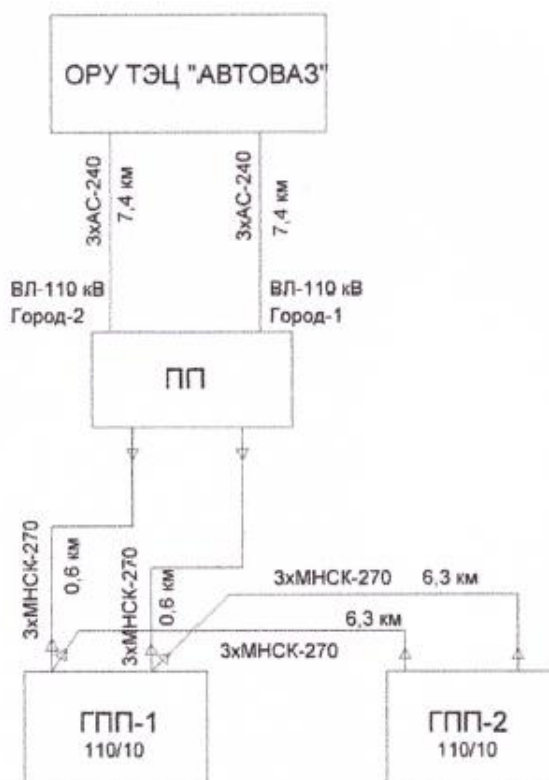


Рисунок 8 - Структурная схема электроснабжения

6.2 Расчет защитного заземления

Для ведения каких-либо работ на территории подстанции, должна быть обеспечена безопасность для обслуживающего персонала от поражения

электрическим током. Применение заземления является одним из эффективных мер в данном вопросе.

В электроустановках 10 кВ и выше заземление проектируется таким образом, что в любой момент на всей территории подстанции напряжение прикосновения, которое может воздействовать на человека, оставалось в безопасных границах $U_{np} \leq U_{np. доп}$.

Из-за длительного срока эксплуатации существующего заземляющего устройства, уровень безопасности обслуживающего персонала снизился, поэтому нужно новое заземляющее устройство [25].

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно, превышать 10 кВ.

Заземляющее устройство для электроустановок 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей, соединительных полос, которые укладываются вдоль рядов оборудования, а полосы уложенные в поперечном направлении называются выравнивающие, этим самым создаётся заземляющая сетка с переменным шагом. Между полосами должно быть расстояние не больше 30м. Сложный заземлитель заменяется расчетной квадратной моделью представленной на рисунке 9.

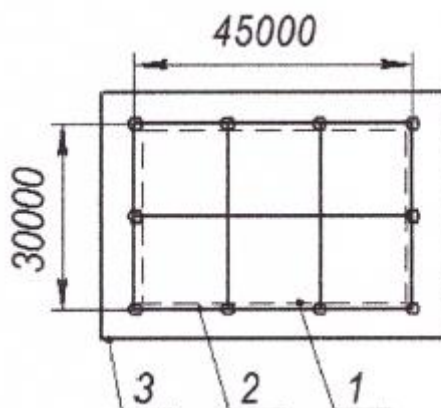


Рисунок 9 - Расположение заземляющего устройства

- 1 - площадь, занятая оборудованием;
- 2 - заземляющий контур;
- 3 - ограждение подстанции.

Длительность воздействия напряжения прикосновения составит

$$\tau = t_{p.з} + t_{o.б}, \quad (0.54)$$

где $t_{p.з} = 0,01$, с - время срабатывания релейной защиты;

$t_{o.б} = 0,055$, с - полное время отключения выключателя.

$$\tau = 0.01 + 0,05 = 0,065.$$

Допустимое напряжение прикосновения $U_{пр.доп} = 500$ В [7].

Коэффициент напряжения прикосновения

$$k_{п} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l \cdot L_{г}}{a \sqrt{S}} \right)^{0.45}}, \quad (0.55)$$

где M - параметр, зависящий от $\frac{p_1}{p_2}$;

β - коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока со ступней на землю

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c}, \quad (0.56)$$

где $R_q = 1000$ Ом - сопротивление тела человека

R_c - сопротивление растеканию тока от ступней в землю, которое составляет

$$R_c = 1,5 \cdot p_{вс} \quad (0.57)$$

где $p_{вс} = 100$ Ом·м - удельное сопротивление верхнего слоя грунта (суглинок);

$$R_c = 1,5 \cdot 100 = 150 \text{ Ом.}$$

Таким образом:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 150} = 0,87;$$

$l_в = 5$ м - длина вертикального заземлителя;

$L_{г} = 255$ м - суммарная длина горизонтальных заземлителей;

$a = 15$ м - расстояние между вертикальными заземлителями;

$S = 1350$ м² - площадь заземляющего устройства.

Коэффициент напряжения прикосновения составит

$$k_n = \frac{0,5 \cdot 0,87}{\left(\frac{5 \cdot 255}{15 \cdot \sqrt{1350}} \right)^{0,45}} = 0,3.$$

Напряжение на заземлителе составит

$$U_3 = \frac{U_{np \cdot доп}}{k_n} \quad (0.58)$$

где $U_{np \cdot доп} = 500$ В - допустимое напряжение прикосновения [5].

$$U_3 = \frac{500}{0,3} = 1666,7 \text{ В.}$$

Напряжение на заземлителе не превышает пределы допустимого значения $U_3 \leq 10$ кВ.

Допустимое сопротивление заземляющего устройства

$$R_{зДоп} = \frac{U_3}{I_3}, \quad (0.59)$$

где $I_3 = 6,676$ кА - ток, стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном коротком замыкании.

$$R_{зДоп} = \frac{1666,7}{6676} = 0,25 \text{ Ом.}$$

$$R_{зДоп} \leq 0,5.$$

Наибольшее допустимое сопротивление заземляющего устройства не превышает нормируемого значения, что обеспечит безопасное обслуживание электроустановки.

Заключение

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос проектирования электрооборудования и электрохозяйства Прибрежного парка автозаводского района г.Тольятти с учетом реконструкции ГПП-2.

По результатам расчета электрических нагрузок, а также с учетом обеспечения требуемой надежности питания потребителей были выбраны силовые трансформаторы ТРДН-63000/110/10/10 со встроенными трансформаторами тока типа ТВТ-110-600/5. На ОРУ-110 кВ были заменены масляные выключатели на более надежные элегазовые типа ВГТ-110Ш-40/2500-ХЛ1, а также установлены разъединители более современной конструкции марки РГНП.2-110/1000УХЛ1. Вентильные разрядники были заменены на ограничители перенапряжения, обладающими лучшими защитными характеристиками. В ЗРУ-10 кВ проектом предусмотрено установка новых ячеек «Классика» серии D-12Р. Выбранное современное электротехническое оборудование для всех ступеней напряжения проверено на воздействие токов короткого замыкания.

Рассмотрены вопросы, относящиеся к обеспечению безопасности дежурного и ремонтного персонала, обслуживающего ГПП-2: расчет защитного заземления подстанции.

Список использованных источников

- 1 ГОСТ 14209 - 85. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. - Введ. 2002-01-01. - Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации; М. : Изд-во стандартов, 2015.
- 2 ГОСТ 9920 - 1989. Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. - Введ. 1989-10-19. - Госуд. комитет по стандартам; М.: Изд-во стандартов, 2015.
- 3 ГОСТ 12.0.003-74*. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. - Введ. 1976-01-01. - Госуд. комитет по стандартам; М.: Изд-во стандартов, 2013.
- 4 ГОСТ Р 52725-2007. Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. - Введ. 2007-06-08. - Фед. агентство по техническому регулированию и метрологии; М.: Стандартиформ, 2015.
- 5 Правила устройства электроустановок (ПУЭ).- 7-е изд. с изм. и доп.- М.: КНОРУС, 2014.
- 6 Шведов, Г.В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчетные нагрузки, распределительные сети: учебное пособие для вузов по направлениям 140200 "Электроэнергетика", 140400 "Электроэнергетика и электротехника" /Г. В. Шведов, Нац. исслед. ун-т "МЭИ". - М. : Издательский дом МЭИ, 2012.
- 7 Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб.-метод, пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования/ Ю.В. Степкина. - Тольятти: ТГУ, 2012.
- 8 Степкина, Ю.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учеб.пособие / Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина. - Тольятти: ЛГУ, 2006.
- 9 Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6-ти т. / Е.Ф. Макаров; под ред. гл. специалистов ОАО

«Мосэнерго». - М.: Энергия, 2009.

10 Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВРАО «ЕЭС России». - М.: Изд-во НТК "Электропроект", 2015.

11 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанции и подстанции. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб.пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков.- М.:Энергоатомиздат, 2014.

12 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб.пособие для вузов / под ред. И.П. Крючкова [и др.]. - М.: Изд-во МЭИ, 2013.

13 Шабад, М.А. Трансформаторы тока в схемах релейной защиты.- С-Петербург.: Петербургский Энергетический Институт, 2012.

14 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича, - М.: ЭНАС, 2012.

15 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. - М.: Академия, 2014.

16 Выключатели элегазовые серии ВГТ на 35, 110, 220 кВ: каталог ЗАО «Энергомаш-Уралэлектротяжмаш».

17 Разъединители высокого напряжения: Промышленный каталог / Информ Электро.

18 Комплектные распределительные устройства серии D-12РТ: каталог ЗАО «ГК «Таврида Электрик».

19 Производство, передача и распределение электрической энергии // Электротехнический справочник: в 4-х т. . Т.3. / под общ.ред. В.Г. Герасимова[и др.]. -М.: Изд-во МЭИ, 2009.

20 Силовые трансформаторы: каталог ООО «Тольяттинский Трансформатор».

21 Messalti, S. Design of Mv/Lv Substation Transformer / F. Zitouni, I. Griche. [Электронный документ] / University of M'sila, Faculty of Technology, M'sila , Algeria. - 2013. Published Online January 2013 (<http://file.scirp.org/Html/26596.html>).

22 Parfomak, Paul W. Physical Security of the U.S. Power Grid: High-Voltage Transformer Substations. [Электронный документ] / Specialist in Energy and Infrastructure Policy. - 2014. Congressional Research Service (<https://fas.org/sgp/crs/homesecc/R43604.pdf>).

23 Sen, S. Design of 132/33KV Substation / A. Chatterjee, D. Sarkar. [Электронный документ] / West Bengal University of Technology, India. - 2013. International Journal of Computational Engineering Research(http://www.ijceronline.com/papers/Vol3_issue7/Part3).

24 Hammuda, A. An Investigation into Substation Grounding and Its Implementation on Gaza Substation / H. Nouri, M.S. Al-Ayoubi. [Электронный документ] / Department of Engineering Design and Mathematics, University of the West of England, Bristol, United Kingdom. - 2011. Published Online 2011 (http://file.scirp.org/pdf/EPE20110500001_24359533.pdf).

25 Zheng, Y. A Model-Based Fault Detection Framework for Vacuum Circuit Breaker by Trip Coil Analysis. [Электронный документ] / Department of Physics, Guangdong University of Education, Guangzhou, China. - 2014. Journal of software, vol. 9, no. 1 (<http://ojs.academypublisher.com/index.php/jsw/article/view/jsw0901251257/861>).