

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

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части ГПП 110/6 кВ «Машзавод 2»

Студент

И.Д. Чермных

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Е. Бурмутаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

**Допустить к защите**

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

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Тольятти 2018

## АННОТАЦИЯ

Объектом ВКР служит главная понизительная подстанция «Машзавод 2» напряжением 110/6 кВ. Предметом проектирования ВКР является электрооборудование напряжением 110, 6 кВ.

В работе осуществлен математический расчет по выбору мощности трансформатора, произведены расчеты токов КЗ, выбор и проверка нового оборудования, релейной защиты и автоматики и рассмотрены следующие вопросы, решения которых описаны в разделах и подразделах ВКР:

- анализ существующего баланса мощности Республики Бурятия;
- схема электрических соединений ГПП 110/6 кВ Машзавод 2;
- расчеты электрических режимов ГПП 110/6 кВ Машзавод 2;
- выбор схемы электроснабжения и основного электротехнического оборудования ГПП 110/6 кВ Машзавод 2;
- характеристика источников электроснабжения;
- собственные нужды ГПП 110/6 кВ Машзавод 2;
- требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии;
- решения по обеспечению электроэнергией электроприемников;
- решения по компенсации реактивной мощности;
- мероприятий по экономии электроэнергии;
- решения по организации масляного и ремонтного;
- мероприятия по заземлению (занулению) и молниезащите ГПП;
- выбор типа, класса проводов и осветительной арматуры;
- описание системы рабочего и аварийного освещения ГПП;
- описание дополнительных и резервных источников электроэнергии;
- перечень мероприятий по резервированию электроэнергии.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 63 с., включает 19 таблиц, 20 литературных источников и 3 рисунка.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Анализ существующего баланса мощности Республики Бурятия.....	6
2 Схема электрических соединений ГПП 110/6 кВ Машзавод 2.....	10
3 Расчеты электрических режимов ГПП 110/6 кВ Машзавод 2.....	12
4 Выбор мощности трансформатора ГПП 110/6 кВ Машзавод 2.....	16
5 Выбор схемы электроснабжения и основного электротехнического оборудования ГПП 110/6 кВ Машзавод 2.....	26
6 Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования .....	30
7 Расчет токов короткого замыкания ГПП 110/6 кВ Машзавод 2.....	36
8 Собственные нужды ГПП 110/6 кВ Машзавод 2.....	38
9 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии на ГПП 110/6 кВ Машзавод 2.....	40
10 Решения по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах на ГПП 110/6 кВ Машзавод 2.....	42
11 Решения по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения ГПП 110/6 кВ Машзавод 2.....	43
12 Мероприятий по экономии электроэнергии.....	44
13 Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства для объектов производственного назначения.....	46
14 Мероприятия по заземлению (занулению) и молниезащите ГПП 110/6 кВ Машзавод 2.....	48
15 Выбор типа, класса проводов и осветительной арматуры.....	54

16 Описание системы рабочего и аварийного освещения ГПП 110/6 кВ Машзавод 2.....	56
17 Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии.....	58
18 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии.....	59
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	60
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	61

## ВВЕДЕНИЕ

Развитие экономики всей страны зависит от ряда факторов, одним из самых значимых является состояние и развитие электроэнергетического сектора. Поддержание и развитие электроэнергетики является стратегической задачей руководства страны.

Новейшие образцы электротехнического оборудования, поставляемого на действующие и вновь возводимые электроэнергетические объекты должны соответствовать, постоянно ужесточающимся требованиям к экологичности, безопасности и надежности функционирования в различных режимах.

Состояние главных понизительных подстанций и станций в настоящее время имеет повышенный износ. Риск возникновения аварийных отключений потребителей электрической энергии возрастает на фоне роста и развития промышленности, строительства и восстановления ранее разорившихся промышленных предприятий.

В связи с чем, мероприятия, направленные на проведения модернизаций, техническое перевооружение и реконструкции действующих энергетических объектах является весьма актуальными для Российской электроэнергетики.

Учитывая сказанное, тема ВКР «Реконструкция ГПП 110/6 кВ Машзавод 2», направленная на повышение надежности и экономичности функционирования системы, имеет высокую значимость и актуальность.

При проведении реконструкции необходимо решить ряд следующих задач:

- анализ существующей сложившейся ситуации в регионе;
- выбор и обоснование новой схемы электроснабжения;
- расчет нагрузок и токов короткого замыкания;
- выбор основного оборудования с учетом современных требований;
- расчет релейной защиты подстанции.

# 1 Анализ существующего баланса мощности Республики Бурятия

## 1.1 Потребление энергосистемы Республики Бурятия

Энергосистема Республики Бурятия работает в составе Единой энергетической системы России. Суммарная установленная мощность генерирующего оборудования электростанций Республики Бурятия на 2015 составляет 1333,39 МВт.

Структура полезного отпуска электропотребления республики состоит из следующих основных элементов:

- «Транспорт и связь» - 33 %;
- «Прочие отрасли» - 20%;
- «Население» - 25 %;
- «Промышленность» - 21 %.

Электропотребление региона в последние два года имеет незначительное снижение. В 2015 году по сравнению с 2014 годом электропотребление уменьшилось на 44 млн. кВт\*ч. или на 0,81 %.

По данным «Отчета о функционировании ЕЭС России в 2015 году», опубликованного на сайте ОАО «СО ЕЭС» 01 февраля 2016 года, в 2015 году в энергосистеме России в целом зафиксировано понижение потребления электрической энергии по сравнению с 2014 годом на 0,55 %, а по ОЭС Сибири также зафиксировано снижение потребления на 0,3 %. Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергосистемы Республики Бурятия за период с 2011 по 2015 годы приведена в табл. 1.1.

Таблица 1.1 - Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергосистемы Республики Бурятия за период с 2011 по 2015 годы.

Максимум нагрузки	2011 20 янв.	2012 19 фев.	2013 15 янв.	2014 18 фев.	2015 25 дек.	2011-2015 мах.
Собственный максимум нагрузки, МВт	986	991	969	972	945	991
Абсолютный прирост максимум нагрузки, МВт	-29	5	-22	3	-27	-

С учётом прогнозных электрических нагрузок крупных потребителей, к 2021 году электропотребление территории Республики Бурятия составит более 5,425 млрд. кВт.ч., а максимум нагрузки достигнет более 968 МВт.

## **1.2 Генерация энергосистемы Республики Бурятия**

На территории Республики Бурятия расположены следующие поставщики электроэнергии и мощности на Оптовый рынок электрической энергии (далее - ОРЭМ):

- филиалом «Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация». В 2015 году станцией произведено - 4964,22 млн. кВт\*ч или 86 % общей выработки региона.;

- Улан-Удэнская ТЭЦ-1 (ПАО «ТГК-14») 642,64 млн.кВт\*ч или 11%;

- ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК» 137,4 млн. кВт\*ч или 2,39 %.

- дизельные электростанции - используемые в аварийных и ремонтных схемах.

Из основных сетевых компаний, работающих на территории Республики Бурятия, необходимо выделить:

- филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Забайкальское предприятие МЭС - эксплуатация электрических сетей и подстанций напряжением 220 кВ и выше;

- филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» - эксплуатация электрических сетей и подстанций напряжением 110 кВ и ниже;

- АО «Улан-Удэ Энерго» - эксплуатация электрических сетей и подстанций напряжением 35 кВ и ниже в г. Улан-Удэ;

- Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению Трансэнерго ОАО «РЖД» эксплуатация электрических сетей и подстанций;

- ООО «ЭНКОМ» - эксплуатация электрических сетей и подстанций напряжением 110 кВ и ниже.

По схеме и программе развития электроэнергетики Республики Бурятия на 2017-2021 гг. (утверждена постановлением Правительства Республики

Бурятия от 29.04.2016 № 239-р) планируется ввод нового генерирующего оборудования на основе возобновляемых источников энергии (табл. 1.2).

Таблица 1.2 - Предложения по размещению объектов генерации на территории Республики Бурятия

Наименование объекта	Параметры объекта	Источник информации	Срок ввода
АСТ-Бурятская СЭС-9 (Бичурский район)	10 МВт	Проект СиПР ЕЭС на 2016-2022гг	2017г.
АСТ-Бурятская СЭС-6 (Селенгинский район)	15 МВт		2018г.
СЭС Кабанская	15 МВт		
СЭС Тарбагатай	15 МВт		
СЭС Мухоршибирская	15 МВт		

### 1.3 Ожидаемый баланс мощности Республики Бурятия

Прогноз изменения установленной мощности по территории Бурятской энергосистемы в соответствии с данными Схемы развития ЕЭС России и представлен ниже.

Таблица 1.3 - Баланс мощности энергосистемы Республики Бурятия на период до 2021 года.

Показатели	Ед.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>								
Максимум нагрузки	МВт	944,9	959	963	965	966	966	968
Установленная мощность, в том числе	МВт	1333,39	1363,39	1373,39	1433,39	1433,39	1433,39	1433,39
Гусиноозерская ГРЭС	МВт	1130	1160	1160	1160	1160	1160	1160
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	МВт	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77
ТЭП ОАО «Селенгинский ЦКК»	МВт	36	36	36	36	36	36	36
ДЭС	МВт	18,62	18,62	18,62	18,62	18,62	18,62	18,62
ВИЭ	МВт	-	-	10	70	70	70	70
Мощность не участвующая в балансе, в том числе	МВт	3,6	3,6	13,6	73,6	73,6	73,6	73,6
Ограничение У-У ТЭЦ - 1	МВт	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Располагаемая мощность	МВт	1329,79	1329,79	1329,79	1329,79	1329,79	1329,79	1329,79
<b>Избыток(+)/ Дефицит (-) мощности</b>	<b>МВт</b>	<b>384,89</b>	<b>400,79</b>	<b>396,79</b>	<b>394,79</b>	<b>393,79</b>	<b>393,79</b>	<b>391,79</b>



Таблица 1.4 - Прогноз электропотребления крупных потребителей электроэнергии в Республике Бурятия.

№ п/п	Наименование предприятия	Электропотребление, млн. кВт*ч.						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1	ОАО «Бурятзолото»	120	112	112	112	112	112	112
2	ПАО «ТГК-14»	96,98	112,62	112,62	112,62	112,62	112,62	112,62
3	ОАО «Разрез Тугнуйский»	78,45	82,69	81,6	96,56	96,15	93,95	82,75
4	ОАО "Улан- Удэнский авиационный завод"	70,381	70	70	70	70	70	70
5	ЗАО «Система»	56,918	-	-	-	-	-	-
6	Улан-Удэнский ЛВРЗ - филиал ОАО «Желдорреммаш»	55,131	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3
7	ОАО "СЦКК"	137,4	137,4	137,4	137,4	137,4	137,4	137,4
8	ООО "БКС"	31,40	48,3	48,3	48,3	48,3	48,3	48,3
9	ООО "Тугнуйская обогатительная фабрика"	27,42	-	-	-	-	-	-
10	АО «Хиагда»	32,104	51,079	61,496	68,637	75,409	98,906	100,085
11	ООО «Артель старателей Западная»	14,5	16,0	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5
12	МУП "Водоканал" (г. Улан-Удэ)	9,86	52,75	55,43	55,43	55,43	55,43	55,43
13	МУП "Управление трамвая"	8,93	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
14	ОАО "Бурятхлебпром"	8,83	10	10	10	10	10	10
15	АО "Молоко Бурятии"	7	6	6	6	6	6	6
16	ОАО "Байкальская лесная компания"	4,742	5,48	6,32	6,50	6,60	6,70	6,80
17	ОАО "Улан- Удэнское приборостроительно е объединение"	4,87	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
18	ООО "Бурятмяспром"	4,663	5,026	7,026	9,00	9,00	9,00	9,00
19	ЗАО «Кондитерпром»	2,82	-	-	-	-	-	-
20	ОАО "Аэропорт Байкал г. Улан-Удэ"	1,83	2,0	2,2	2,4	2,5	2,6	2,7
21	ООО "Тугнуйское погрузочно-транспортное управление"	1,26	-	-	-	-	-	-
22	ООО «Русэнергосбыт»	1109,9	-	-	-	-	-	-

Таблица 1.5 - Прогноз потребления электроэнергии Республики Бурятия

Показатель	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление (проект Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы ), млн. кВт*ч	5364	5 387	5 383	5 406	5 413	5 428	5 425
Рост, %	-0,80	0,43	-0,07	0,43	0,13	0,28	-0,06

## **2 Схема электрических соединений ГПП 110/6 кВ Машзавод 2**

### **2.1 Существующая схема электрических соединений**

Электроснабжение вертолетного завода осуществляется от ПС-220/110 кВ «Районная» через линейные разъединители по двухцепной ВЛ 110 кВ Районная - Машзавод с отпайкой на ПС Птицефабрика и оборудованию ПС-110/35/6кВ.

Главная понизительная подстанция 110/35/6 кВ (далее ГПП) с установленными силовыми трансформаторами 2x25000 кВА введена в эксплуатацию в 1973г.

ОРУ-110кВ ГПП выполнено по упрощенной схеме без выключателей, с установкой в цепях трансформаторов короткозамыкателей КЗ-110М, отделителей ОДЗ-110/600 и разъединителей РНДЗ-110/600 [1,2].

ОРУ-35кВ ГПП выполнено одинарной 2-х секционной системой шин с масляными выключателями ВМД-35, С-35 и разъединителями РЛНД-35/600. Количество отходящих от ОРУ-35 линий - 2.

ЗРУ-6кВ ГПП выполнено одинарной 4-х секционной системой шин с двумя секционными масляными выключателями. Тип камер - КРУ2-6Э с выкатными выключателями.

Для ограничения токов короткого замыкания на шинах 6кВ установлены групповые сдвоенные реакторы РБСМУ-6 2x1500-8.

Трансформаторы ТДТН-25 МВА 110/35/6 с РПН работают отдельно.

Управление отделителями, вводными и секционными выключателями 6 и 35кВ, трансформаторами 1Т и 2Т осуществляется дистанционно со щитов управления, расположенных в помещении главного распределительного щита (ГРЩ), там же расположены щиты релейной защиты трансформаторов 1Т, 2Т, отходящих линий и шин 35кВ [3,4].

## 2.2 Схема электрических соединений с учетом ввода ПС 110 кВ Машзавод 2

ПС 110 кВ Машзавод 2 с установленными силовыми трансформаторами 2х25000 кВА будет введена в эксплуатацию в 2020 году (рисунок 2.1).

ВЛ-110кВ длиной 0,5 км будут подключены к ВЛ 110 кВ Районная - Машзавод с отпайкой на ПС Птицефабрика I, II цепи на предпоследних опорах.

Нагрузки ЗРУ-6кВ ГПП с 1 и 2 секций шин будут перенесены на секции КРУ-6 кВ ПС 110 кВ Машзавод 2.

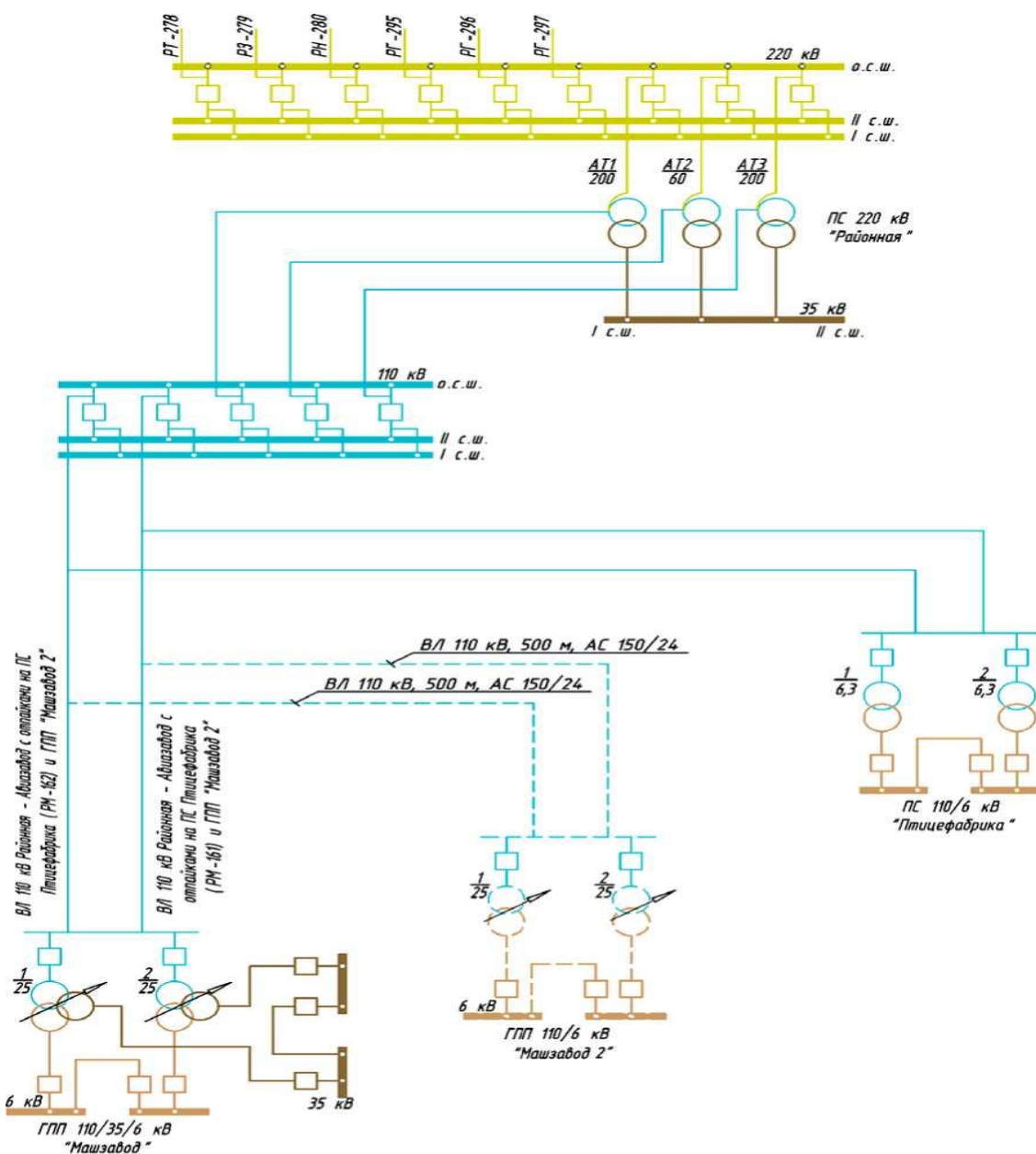


Рисунок 2.1 – Схема присоединения ПС 110 кВ Машзавод 2 к энергосистеме

### **3 Расчеты электрических режимов ГПП 110/6 кВ Машзавод 2**

#### **3.1 Задачи расчета электрических режимов**

Расчеты установившихся режимов выполнены для сети 110 кВ до ввода в работу ПС 110 кВ Машзавод 2, на год ввода и на перспективу 5 лет.

Для определения загрузки оборудования, возможного снижения напряжения ниже минимально допустимых значений и необходимых объемов управляющих воздействий противоаварийной автоматики в районе электрической сети, прилегающей к ПС 110 кВ Машзавод 2, были проведены расчеты нормальных, ремонтных и послеаварийных установившихся режимов при характерном максимальном потреблении района.

Также для определения увеличения напряжения выше максимально допустимых значений были проведены расчеты электрических режимов при характерном минимальном потреблении района [5].

При выполнении электрических расчетов нагрузки на существующих подстанциях были приняты в соответствии с нагрузкой на 1 ч и 7 ч контрольных измерений 15 июня 2016 года, 1 ч и 6 ч контрольных измерений 21 декабря 2016 года; на ПС 110 кВ Машзавод 2 взяты максимальные и минимальные нагрузки контрольных измерений 21 декабря и 15 июня 2016 года.

Нагрузки были скорректированы на перспективу 2018, 2020 и 2025 годов:  
- на существующих подстанциях в соответствии с прогнозом потребления электроэнергии Республики Бурятия (таблица 1.5);

#### **3.2 Расчеты электрических режимов на 2017-2025 гг.**

Были рассмотрены нормальные, ремонтные и послеаварийные установившиеся режимы до ввода в эксплуатацию новой ПС 110 кВ Машзавод 2 (2017 г.).

Таблица 3.1 - Загрузка ВЛ 35-110 кВ и трансформаторов на зимний максимум 2017 г.

Наименование линии	1доп.		1авар. доп		Нормальный режим		Авар. откл. ВЛ 110 кВ РМ-161		Авар. откл. ВЛ 110 кВ РМ-162		Авар. откл. 1Т Машзавод		Авар. откл. 2Т Машзавод		Авар. откл. ВЛ 35 кВ НСБ-3181		Авар. откл. ВЛ 35 кВ АПС-327		Авар. откл. обоих ВЛ 110 кВ РМ-161 и РМ-162, режим авар. брони		Авар. откл. ВЛ 35 кВ НСБ-3181 при ремонте ВЛ 110 кВ РМ-162		Авар. откл. 1Т Машзавод при ремонте ВЛ 110 кВ РМ-162		Авар. откл. 2Т Машзавод при ремонте ВЛ 110 кВ РМ-161			
	А	А	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
ВЛ 110 кВ РМ-161	558	669	103,2	18,5	0	0	185,5	33,2	14	2,5	184,4	33,1	103,2	18,5	102,1	18,3	0	0	219,6	39,4	187,7	33,6	0	0				
ВЛ 110 кВ РМ-162	558	669	81,8	14,7	185,5	33,2	0	0	174,5	31,3	2,6	0,5	115,8	20,8	81,8	14,7	0	0	0	0	0	0	187,7	33,6				
ВЛ 35 кВ АГ-399	558	669	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	101,1	22,5	0	0	134,1	29,8	101,1	22,5	0	0	0	0				
ВЛ 35 кВ НСБ-3181	484	580	101,1	20,9	101,1	20,9	101,1	20,9	101,1	20,9	101,1	20,9	0	0	101,1	20,9	235,6	48,7	0	0	101,1	20,9	101,1	20,9				
ВЛ 35 кВ АПС-327	484	580	26,2	5,4	26,1	5,4	26,1	5,4	25,6	5,3	25,6	5,3	26,2	5,4	0	0	17,2	3,5	26,1	5,4	25,6	5,3	25,6	5,3				
ГПП Машзавод 1Т (ВН)	126	176	90,7	69,1	90,6	69,1	90,6	69,1	0	0	172,2	<b>131</b>	90,7	69,1	89,5	68,2	0	0	90,6	69,1	0	0	172,2	<b>131</b>				
ГПП Машзавод 2Т (ВН)	126	176	79,3	60,4	79,4	60,5	79,4	60,5	172,2	<b>131</b>	0	0	113,3	86,4	79,3	60,4	0	0	113,4	86,4	172,2	<b>131</b>	0	0				
ПС Новая Т-1 (ВН)	50	70	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1
ПС Новая Т-2 (ВН)	50	70	39,6	75,5	39,6	75,5	39,6	75,5	39,6	75,5	39,6	75,5	6	11,4	39,6	75,5	84,7	<b>161,4</b>	6	11,4	39,6	75,5	39,6	75,5	39,6	75,5	39,6	75,5

Таблица 3.2 - Загрузка ВЛ 35-110 кВ и трансформаторов на зимний максимум 2017 г

Наименование линии	1доп.		1авар. доп		Нормальный режим		Авар. откл. ВЛ 110 кВ РМ-161		Авар. откл. ВЛ 110 кВ РМ-162		Авар. откл. 1Т Машзавод		Авар. откл. 2Т Машзавод		Авар. откл. ВЛ 35 кВ НСБ-3181		Авар. откл. ВЛ 35 кВ АПС-327		Авар. откл. ВЛ 110 кВ РМ-161 и РМ-162, режим авар. брони		Авар. откл. ВЛ 35 кВ НСБ-3181 при ремонте ВЛ 110 кВ РМ-162		Авар. откл. 1Т Машзавод при ремонте ВЛ 110 кВ РМ-162		Авар. откл. 2Т Машзавод при ремонте ВЛ 110 кВ РМ-161			
	А	А	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
ВЛ 110 кВ РМ-161	558	669	52,9	9,5	0	0	101,7	18,2	16,8	3	97,9	17,5	52,9	9,5	52,1	9,3	0	0	133,3	23,9	100,7	18,1	0	0				
ВЛ 110 кВ РМ-162	558	669	48,1	8,6	101,7	18,2	0	0	83,3	14,9	2,3	0,4	79,7	14,3	48,1	8,6	0	0	0	0	0	0	100,7	18,1				
ВЛ 35 кВ АГ-399	558	669	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	94,9	21,1	0	0	133,2	29,6	94,9	21,1	0	0	0	0				
ВЛ 35 кВ НСБ-3181	484	580	94,9	19,6	94,9	19,6	94,9	19,6	94,9	19,6	94,9	19,6	0	0	94,9	19,6	228,2	47,2	0	0	94,9	19,6	94,9	19,6				
ВЛ 35 кВ АПС-327	484	580	10,7	2,2	10,6	2,2	10,6	2,2	10,5	2,2	10,5	2,2	10,7	2,2	0	0	17,2	3,6	10,6	2,2	10,5	2,2	10,5	2,2				
ГПП Машзавод 1Т (ВН)	126	176	36,3	27,7	36,3	27,7	36,3	27,7	0	0	81,3	61,9	36,3	27,7	35,5	27	0	0	36,3	27,6	0	0	81,3	61,9				
ГПП Машзавод 2Т (ВН)	126	176	46	35,1	46	35	46	35	81,3	61,9	0	0	77,6	59,2	46	35,1	0	0	77,6	59,2	81,3	61,9	0	0				
ПС Новая Т-1 (ВН)	50	70	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1	0,6	1,1				
ПС Новая Т-2 (ВН)	50	70	37,6	71,6	37,6	71,6	37,6	71,6	37,6	71,6	37,6	71,6	6	11,4	37,6	71,6	82,2	156,6	6	11,4	37,6	71,6	37,6	71,6				

При проведении анализа результатов расчета электрических режимов за период 2017 года была выявлена перегрузка трансформаторов 1Т и 2Т ПС 110 кВ Машзавод при аварийном отключении смежного трансформатора. Максимальная перегрузка составила 131% от номинальной мощности трансформатора при зимнем максимуме нагрузок. Выявленные перегрузки не превышают аварийно-допустимых значений, соответственно дополнительные устройства автоматики не требуются [6].

В режиме аварийной брони, при котором отключаются обе ВЛ 110 кВ РМ-161 и РМ-162, а питание потребителей ПС 110 кВ Машзавод осуществляется по ВЛ 35 кВ АГ-399, наблюдается перегрузка трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Новая в 161,4% от номинальной мощности трансформатора при зимнем максимуме нагрузок, 156,6% при зимнем минимуме нагрузок. Во избежание перегрузки трансформатора на ПС Новая, рекомендуется включать секционный выключатель 35 кВ в режиме аварийной брони ПС 110 кВ Машзавод.

## 4 Выбор мощности трансформатора ГПП 110/6 кВ Машзавод 2

С целью проведения анализа размеров приведенных затрат двух ближайших по мощности трансформаторов примем следующее условие:

$$S_{ном.т2} > S_{ном.т1} > S_{ном.т}$$
$$40 \text{ МВА} > 25 \text{ МВА} > 23 \text{ МВА}$$

### 4.1 Технико-экономический расчёт выбора трансформаторов

#### 4.1.1 Расчет приведенных затрат подстанции с одним трансформатором ТРДН 25000/110/6

Технические параметры ТРДН 25000/110/6:

$$\Delta P_{xx} = 22 \text{ кВт} \quad \Delta P_{кз} = 120 \text{ кВт}$$
$$I_{xx\%} = 0.55\% \quad U_{к\%} = 10.5\%.$$

Потери реактивной мощности ( $Q_{xx}$ ) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном.т} \quad (4.1)$$

$$Q_{xx} = \frac{0.55}{100} \cdot 25000 = 137,5 \text{ кВар}.$$

Потери активной мощности ( $P'_{xx}$ ) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{ин} \cdot Q_{xx} \quad (4.2)$$

$$P'_{xx} = 22 + 0.05 \cdot 137,5 = 29 \text{ кВт}$$

Где:  $K_{ин}$  – коэффициент изменения потерь принимаем 0,05 кВт/кВар.

Потери активной мощности ( $P_{к.в.}$ ) в режиме короткого замыкания обмоток трансформатора при полной загрузке (свыше номинальной мощности режим не рассматривается) [7,8]:



$$P_{K.B.} = P_{K.H2.} = P_{K.H1.} = 0.5 \cdot P_{K.BH-HH} \quad (4.3)$$

$$P_{K.B.} = 0,5 \cdot 120 = 60 \text{ кВА}$$

Произведем расчет напряжения в режиме короткого замыкания обмоток высшего, среднего и низшего классов напряжения следующим образом:

$$U_{KB} = 0,125 \cdot U_{BH-HH} \quad (4.4)$$

$$U_{KB} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\%$$

$$U_{K.HH1} = U_{K.HH2} = 1,75 \cdot U_{BH-HH} \quad (4.5)$$

$$U_{K.HH1} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,37\%$$

Тогда потери реактивной мощности в режиме КЗ по обмоткам каждого класса можно определить, как:

$$Q_{KB} = \frac{U_{KB} \%}{100} \cdot S_{H.T} \quad (4.6)$$

$$Q_{KB} = \frac{1,31}{100} \cdot 25000 = 327,5 \text{ кВар}$$

$$Q_{K.HH1} = Q_{K.HH2} = \frac{U_{K.HH}}{100} \cdot S_{H.T} \quad (4.7)$$

$$Q_{K.HH1} = Q_{K.HH2} = \frac{18,37}{100} \cdot 25000 = 4592,5 \text{ кВар}$$

Приведённые потери активной мощности режима короткого замыкания трансформаторного оборудования:

$$P'_{KB} = P_{KBH} + K_{III} \cdot Q_{KB}, \text{ где } P_{KBH} = 0 \quad (4.8)$$

$$P'_{KB} = 0 + 0,05 \cdot 327,5 = 16,37 \text{ кВт}$$

$$P'_{KH-1} = P'_{KH-2} = P_{K3} + K_{III} \cdot Q_{KH} \quad (4.9)$$

$$P'_{KH} = 2 \cdot 120 + 0,05 \cdot 4592,5 = 289,6 \text{ кВт}$$

$$P'_K = P'_{KH} + P'_{KB} \quad (4.10)$$

$$P'_K = 289,60 + 16,37 = 306 \text{ кВт}$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки высшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зв} = \frac{S_i}{S_{ном.т}} = 0,92$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки низшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зс} = \frac{S_i}{S_{ном.т}} \cdot 0,5 = 0,5 \cdot 0,92 = 0,46$$

Произведем расчет потерь мощности трансформаторного оборудования:

$$P'_m = P_{xx}' + K_{зв}^2 \cdot P'_{к.вн} + K_{з.н}^2 \cdot P'_{к.нн1} + K_{з.н}^2 \cdot P'_{к.нн2} \quad (4.11)$$

$$P'_m = 29 + 0,92^2 \cdot 16,37 + 0,46^2 \cdot 289,60 + 0,46^2 \cdot 289,60 = 165,35 \text{ кВт.}$$

Расчет потерь электрической энергии холостого хода:

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x' \cdot T_i \quad (4.12)$$

Где:  $n_m$  - количество трансформаторного оборудования подстанции, находящегося в параллельной работе.

Суммарные потери в режиме х.х.:

$$\Delta W_{xx} = \Sigma \Delta W_{xx.i}; \quad (4.13)$$

Расчет потерь электрической энергии в режиме к.з.:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_T} \cdot P''_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P''_{к.сн} \cdot K_{зс}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P''_{к.нн} \cdot K_{зн}^2 \cdot T_i; \quad (4.14)$$

Где:  $T_i$  – временной период пребывания некоторой нагрузки  $S_i$ .

Результирующие значения потерь в режиме короткого замыкания вычисляются следующим образом:

$$W_{кз} = \Sigma \Delta W_{кз.i} \quad (4.15)$$

Потери электроэнергии в трансформаторах ПС:

$$\Delta W_{пс} = \Delta W_{xi} + \Delta W_{квi} + \Delta W_{кци} + \Delta W_{кни}. \quad (4.16)$$

Экономическая нагрузка  $S_{э}$ :

$$S_{э.пс} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_K}}; \quad (4.17)$$

$$S_{э.пс} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{29}{306}} = 7,69 \text{ МВА.}$$

Расчётные данные по потерям электроэнергии внесены в табл. 4.1.

Таблица 4.1 - Расчётные данные по потерям электроэнергии

Ступени	$S_{ВНi},$ МВА	$S_{СНi},$ МВА	$S_{ННi},$ МВА	$n_i$	$T_i, \text{ ч}$	$\Delta W_{xi},$ кВт*ч	$k_{з.вi}$	$k_{з.снi}$	$k_{з.ннi}$	$\Delta W_{к.вi},$ кВт*ч	$\Delta W_{к.снi},$ кВт*ч	$\Delta W_{к.ннi},$ кВт*ч
1	24,6	12	12	2	213	9372	0,98	0,49	0,49	6187,16	7465,83	7465,83
2	24,4	12	12	2	426	18744	0,98	0,49	0,49	12173,9	14689,9	14689,9
3	23,4	12	12	2	319,5	14058	0,94	0,47	0,47	8397,38	10132,8	10132,8
4	23,1	12	12	2	517	22748	0,92	0,46	0,46	13242,1	15978,8	15978,8
5	22,3	11	11	2	213	9372	0,89	0,45	0,45	5084,29	6135,05	6135,05
6	20,5	10	10	2	547,5	24090	0,82	0,41	0,41	11044,2	13326,6	13326,6
7	19,7	10	10	2	973,5	42834	0,79	0,39	0,39	18134,7	21882,5	21882,5
8	18,5	9	9	2	213	9372	0,74	0,37	0,37	3499,16	4222,32	4222,32
9	17,7	9	9	2	365	16060	0,71	0,35	0,35	5488,84	6623,2	6623,2
10	16,7	8	8	2	912,5	40150	0,67	0,33	0,33	12215,4	14739,9	14739,9
11	15,3	8	8	2	912	40128	0,61	0,31	0,31	10247,5	12365,3	12365,3
12	13,9	7	7	2	182,5	8030	0,56	0,28	0,28	1692,52	2042,31	2042,31
13	12,5	6	6	2	106,5	4686	0,50	0,25	0,25	798,75	963,825	963,825
14	10,7	5	5	2	289	12716	0,43	0,21	0,21	1588,21	1916,43	1916,43
15	9,7	5	5	2	182,5	8030	0,39	0,19	0,19	824,228	994,569	994,569
16	9,1	5	5	2	213	9372	0,36	0,18	0,18	846,649	1021,62	1021,62
17	8,5	4	4	2	152	6688	0,34	0,17	0,17	527,136	636,077	636,077
18	7	4	4	1	654	14388	0,28	0,14	0,14	3076,42	3712,21	3712,21
19	4,5	2	2	1	228	5016	0,18	0,09	0,09	443,232	534,833	534,833
20	4,1	2	2	1	608,5	13387	0,16	0,08	0,08	981,973	1184,91	1184,91
21	3,4	2	2	1	152	3344	0,14	0,07	0,07	168,684	203,545	203,545
22	2,6	1	1	1	380	8360	0,10	0,05	0,05	246,605	297,57	297,57
Итого потери по ТП:					8760	340945				116909	141070	141070
												739994,26

Произведем оценку потерь электрической энергии трансформаторе ТРДН 25000/110/6, имея расчётные данные:

$$\begin{aligned}\Delta W_{nc} &= 0,740 \text{ МВт}\cdot\text{ч} \\ \Sigma \Delta W_{xx} &= 0,341 \text{ МВт}\cdot\text{ч} \\ \Sigma \Delta W_{кз} &= 0,399 \text{ МВт}\cdot\text{ч}\end{aligned}$$

Ценовая стоимость потерь электрической энергии трансформаторе ТРДН 25000/110/6:

$$\begin{aligned}I_{\Delta W_{nc}} &= C_{эx} T_x \Delta W_{xx} + C_{эк}(t) \Delta W_{кз} \\ I_{\Delta W_{nc}} &= 0,012 \cdot 341 \cdot 10^3 + 0,013 \cdot 399 \cdot 10^3 = 9,28 \cdot 10^3 \text{ руб.},\end{aligned}\tag{4.18}$$

Где:  $C_{эx} T_x = 0,012 \text{ руб} / \text{кВт}\cdot\text{ч}$  – стоимость 1 кВт·ч потерь;  
 $C_{эк}(t) = 0,013 \text{ руб} / \text{кВт}\cdot\text{ч}$  – стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь электроэнергии трансформаторов.

Приведённые затраты:

$$\begin{aligned}Z_{np} &= E_n \cdot K + I = E_n \cdot K_1 + I_{э} + I_{wnc} \\ Z_{np} &= 0,15 \cdot 30 \cdot 10^6 + 2,82 \cdot 10^6 + 9,28 \cdot 10^6 = 16,60 \cdot 10^6 \text{ руб.},\end{aligned}\tag{4.19}$$

Где:  $E_n=0,15$  – коэффициент эффективности функционирования;  
 $K$  – капитальные затраты на оборудование ПС, руб

$$\begin{aligned}K_1 &= 1 \cdot K = 2 \cdot 15\,000\,000 = 30\,000\,000 \text{ руб}; \\ I_{э} &= K \cdot P_{сум} \text{ – ежегодные эксплуатационные издержки, руб}; \\ I_{э} &= P_{сум} \cdot K_1 \\ I_{э} &= 0,094 \cdot 30\,000\,000 = 2\,820\,000 \text{ руб};\end{aligned}\tag{4.20}$$

$P_{сум} = 0,094$  - амортизационный коэффициент

#### 4.1.2 Расчет приведенных затрат подстанции с одним трансформатором ТРДН 40000/110/6

Технические параметры ТРДН 40000/110/6:

$$\Delta P_{XX} = 42 \text{ кВт} \quad \Delta P_{K3} = 175 \text{ кВт}$$

$$I_{XX\%} = 0,7\% \quad U_{K\%} = 10,5\%.$$

Потери реактивной мощности ( $Q_{xx}$ ) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$Q_{xx} = \frac{0,7}{100} \cdot 40000 = 280 \text{ кВар}.$$

Потери активной мощности ( $P'_{xx}$ ) трансформаторного оборудования на холостом ходу:

$$P'_{xx} = 42 + 0,05 \cdot 280 = 56 \text{ кВт}$$

Где:  $K_{ин}$  – коэффициент изменения потерь принимаем 0,05 кВт/кВар.

Потери активной мощности ( $P_{K.B.}$ ) в режиме короткого замыкания обмоток трансформатора при полной загрузке (свыше номинальной мощности режим не рассматривается):

$$P_{K.B.} = 0,5 \cdot 175 = 87,5 \text{ кВт}$$

Произведем расчет напряжения в режиме короткого замыкания обмоток высшего, среднего и низшего классов напряжения следующим образом:

$$U_{KB} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\%$$

$$U_{K.HH1} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,37\%$$

Тогда потери реактивной мощности в режиме кз по обмоткам каждого класса можно определить, как:

$$Q_{KB} = \frac{1,31}{100} \cdot 40000 = 524 \text{ кВар}$$

$$Q_{К.НН1} = Q_{К.НН2} = \frac{18,37}{100} \cdot 40000 = 7348 \text{ кВар}$$

Приведённые потери активной мощности режима короткого замыкания трансформаторного оборудования:

$$P'_{KB} = 0 + 0,05 \cdot 524 = 26 \text{ кВт}$$

$$P'_{KH} = 2 \cdot 175 + 0,05 \cdot 7348 = 717 \text{ кВт}$$

$$P'_K = 717 + 26 = 743 \text{ кВт}$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки высшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зв} = \frac{S_i}{S_{НОМ.Т}} = 0,57$$

Произведем расчет коэффициента загрузки обмотки низшего напряжения трансформаторного оборудования:

$$K_{зс} = \frac{S_i}{S_{НОМ.Т}} \cdot 0,5 = 0,29$$

Произведем расчет потерь мощности трансформаторного оборудования:

$$P'_m = 56 + 0,57^2 \cdot 26 + 0,29^2 \cdot 717 + 0,29^2 \cdot 717 = 185 \text{ кВт.}$$

Экономическая нагрузка  $S_{э,}$ :

$$S_{э.пс} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{56}{743}} = 10,98 \text{ МВА.}$$

Расчётные данные по потерям электроэнергии внесены в табл. 4.2.

Таблица 4.2- Расчётные данные по потерям электроэнергии

Ступени	$S_{ВНi},$ МВА	$S_{СНi},$ МВА	$S_{ННi},$ МВА	$n_i$	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ кВт*ч	$k_{з.вi}$	$k_{з.снi}$	$k_{з.ннi}$	$\Delta W_{к.вi},$ кВт*ч	$\Delta W_{к.снi},$ кВт*ч	$\Delta W_{к.ннi},$ кВт*ч
1	24,6	12	12	2	213	17892	0,62	0,31	0,31	3524,58	7220,36	7220,36
2	24,4	12	12	2	426	35784	0,61	0,31	0,31	6935,01	14206,9	14206,9
3	23,4	12	12	2	319,5	26838	0,59	0,29	0,29	4783,66	9799,68	9799,68
4	23,1	12	12	2	517	43428	0,58	0,29	0,29	7543,49	15453,4	15453,4
5	22,3	11	11	2	213	17892	0,56	0,28	0,28	2896,33	5933,33	5933,33
6	20,5	10	10	2	547,5	45990	0,51	0,26	0,26	6291,44	12888,5	12888,5
7	19,7	10	10	2	973,5	81774	0,49	0,25	0,25	10330,6	21163	21163
8	18,5	9	9	2	213	17892	0,46	0,23	0,23	1993,34	4083,5	4083,5
9	17,7	9	9	2	365	30660	0,44	0,22	0,22	3126,78	6405,43	6405,43
10	16,7	8	8	2	912,5	76650	0,42	0,21	0,21	6958,63	14255,3	14255,3
11	15,3	8	8	2	912	76608	0,38	0,19	0,19	5837,62	11958,8	11958,8
12	13,9	7	7	2	182,5	15330	0,35	0,17	0,17	964,163	1975,16	1975,16
13	12,5	6	6	2	106,5	8946	0,31	0,16	0,16	455,017	932,135	932,135
14	10,7	5	5	1	289	12138	0,27	0,13	0,13	1809,48	3706,85	3706,85
15	9,7	5	5	1	182,5	7665	0,24	0,12	0,12	939,062	1923,74	1923,74
16	9,1	5	5	1	213	8946	0,23	0,11	0,11	964,607	1976,07	1976,07
17	8,5	4	4	1	152	6384	0,21	0,11	0,11	600,578	1230,33	1230,33
18	7	4	4	1	654	27468	0,18	0,09	0,09	1752,52	3590,15	3590,15
19	4,5	2	2	1	228	9576	0,11	0,06	0,06	252,492	517,248	517,248
20	4,1	2	2	1	608,5	25557	0,10	0,05	0,05	559,392	1145,95	1145,95
21	3,4	2	2	1	152	6384	0,09	0,04	0,04	96,0925	196,852	196,852
22	2,6	1	1	1	380	15960	0,07	0,03	0,03	140,481	287,786	287,786
Итого потери по ТП:					8760	615762				68755,4	140850	140850
												966218,07



Произведем оценку потерь электрической энергии трансформаторе ТРДН 40000/110/6, имея расчётные данные:

$$\Delta W_{\text{пс}} = 0,966 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{\text{хх}} = 0,616 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{\text{кз}} = 0,350 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Ценовая стоимость потерь электрической энергии трансформаторе ТРДН 40000/110/6:

$$I_{\Delta W_{\text{пс}}} = 0,012 \cdot 616 \cdot 10^3 + 0,013 \cdot 350 \cdot 10^3 = 11,94 \cdot 10^3 \text{ руб.},$$

Приведённые затраты:

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 40 \cdot 10^6 + 3,76 \cdot 10^6 + 11,94 \cdot 10^6 = 21,70 \cdot 10^6 \text{ руб.},$$

$$K_1 = 1 \cdot K = 2 \cdot 20\,000\,000 = 40\,000\,000 \text{ руб.};$$

$$I_{\text{э}} = 0,094 \cdot 40\,000\,000 = 3\,760\,000 \text{ руб.};$$

Принимаем к установке трансформатор ТРДН 25000/110/6 на основании меньших затрат.

## **5 Выбор схемы электроснабжения и основного электротехнического оборудования ГПП 110/6 кВ Машзавод 2**

### **5.1 Схема электроснабжения ПС**

Схемы электрических соединений разработаны с учетом технических требований к подстанциям нового поколения и в соответствии с:

- СТ0-56947007-29.240.30.010-2008 (Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения)

- «Нормами технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» и «Типовыми принципиальными схемами электрических распределительных устройств 6-750 кВ подстанций» [9].

Принимаются следующие принципиальные схемы распределительных устройств:

- На стороне 110 кВ принята схема «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема 110-4Н);

- На стороне 6 кВ принята схема «две секционированных выключателями системы шин» в исполнение ЗРУ-6 кВ; Данный тип схемы применяется для РУ с большим числом отходящих линий, а так же схем собственных нужд подстанций [10].

### **5.2 Распределительное устройство 110 кВ**

Применение ОРУ-110 открытого типа обусловлено небольшим количеством вредных атмосферных и климатических воздействий на оборудование со стороны завода.

На территории ОРУ-110 кВ размещаются:

- 2 линейных компактных модуля
- 1 модуль ремонтной перемычки

- жесткая ошиновка

- 2 силовых трансформатора 110 кВ

Подключение ошиновки ОРУ-110 кВ к вводам трансформаторов выполняется проводом АС-150/24.

Основное электротехническое оборудование 110 кВ устанавливаемое при проведении реконструкции сведено в табл. 5.1.

Таблица 5.1 – Оборудование 110 кВ, принятое к установке

№	Оборудование	Тип
1	Высокочастотный оградитель	ВЗ-400-0,5 У1
2	Разъединитель трехполюсный с двумя ножами	РГ-110/1000 УХЛ1
3	Разъединитель трехполюсный с одним ножом	РГ-110/1000 УХЛ1
4	Трансформатор напряжения емкостной	НДЕ-М-110 У1
5	Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1
6	Выключатель элегазовый	ВГТ-110 II
7	Ограничитель перенапряжения	ОПН-П1-110/77/10/2Ш УХЛ1

### 5.3 Распределительное устройство 6 кВ

РУ 6кВ предназначено для приема и распределения электрической энергии собственных нужд ГПП 110/6 кВ «Машзавод 2». РУ-6 кВ закрытого типа (ЗРУ) выполнено на базе ячеек КРУ 6кВ с вакуумными выключателями по схеме «Две секционированные выключателями системы шин». ЗРУ-6 кВ расположено в южной части ГПП и имеет размеры 26560х6900 мм. Высота потолков в помещении ЗРУ-6 кВ составляет 3040 мм от уровня пола. Для доступа обслуживающего персонала в помещение ЗРУ-6 кВ предусмотрено два входа- в основной коридор здания ЗРУ.

В помещении ЗРУ - 6 кВ устанавливаются:

- 64 ячейки КРУ-СЭЩ-59 с номинальным током сборных шин 2500 А. В состав КРУ 6 кВ с вакуумными выключателями входят:

- ячейка ввода - 4шт.;

- ячейка секционного выключателя - 4шт.;
- линейные ячейки (ТСН - 2шт)- 2шт.;
- ячейки трансформаторов напряжения - 4шт.;
- резерв- 7шт.;

В части электрической прочности изоляции КРУ 6 кВ должны удовлетворять: ГОСТ1516.3, а в остальном ГОСТ 14693 (МЭК 62271-100 и 62271-200), и иметь степени защиты IP 4X для оболочки и IP 2X для перегородок, в соответствии с ГОСТ14254 (МЭК 60529). КРУ 6 кВ предназначены для нормальных рабочих условий коммутационных аппаратов и распределительных устройств внутренней установки согласно ГОСТ 14693.

С целью обеспечения безопасности при возникновении электрической дуги внутренний объем ячейки должен быть разделен на функциональные изолированные отсеки несгораемыми металлическими перегородками, которые должны надёжно локализовать дугу в пределах одного отсека [11,12,13,14].

Отсеки должны иметь каналы, для организации направленного выброса газов вверх, это обеспечивает безопасность обслуживающего персонала. В качестве дуговой защиты в базовом исполнении должны применяться концевые выключатели и клапаны сброса избыточного давления.

Ячейки должны оснащаться системой механических и электромагнитных блокировок, предотвращающих ошибочные и некорректные действия обслуживающего персонала. Для защиты персонала от выбросов продуктов горения дуги в коридор обслуживания двери отсеков ВЭ и присоединений должны оснащаться дополнительными защитными металлическими экранами, устанавливаемыми с внутренней стороны ячейки. Ячейки КРУ-6 кВ выполняются двустороннего обслуживания.

Основное электротехническое оборудование 110 кВ устанавливаемое при проведении реконструкции сведено в табл. 5.2.

Таблица 5.2 – Оборудование 6 кВ, принятое к установке

№	Оборудование	Тип
<b>6 кВ</b>		
1	Токоограничивающий реактор	РТСТ-6-1600-0,35 УЗ
	Ячейка КРУ в составе:	КРУ-СЭЩ-59
2	Ограничитель перенапряжения	ОПН-П1-10/11,5/10 УХЛ1
3	Ограничитель перенапряжения	ОПН-П-6 УХЛ2
4	Трансформатор напряжения	НАМИТ 10-2
5	Трансформатор тока	ТОЛ-10
6	Вакуумный выключатель	ВВУ-СЭЩ-П(Э) 3-10-20(31,5)
7	Предохранитель токовый	ПКТ 101-6 (2/20)
8	Предохранитель напряженческий	ПКН-001-10 УЗ

## **6 Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования**

На ГПП 110/6 кВ с диспетчерским наименованием «Машзавод 2» осуществляется преобразование и распределение электроэнергии по понижающим ТП питающих потребителей АО «У-УАЗ»:

Участок, отведенный под новое строительство ГПП 110/6 кВ «Машзавод 2» расположен на территории завода АО «У-УАЗ», расположенном вблизи города Улан-Удэ, республика Бурятия.

Схема присоединения ГПП 110/6 кВ «Машзавод 2» к ЕНЭС:

- на стороне 110 кВ ГПП «Машзавод 2» присоединена к двум одноцепным ВЛ-110 кВ с питанием от ПС «Районная», схема присоединения подстанции к энергосистеме является «тупиковой»;

Общая площадь, занимаемая проектируемой подстанцией, составляет 65000х45000 мм.

В соответствие с техническим заданием и согласованного варианта компоновки ГПП на подстанции выполнены следующие типы РУ:

- распределительное устройство 110 кВ выполнено в открытом исполнении по типовой схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» На подстанции устанавливаются два силовых трансформатора Т-1 и Т-2 мощность 25000 кВА каждый, с номинальным напряжением 110/6 кВ, с устройством РПН [15].

Силовые трансформаторы, в соответствии с ПУЭ 4.2.69, оборудованы маслоприемниками размерами и маслоотводами. По маслоотводам масло и вода из маслоприемников поступают в подземный маслоборник объемом 56.5м<sup>3</sup>, расположенный в южной части площадки ОРУ-110кВ. Заземлитель нейтрали трансформатора типа ЗОН-110 служит для создания искусственного заземления нейтрали обмотки силового трансформатора, чтобы защитить нейтраль трансформатора, которая имеет в отличии от основных вводов

облегченную изоляцию, от коммутационных перенапряжений, возникающих при оперативных переключениях. ЗОН-110 должен быть включен перед началом оперативных переключений и отключен после их завершения.

Ограничители перенапряжений ОПН-110 установлены пофазно на ошиновке 110 кВ между отделителем и трансформатором и служат для защиты основного оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Ограничитель перенапряжений ОПН-110 установлен в нейтрали силового трансформатора (параллельно ЗОН-110 кВ) и предназначен для защиты от перенапряжений в нейтрали при грозах и несимметричных коротких замыканиях в сети 110 кВ [17,18].

Заходы ВЛ 110 кВ Районная - Машзавод с отпайкой на ПС Птицефабрика I цепь (РМ- 161) и ВЛ 110 кВ Районная - Машзавод с отпайкой на ПС Птицефабрика II цепь (РМ-162) выполнены с двухцепной опоры, сталеалюминевым проводом марки АС 150/24.

Для крепления проводов заходов ВЛ 110 кВ и ошиновки ОРУ-110 кВ применяются одноцепные гирлянды изоляторов ПСВ120Б.

Ошиновка ОРУ-110 кВ частично выполнена жесткой в местах ЛР-ТН-ЛР и между разъединителями ремонтной перемычки и ячейками трансформаторов. В остальных частях мест ОРУ-110 кВ ошиновка выполнена проводом АС 150/24. Соединение гибкой ошиновки ОРУ-110 кВ с оборудованием, выполнить прессуемыми аппаратными зажимами типа А4А.

Соединение оборудования 110 кВ выполняется с помощью жесткой ошиновки.

От трансформаторов Т-1 и Т-2 до токоограничивающих реакторов 6 кВ выполнена шинная связь (жесткая ошиновка) - 3 шины АТ 100х10 на фазу, на опорных изоляторах с шинодержателями. Возле вводов 6 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2 устанавливаются ограничители перенапряжений ОПН 6 кВ.

От токоограничивающих реакторов 6 кВ проектом предусмотрена жесткая ошиновка (АТ 100х10) на опорных изоляторах с шинодержателями для подключения её к проходным изоляторам здания ЗРУ 6 кВ. ЗРУ 6 кВ

располагается в южной части подстанции.

Трассы кабельных лотков прокладываются на бетонных брусках по спланированной территории так, чтобы не препятствовать стоку ливневых вод. В местах пересечения кабельных трасс с автодорогой устроены переезды через лотки при помощи железобетонных блоков БДЛ, с учетом нагрузки от проходящего транспорта, с сохранением расположения лотков на одном уровне. При применении кабельных лотков не допускается прокладка кабелей под дорогами и переездами в трубах, каналах и траншеях, расположенных ниже лотков. Выход кабелей из лотков к шкафам управления и защиты предусмотрены в металлических коробах, не заглубляемых в землю. Силовые и контрольные кабели раскладываются в разных лотках. Взаиморезервирующие кабельные линии прокладываются разными маршрутами, исключая возможность одновременного выхода из строя данных кабелей. Проход кабелей через стену зданий выполнен через уплотняющие устройства, предотвращающие попадание внутрь пыли, влаги посторонних предметов. Кабельные сооружения и конструкции, на которых укладываются кабели, предусмотрены из негорючих материалов. При проходе кабелей через строительные конструкции зданий предусматриваются противопожарные уплотнения с пределом огнестойкости 0,75 часа [19].

Площадка ГПП 110/6 кВ «Машзавод 2» огорожена по периметру металлическим ограждением из профлиста высотой 2,5 м.

Для въезда на территорию подстанции предусмотрены раздвижные ворота с калиткой для проезда автотранспорта и прохода обслуживающего персонала.

Проектируемое одноэтажное модульное здание ОПУ служит для временного размещения персонала и для размещения оборудования. Размеры здания в осях составляет 20360х6750 мм. В здании предусмотрены следующие основные помещения:

- аккумуляторная;
- помещение панелей РЗА;



- кислотная;
- помещение связи;
- туалет;
- тамбур, 2 шт.;
- венткамера.

Щит собственных нужд предназначен для приёма и распределения электрической энергии переменного тока от трансформаторов собственных нужд (ТСН). Щит обеспечивает питанием потребителей электрической энергии переменного тока на подстанции - зарядных устройств аккумуляторной батареи, цепей освещения и обогрева зданий ГПП, и сооружений, управления приводами РПН силовых трансформаторов, а также других вспомогательных потребителей.

По способу установки щит является стационарным и предназначен для эксплуатации внутри помещений, при отсутствии вибраций и ударов, на высоте над уровнем моря не более 1000 метров (без снижения номинального тока). Рабочее положение щита вертикальное. Место установки щита защищено от прямого воздействия солнечной радиации.

Щит обеспечивает выполнение следующих функций:

- ввод электроэнергии с необходимым уровнем напряжения и мощности;
- распределение электроэнергии между потребителями;
- селективную защиту вводов ТСН и отходящих линий от токов перегрузки и короткого замыкания;
- автоматическое включение питания другой секции при отключении ТСН своей секции,
- непрерывный автоматический контроль напряжения на шинах с формированием сигнала об отклонении напряжения от номинального значения;
- формирование обобщённого аварийного сигнала при срабатывании защит (отключение автоматов);
- сигнализацию положения и управление вводными и секционным

автоматическими выключателями;

- измерение основных параметров и учет электроэнергии по вводам ТСН.

Для прокладки кабельных трасс в здании ОПУ предусматривается фальшпол. Щит ЩСН состоит из 5 панелей:

- шкаф ввода - 2 шт;
- шкаф секционного выключателя -1 шт.;
- шкаф распределительный - 2 шт;

Вводные и секционные автоматические выключатели съемного исполнения. Все контрольно измерительные цепи выполнены на лицевой стороне шкафов, силовые цепи с задней стороны, что обеспечивает улучшенную безопасность при техническом обслуживании щитов. Органы управления и индикации вынесены на дверь.

Для питания потребителей постоянным током напряжением  $=220\text{В}$  предусмотрен щит постоянного тока (ЩПТ). Щит обеспечивает бесперебойное питание оперативных цепей управления, релейной защиты, автоматики и сигнализации, электромагнитов коммутационных аппаратов.

Щит ЩПТ состоит из 5 панелей, а так же 2 зарядно подзарядных устройств.

Для установки аккумуляторных батарей в помещении аккумуляторной устанавливается четыре двухрядных ступенчатых стеллажа. Для установки на стеллажи принимаем аккумуляторы Stark производства Тангстоун (г. Рязань) со следующими номинальными данными:

- номинальное напряжение элемента - 2,3 В/эл;
- количество элементов -104
- номинальное напряжение в режиме постоянного подзаряда - 2,23 В на элемент при температуре окружающей среды  $20^{\circ}\text{C}$ ;
- срок службы батареи - не менее 25 лет;

Все оборудование, устанавливаемое на подстанции, должно быть устойчивым к действию токов короткого замыкания и обладать достаточной

пропускной способностью к максимальным рабочим токам.

Расчёт тока к.з. произведен в максимальном режиме исходя из значений токов К.З. на шинах 110 кВ на «ПС Районная».

Таблица 6.1 - Расчёт тока к.з. произведен в максимальном режиме

Наименование узла	Uном, кВ	$I^{(к1)}$ , А	$I^{(к3)}$ , А	$I^{(уд)}$ , А
Машзавод 2	Шины 110 кВ Т1	5933,1	7311,1	14074,3
	Шины 110 кВ Т2	5928	7323,1	14047,5
	Шины 6 кВ Т1 до реактора	-	20273,1	48861,9
	Шины 6 кВ Т2 до реактора	-	20209,3	48675,6
	Шины 6 кВ 1, 3 секция	-	6789,5	16854
	Шины 6 кВ 2, 4 секция	-	6763,6	16781,7

Мероприятия по снижению токов короткого замыкания выполнены путём установки сдвоенных токоограничивающих реакторов с сопротивлением 0,35 Ом.

Для защиты оборудования и изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений предусмотрены ограничители перенапряжения 110 кВ и 6 кВ.

## 7 Расчет токов короткого замыкания ГПП 110/6 кВ Машзавод 2

Для определения требований к вновь устанавливаемой коммутационной аппаратуре и проверки соответствия установленной аппаратуры ожидаемым токам к.з. на шинах существующей ПС 110 кВ Машзавод и новой ПС 110 кВ Машзавод 2 был произведен расчет токов к.з [20]. При расчете токов короткого замыкания были рассмотрены максимальный и минимальный режимы. Расчеты токов к.з. выполнялись в программном комплексе PSS®E на базе расчетной модели, подготовленной для расчета установившихся режимов на момент ввода ПС 110 кВ Машзавод 2. Все токи и сопротивления приведены к своим уровням напряжений.

Результаты расчетов представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Результаты расчетов токов короткого замыкания

Место КЗ	Нормальный режим					
	Макс			Мин		
	1 ф, А	3 ф, А	уд, А	1 ф, А	3 ф, А	уд, А
ГИЛ Машзавод 1Т ОРУ-110 кВ	6203.4	7487.9	14440.7	3797.7	3584.9	7992.1
ГИЛ Машзавод 2Т ОРУ-110 кВ	6198.9	7501.3	14413.9	3801	3595.7	7975.2
ГПП Машзавод с1 ОРУ-35 кВ	-	3210.2	7904.1	-	2770.9	6868.9
ПП Машзавод с2 ОРУ-35 кВ	-	3213.3	7301.2	-	2782.7	6311.1
ГПП Машзавод 1Т ЗРУ-6 кВ до реактора	-	11808.8	30509.1	-	10734.8	27738.8
ГПП Машзавод 2Т ЗРУ-6 кВ до реактора	-	11853.6	26910.2	-	10814.7	24334.6
ГПП Машзавод с1 ЗРУ-6 кВ	-	7471.4	19505.4	-	7026.6	18334.7
ГПП Машзавод с2 ЗРУ-6 кВ	-	7471.2	19504.8	-	7026.3	18333.8
ГПП Машзавод с3 ЗРУ-6 кВ	-	7481	16317.1	-	7063.8	15259.5
ГПП Машзавод с4 ЗРУ-6 кВ	-	7481	16317.1	-	7063.8	15259.5
ГПП «Машзавод 2» 110 кВ Т-1	5933.1	7311.1	14074.3	3696.3	3545	7878.8
ГПП «Машзавод 2» 110 кВ Т-2	5928	7323.1	14047.5	3699.3	3555.3	7861.9
ГПП «Машзавод 2» Т-1 КРУ-6 кВ до реактора (0,35 Ом)	-	20273.1	48861.9	-	17453.4	42165.1
ГПП «Машзавод 2» Т-2 КРУ-6 кВ до реактора (0,35 Ом)	-	20209.3	48675.6	-	17416	42014.3
ГПП «Машзавод 2» с1, с3 КРУ-6 кВ	-	6789.5	16854.0	-	6444.5	15949.0
ГПП «Машзавод 2» с2, с4 КРУ-6 кВ	-	6763.6	16781.7	-	6422.6	15882.8



## **8 Собственные нужды ГПП 110/6 кВ Машзавод 2**

### **8.1 Главная схема**

Проектируемая ГПП 110/6 кВ «Машзавод 2» предназначена для электроснабжения ТП питающих потребителей АО «У-УАЗ». В соответствии с протоколом №68 от 18.04.2017 на ГПП 110/6 кВ «Машзавод 2» устанавливаются два силовых трансформатора мощностью 25 МВА каждый. Для проектируемой подстанции ГПП 110/6 кВ «Машзавод 2» принимается II категория электроснабжения, так как перерыв в электроснабжении потребителей 6 кВ не может повлечь за собой опасность для жизни людей, но приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта.

На проектируемой подстанции для потребителей 6 кВ принято 4 секции.

### **8.2 Собственные нужды**

Основными потребителями собственных нужд на ГПП 110/6 кВ «Машзавод 2» являются:

- электроприводы РПН Т-1(2);
- устройства зарядно-подзарядные;
- обогрев шкафов наружной установки;
- электроприводы разъединителей 110 кВ;
- отопление ЗРУ-6 кВ;
- освещение ЗРУ-6 кВ;
- отопление ОПУ;
- освещение ОПУ;
- аварийное освещение и управление ЩПТ;
- кондиционирование ОПУ;
- вентиляция ОПУ;

- вентиляция аккумуляторной;
- питание РЗА;
- питание АСУ ТП;
- питание АИИС КУЭ;
- питание средств связи;
- питание АРМ;
- наружное освещение;
- охранное освещение;
- пожарно-охранная сигнализация;
- сварочные посты;
- хозяйственные нужды.

Для питания нагрузок собственных нужд на ГПП 110/6 кВ «Машзавод 2» предусмотрена установка двух трансформаторов собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 типа ТМГ 400 У1 мощностью 400 кВА каждый. Трансформаторы подключаются к I и 4 секциям ЗРУ-6 кВ через вакуумные выключатели.

Для распределение нагрузок собственных нужд предусматривается двухсекционный распределительный щит ~380/220В, состоящий из 2-х панелей, с устройством АВР на напряжении 0,4 кВ.

## **9 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии на ГПП 110/6 кВ Машзавод 2**

### **9.1 Требования к надежности электроснабжения**

На ГПП 110/6 кВ «Машзавод 2» предусмотрена установка двух силовых трансформаторов типа ТДРДН 25 МВА, получающих питание по одной двухцепной опоре ВЛ 110 кВ Районная - Машзавод с отпайкой на ПС Птицефабрика I цепь (РМ-161) и ВЛ 110 кВ Районная - Машзавод с отпайкой на ПС Птицефабрика II цепь (РМ-162). Источником питания ГПП 110/6 кВ «Машзавод 2» являются шины ПС 220 кВ Районная.

Потребители собственных нужд 0,38/0,22 кВ на ГПП 110/6 кВ «Машзавод 2» относятся к потребителям первой и второй категории. Питание потребителей собственных нужд организовано от двух секции щита собственных нужд, через автоматический выключатель. Для каждого потребителя предусмотрен рабочий и резервный ввод. Для резервирования питания секций на щите собственных нужд предусмотрено АВР.

Повышение надежности систем управления и повышение на этой основе надежности электроснабжения потребителей за счет использования возможностей микропроцессорной техники с расширенными функциональными возможностями систем управления.

Все потребители постоянного тока на подстанции относятся к первой категории. Надежность электроснабжения потребителей постоянного тока обеспечивается установкой двух подзарядных устройств, взаимно резервирующих друг друга. В качестве дополнительного

источника постоянного тока применяется герметичная необслуживаемая аккумуляторная батарея емкостью 200 А/ч.



## 9.2 Требования к качеству электроэнергии

В ГОСТ 32144-2013 определены следующие нормы качества электрической энергии:

- отклонение напряжения
- колебания напряжения
- несинусоидальность напряжения
- несимметрия напряжений
- отклонение частоты
- провал напряжения
- импульс напряжения
- временное перенапряжение

Для обеспечения требуемого качества электрической энергии электроприемников 6 кВ в рамках данного проекта предусмотрены следующие мероприятия:

- применение силовых трансформаторов с автоматическим регулированием напряжения под нагрузкой, которое обеспечивает поддержание требуемого уровня напряжения на шинах 110 кВ, а также шкафов микропроцессорных защит и управления трансформаторами. Регулирование осуществляется устройством АРКТ путем воздействия на привод РПН силового трансформатора.

- устройства схем АВР, обеспечивающие электроснабжение потребителей 6 и 0,4 кВ при провалах и исчезновении напряжения на питающей этих потребителей секциях.

- во избежание несимметрии напряжения, нагрузка питаемая от проектируемой подстанции распределяется симметрично по фазам.

За счет использования возможностей микропроцессорной техники с расширенными функциональными возможностями систем управления происходит повышение надежности систем управления трансформаторами ГПП 110/6 кВ «Машзавод 2» и надежности электроснабжения потребителей.

## **10 Решения по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах на ГПП 110/6 кВ Машзавод 2**

Проектируемая ГПП 110/6 кВ «Машзавод 2» предназначена для электроснабжения ТП питающих потребителей АО «У-УАЗ».

Рассмотрим нормальный и аварийный режимы работы применяемой на ГПП 110/6 кВ «Машзавод 2» схемы: «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» 110-4Н на стороне 110 кВ.

Нормально оба выключателя 110 кВ включены, т.е. два трансформатора Т-1 и Т-2 находятся в работе. Питание сборных шин 1, 3 секции КРУ-6 кВ выполняется от трансформатора Т-1. Питание сборных шин 2, 4 секции КРУ-6 кВ выполняется от трансформатора Т-2.

При коротком замыкании на ВЛ 110 кВ Районная - Машзавод с отпайкой на ПС Птицефабрика I цепь (РМ-161) отключается выключатель 110 кВ трансформатора Т-1. Питание сборных шин 1 и 3 секции КРУ-6 кВ и электроснабжение потребителей 6 кВ осуществляется через шинный секционныe выключатели ШСВ 6 от 2 и 4 секции КРУ-6 кВ. В этом режиме происходит увеличение загрузки линии ВЛ 110 кВ Районная - Машзавод с отпайкой на ПС Птицефабрика II цепь (РМ-162). Суммарная нагрузка от потребителей не превысит мощности трансформатора Т-2 и не вызовет его перегрузку.

Восстановление схемы электроснабжения осуществляется автоматически или вручную персоналом оперативно-выездных бригад.

Питание потребителей по стороне 6 кВ осуществляется по II категории электроснабжения. Подключение потребителей 6 кВ предусмотрено к четырём секциям 6 кВ, с взаимно - резервированием 1, 3 и 2, 4 с.ш. В случае потери напряжения одного из трансформаторов Т1(Т2) работа секций осуществляется через АВР-6 кВ включением СВ-6 кВ. При коротком замыкании на секции 6 кВ работа АВР блокируется.

## **11 Решения по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения ГПП 110/6 кВ Машзавод 2**

### **11.1 Компенсация ёмкостных токов сети 6 кВ**

Расчет мощности дугогасительных реакторов произведен согласно РД 34.20.179 «Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ».

Результаты расчета приведены в таблице 11.1.

Таблице 11.1- Результаты расчетных параметров

<b>№</b>	<b>Расчётный параметр</b>	<b>Значение</b>
1	Номинальное напряжение сети, кВ	6
2	Количество отходящих кабельных линий от двух секции РУ 6 кВ (в случае когда питание 2 секций осуществляется от одного трансформатора)	14
3	Условное сечение кабелей фидеров 6 кВ	185
4	Удельная емкость кабеля, мкФ/км	0,57
5	Средняя длина кабельной линии, км	1
6	Суммарная емкость кабельных линий, мкФ	7,98
7	Суммарный ток утечки, А	26,07

Согласно приведенному расчёту, РД 34.20.179 и ПТЭ (п.5.11.8) для сети 6 кВ компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами применяться не должна.

## 12 Мероприятия по экономии электроэнергии

Для экономии электроэнергии на подстанции принят ряд мер обеспечивающий снижение её потребления:

- применение светодиодных светильников для освещения в помещениях ОПУ, ЗРУ-6 кВ. Потребляемая мощность светильников не более 50 Вт, сэкономить до 50% от количества электроэнергии, которая затрачивается на освещение;

- светлая отделка потолков и стен поможет сэкономить от 1 до 3% электроэнергии, которая обычно тратится на освещение;

- энергетическая эффективность зданий обеспечивается наличием теплоизоляционной оболочки, надежным уплотнением всех соединений элементов здания;

- подключение общего освещения выполнено группами, которые будут делить помещение на различные световые зоны. Это мероприятие обеспечит экономию электроэнергию от 20 до 50 % от количества электроэнергии, которая затрачивается на освещение;

- трансформаторы собственных нужд позволяют разместить трансформаторные пункты максимально близко к потребителям электроэнергии, что значительно снижает потери при передаче электроэнергии в сетях низкого напряжения;

- основным источником теплоснабжения на подстанции является электроэнергия. Отопление зданий проектируется электрическим с использованием нагревательных конвекторов со встроенным термостатом. Применение конвекторов с электронными термостатами даёт экономию электроэнергии 4-5% по сравнению с электромеханическими. Электроконвекторы отвечают требованиям правил устройства электроустановок (ПУЭ) и государственных стандартов на электроустановки зданий.

- строительство зданий подстанции осуществляется в соответствии с

требованиями к тепловой защите зданий и обеспечения установленного для деятельности людей микроклимата в здании, необходимой надежности и долговечности конструкций, климатических условий работы технического оборудования при минимальном расходе тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий за отопительный период.

- применение электронных термостатов. Они отличаются бесшумностью работы, надежностью и высокой точностью.

- применение микропроцессорных устройств защиты и автоматики с низким энергопотреблением;

- применение силовых трансформаторов с низким уровнем потерь холостого хода и выносным устройством РПН.

### **13 Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства для объектов производственного назначения**

Маслоприемник запроектированный под каждым проектируемым трансформатором. Масло и вода от средств пожаротушения по закрытой самотечной системе маслоотводов направляются в проектируемый подземный маслосборник, располагаемый на территории подстанции.

Маслоприемники, принятые в проекте - незаглубленного типа с отводом масла, выполнены в виде бортовых ограждений из монолитного железобетона.

В соответствии с требованиями п.9.14 «Инструкции по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий» РД 153-34.0-49.101-2003, приемный маслослив размерами 1,0x1,0 засыпан слоем промытого гранитного гравия фракции 30-70 мм толщиной 250 мм.

Маслоприемник рассчитан на прием 100% масла от трансформатора.

Маслосборник рассчитан на прием масла от одного трансформатора, трехкратного объема воды при пожаротушении трансформаторов, объема атмосферных осадков от маслоприемников в теплый период года.

Диаметр маслоотводов рассчитан из условия отвода за 0,25 часа 50% масла от аварийного трансформатора.

Маслосборник оборудован уровнем с сигнализацией с выводом сигнала на щит управления. Замасленные стоки из маслосборника после аварии откачиваются автонасосом в автоцистерну и вывозятся на регенерацию. В процессе эксплуатации необходимо своевременно удалять атмосферные воды из маслосборника. Откачка атмосферных вод из маслосборника производится автонасосом.

Масло из маслосборника вывозится специальным автотранспортом на специализированное маслохозяйство, для дальнейшей обработки и регенерации с последующим повторным использованием, а оставшаяся вода, имеющая след масла, вывозится в места утилизации. Режим нахождения трансформаторного масла в маслосборнике непродолжительный.

Для сбора промасленной ветоши на территории подстанции предусматривается установка металлического контейнера, с последующим вывозом её на утилизацию. Промасленная ветошь относится к категории отходов третьего класса опасности, так как промасленный материал имеет склонность к самовозгоранию. В соответствии с действующим законодательством захоронение ветоши и неликвидного ГСМ запрещено. Весь неликвидный, промасленный материал подлежит переработке.

## **14 Мероприятия по заземлению (занулению) и молниезащите ГПП 110/6 кВ Машзавод 2**

### **14.1 Перечень мероприятий по заземлению**

Заземляющее устройство подстанции запроектировано в виде сетки из стальных полос сечением 4x40 мм<sup>2</sup> и вертикальных заземлителей диаметром 16 мм. От оборудования выполняется по два спуска полосовой сталью сечением 4x40 мм. На расстоянии 1 метр от фундамента и на глубине 1 метр от поверхности земли, проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (в соответствии с требованием п. 1.7.94 ПУЭ, 7-е издание).

Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтрали трансформаторов к ЗУ, не превышают 6x6 м. При пересечении заземляющим проводников автомобильных дорог, проход под дорогой выполнить в ПНД трубе. Концы труб уплотнить джутовым плетеным шнуром, обмазанным водонепроницаемой глиной на глубину не менее 300 мм.

От отдельностоящих молниеотводов и порталов с установленными на них тросостойками и молниеотводами обеспечено растекание тока молнии по магистралям заземления не менее, чем в двух направлениях, с углом не менее 90° между соседними. Кроме того, установлено по два вертикальных электрода длиной 3 м на каждом направлении, на расстоянии не менее длины электрода от места присоединения к магистрали заземления стойки с молниеотводом (ПУЭ п. 4.2.135).

Аналогичные предыдущему пункту выполнены требования и к заземлению конструкций с установленными на них ограничителями перенапряжения.

Во всех зданиях на подстанции для снижения воздействия электромагнитных полей выполнить соединение арматуры фундаментов зданий и забетонированных стальных элементов к внешнему контуру заземления здания. Полоса заземления внутреннего контура зданий прокладывается по



стенам на высоте 0,4 м от уровня пола. Проход заземляющего проводника через стены и перекрытия выполнить в стальных гильзах. У места ввода в здание заземляющего проводника установить опознавательный знак  $\Phi$ .

К внутреннему контуру заземления стальной полосой присоединяются корпуса электрооборудования, каркасы распределительных щитов, щитов управления, шкафов и щитков, кабельные конструкции, металлические оболочки, металлорукава и трубы электропроводки, металлические трубы водопровода, воздухопроводы вентиляции и т.д. Присоединение заземляющих, нулевых защитных проводников к трубопроводам выполнить сваркой.

Экраны контрольных кабелей АСУ ЭС заземляются только с одной стороны в шкафах АСУ ЭС с помощью охватывающих фигурных прижимных скоб, обеспечивающих низкоомное и низкоиндуктивное соединение с шиной.

Заземляющий и нулевой защитные проводники присоединяются сваркой к корпусам крайних шкафов НН. При установке щитов управления в шкафах заземляющие, нулевые защитные проводники прикрепляют к болтам заземления крайних шкафов. Присоединение каждой открытой проводящей части электроустановки к защитному заземляющему проводнику выполнить при помощи отдельного ответвления. Последовательное включение в защитный проводник открытых проводящих частей не допускается (ПУЭ 1.7.144.).

Защитное заземления системы 0,4 кВ типа TN-C-S.

Для выравнивания поверхностных потенциалов, все кабеленесущие конструкции, шкафы соединяются с арматурой зданий или стальной конструкцией короткими низкоиндуктивными перемычками. Основанием для шкафов служат сварные металлические рамы, которые по кратчайшему пути низкоиндуктивными перемычками через каждые 2 м соединяются с арматурой пола. Устанавливаемые на них шкафы минимум в двух точках привариваются или крепятся болтами.

Все элементы конструкции фальшпола внутри здания вязать электрически между собой (болты М10 и зубчатые шайбы). Фальшпол (через каждые 2 м по всему периметру) при помощи медного троса сечением 70 мм<sup>2</sup>

соединяется с арматурой пола и внутренним контуром заземления.

Заземление промежуточных соединительных коробок. Соединительные коробки, закрепленные на стенах зданий, по кратчайшему пути заземляются на их арматуру. Если они устанавливаются на какой-либо стойке, то она должна также с помощью перемычек соединяться с арматурой здания.

Заземление датчиков таких, как термопары и термометры сопротивления электрически соединяются с трубопроводами, т.е. между ними должна быть гибкая перемычка. При настенном варианте также устанавливается перемычка между их кожухами и арматурой здания.

Части кабеленесущих конструкций по всей их длине также соединяются короткими перемычками, а затем по кратчайшему пути (минимум в двух точках в начале и конце настила) с арматурой здания или стальной конструкцией. В местах соединений должен обеспечить надежный электрический контакт.

Все соединения элементов выполняются внахлестку электродуговой сваркой по ГОСТ 23792-79, ГОСТ 5264-80 и ГОСТ 14098-91 электродами типа Э42 по ГОСТ 9467-75. Длина нахлестки - не менее 120 мм. Сварка производится по всему периметру нахлестки. Сварные швы зачищаются от окалины и покрываются цинконаполненной краской "ЦИНОЛ", поверх которой наносится краску "АЛПОЛ" на основе алюминиевой пудры.

После прокладки полосы заземления составляется "акт скрытых работ", каналы засыпать однородным (местным) грунтом слоями с тщательной промежуточной утрамбовкой. Сопротивление заземляющего устройства с учетом естественных заземлителей должно быть круглый год не более 0,5 Ом.

К контуру заземления трансформатора присоединить корпус трансформатора, шкаф зажимов трансформатора ШЗТ, нижние фланцы опорных изоляторов 6 кВ и опоры шинных изоляторов. Контур заземления трансформаторов Т-1 и Т-2 выполнить в маслоприемном ограждении из стальной полосы 4х40 и соединить его с контуром заземления ГПП в четырех точках. К ограждению маслоприемника полосу заземления прикрепить дюбель-гвоздями.

К металлическим коробам прикрепить болтами полосу заземления. Обратный конец полосы приварить к контуру заземления.

Ограничители перенапряжений заземляются присоединением полосы заземления к заземляющему выводу расположенном на нижнем фланце. К опоре и фундаменту полосу крепить самонарезающимися винтами и дюбель-гвоздями. Все открыто расположенные заземляющие проводники должны иметь черную окраску.

#### **14.2 Перечень мероприятий по молниезащите**

В соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО 153-34.21.122-2003 подстанция классифицируется как специальный объект с ограниченной опасностью.

Защита оборудования от коммутационных перенапряжений и от набегающих грозовых волн, приходящих с ВЛ, обеспечивается ограничителями перенапряжений, устанавливаемыми на выводах трансформаторов 110 и 6 кВ. Здания ОПУ и ЗРУ-6 кВ, входят в зону защиты молниеотводов. Схемы установки молниеотводов на ОРУ-110кВ с расчетами зон защиты электрооборудования от поражения тока молнии показаны в графической части проекта.

#### **14.3 Перечень мероприятий по защите оборудования от перенапряжений**

Защита изоляции от волн перенапряжения, набегающих с ВЛ, обеспечивается ограничителями перенапряжения, устанавливаемыми в цепи трансформатора. С учетом конфигурации сети ограничители выбираются по оптимальным характеристикам с учетом координации их защитных характеристик с изоляцией защищаемого оборудования. Определяющим при

выборе основных характеристик ОПН, устанавливаемых на ПС, являются условия их работы в квазиустановившихся режимах.

При этом предусматриваются взрывобезопасные ОПН на напряжение 110 кВ и 6 кВ с полимерной изоляцией и максимальным взрывобезопасным током.

Выбор ОПН 110 кВ:

1) По рабочему напряжению:  $U_{ф.мах} = 1,05 * U_{ф.наиб\ сети} = 76,68\ кВ$  должно выполняться условие:

$$U_{ф.мах} < U_{наиб\ раб\ опн};$$

$$76,68\ кВ < 120\ кВ$$

2) По взрывобезопасности:

$$I_{вз} = 1,2 * I_{кз} = 8,79\ кА$$

Должно выполняться условие:

$$I_{вз} < I_{вз\ опн} \quad 8,79\ кА < 50\ кА$$

3) По временному допустимому повышенному напряжению:  $t_y = 0,1\ с$

$$U_{уст} = 1,4 * U_{ф.наиб\ сети} = 1,4 * 73,03 = 102,24\ кВ;$$

Кратность  $U_{уст}$  :  $K = U_{уст}/U_{ин.р} = 102,24/90 = 1,14$

(Значения временных перенапряжений  $K = 1,25\ о.е.$  при их продолжительности  $0,1\ с.$ )

Т.к. в расчете  $k$  получился меньше, можем считать, что ОПН соответствует данному условию.

4) По длине пути утечки:

$$L_{ут.опн} > L_{ут.расч};$$

$$L_{ут.расч} = K_u \cdot X \cdot U_{нс} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 110 = 264см$$

Удельная длина пути утечки  $X=2,0$  см/кВ.

Длина пути утечки ОПН 3726 мм;  $3726 > 2640$

Для исключения появления феррорезонансных перенапряжений на ПС 110/6 кВ «Машзавод 2»:

- по 110 кВ применяются емкостные трансформаторы напряжения;
- по 6 кВ применяются трехфазные антирезонансные группы трансформаторов напряжения.

## 15 Выбор типа, класса проводов и осветительной арматуры

В соответствии с нормами технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (СТО 5947007-29.10.028-2009) вновь проектируемые силовые и контрольные кабели предусматриваются с изоляцией не распространяющей горение с низким дымо- и газовыделением (нг-LS).

Также предусматривается выполнить сеть освещения кабелем с медными жилами ВВГнг-LS в электротехнических коробах и в штробах. В несущих стенах, в штробах, проложить пластмассовые трубы и закладные элементы для скрытой сменяемой электропроводки, гнезда и отверстия для установки распаечных коробок и выключателей. По не несущим стенам проводку выполнить в пластиковых коробах.

Напряжение сети:

- Освещения ~220В;
- Штепсельных розеток ~220В;
- Ремонтное освещение ~24В;

Для освещения применены следующие светильники:

- Светодиодные светильники (мощностью от 25 до 70 Вт) для установки в подвесные потолки и крепления на стену;
- Светильники взрывобезопасные с люминесцентными лампами со степенью защиты не ниже IP 65 для крепления к профилю (мощностью 2x36 Вт)

Подвод питания к светильникам рабочего освещения осуществляется кабелем с медными жилами в поливинилхлоридной изоляции, не распространяющий горение ВВГнг-LS сечением не менее 3x1,5 мм<sup>2</sup> от специально предусмотренных шкафов (ШСН1-ШСН2) в которых установлен вводной автоматический выключатель и автоматические выключатели отходящих линий. Питание ШСН осуществляется кабелем ВВГнг-LS сечением 5x4мм от щита собственных нужд. Подвод питания к светильникам аварийного

освещения осуществляется кабелем ВВГнг-LS сечением 3x1,5 мм .

Для ремонтного освещения предусмотрены сервисные шкафы с понижающими трансформаторами 220/24В.

Высота установки выключателей -1,5м; штепсельных розеток -0,6м от уровня пола.

Наружное освещение проектируемой территории подстанции предполагается выполнить светодиодными прожекторами, устанавливаемыми на порталах ОРУ-110 кВ. Питание сетей наружного освещения выполнено от ящика управления наружным освещением (ЯУО), установленного в помещении щита собственных нужд (ЩСН). Питание ЯУО выполняется от ЩСН строящегося здания ОПУ. Напряжение сети электроосвещения 380/220

В с заземленной нейтралью. Напряжение питания прожекторов рабочего освещения 220 В 50 Гц.

Управление освещением осуществляется автоматически по времени суток, с помощью таймера астрономического времени и ручное - включение кнопками управления, расположенными на двери ящика.

Подвод питания наружным светильникам осуществляется кабелем с медными жилами ВВГнг(А)-LS 5x10 мм<sup>2</sup>. Прокладка кабеля осуществляется в бетонных кабельных лотках и в земле с использованием металлических труб.

## **16 Описание системы рабочего и аварийного освещения ГПП 110/6 кВ Машзавод 2**

В проекте предусмотрены следующие виды освещения:

- наружное освещение;
- внутреннее освещение помещений подстанции (рабочее, аварийное, эвакуационное и ремонтное).

Величины освещенностей, показатели дискомфорта, коэффициенты пульсации светового потока и коэффициентов запаса приняты согласно СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение». Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

Выбор и расчет исполнения типов светильников выполнен в зависимости от характеристики среды и высоты установки. Коэффициент отражения стен при расчете принят 30 %. Сеть освещения выполнить по системе заземления типа TN-C-S в соответствии с ПУЭ изд.7 2002г

Наружное освещение запроектировано светодиодными светильниками на порталах ОРУ 110 кВ.

Схемой управления наружного освещением предусмотрено:

- автоматическое включение и отключение осветительной установки наружного освещения по сигналу от астрономического реле времени;
- ручное включение и отключение осветительной установки выключателями по месту
- ручное включение и отключение осветительной установки кнопками, установленными в ящике управления освещением ЯУО, установленным в помещении шкафов здания ОПУ;

Внутреннее рабочее освещение для зданий ЗРУ-6 кВ и ОПУ запроектировано светодиодными светильниками встраиваемые в подвесной потолок или устанавливаемые на стену, светильниками с люминесцентными лампами с креплением на профиль и светодиодными прожекторами.

Схемой управления внутреннего рабочего освещением предусмотрено:



- ручное включение и отключение осветительной установки выключателями по месту

- установка проходных выключателей для управления осветительной установкой с двух точек.

Внутреннее аварийное освещение для зданий ЗРУ-6 кВ и ОПУ запроектировано светодиодными светильниками.

Схемой управления аварийного освещением предусмотрено:

- автоматическое включение сети питания от БАО подключенного к ЩПТ, в случае прекращения подачи напряжения на сеть основного рабочего напряжения.

Внутреннее эвакуационное освещение для зданий ЗРУ-6 кВ и ОПУ запроектировано световыми указателя "выход" с светодиодной лампой с аккумулятором на 1 час IP22 пиктограмма "Выход"

Схемой управления эвакуационного освещением предусмотрено:

- подключение светильников эвакуационного освещения к неразомкнутой фазе групповой сети. Пути эвакуации освещены в соответствии с требованиями СНиП 23-05.

Внутреннее ремонтное переносное освещение для зданий ЗРУ-6 кВ и ОПУ предусмотрено от сервисных щитов с установленными в них понижающими трансформаторами 220/24В мощность.

Электрооборудование, нормально не находящееся под напряжением (корпуса светильников, ящиков, трубы электропроводки), необходимо заземлить. В качестве заземляющих защитных проводников используются специально предусмотренные РЕпроводники групповой и питающей сети.

## 17 Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии

На ГПП 110/6 кВ «Машзавод 2» все источники электроэнергии являются взаиморезервируемыми.

Для стороны 110 кВ:

Питание ГПП 110/6 кВ «Машзавод 2» осуществляется от первой и второй цепи ВЛ-110 кВ Районная - Авиазавод с отпайкой на ПС Птицефабрика цепь I, II. При исчезновении питания или коротком замыкании на одной из них, электроснабжение будет осуществляться по второй ВЛ оставшейся в работе.

Для стороны 6 кВ:

Питание секционированной системы шин 6кВ осуществляется от двух силовых трансформаторов Т1, Т2, включенных на 1, 3 и 2, 4 секции 6 кВ, соответственно. При

исчезновении напряжения на стороне 110кВ или КЗ в зоне действия основных защит трансформатора отключается ввод 6кВ поврежденного трансформатора и от АВР включается секционный выключатель 6 кВ. Тем самым обеспечивается электроснабжение всех потребителей 6 кВ, подключенных к секциям шин соответствующего напряжения.

Постоянный ток:

Для резервирования системы оперативного постоянного тока в ЩПТ предусмотрены четыре преобразовательных устройства переменного тока в постоянный ток (два рабочих и два резервных), обеспечивающих заряд аккумуляторных батарей и электропитание нагрузок СОПТ. Герметичные аккумуляторные батареи работают в режиме постоянного подзаряда. В качестве дополнительного источника постоянного тока в системе СОПТ предусмотрена установка двух аккумуляторных батарей емкостью не менее 200 А/ч.

## 18 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии

Для резервирования питания потребителей системы оперативного постоянного тока (СОПТ) напряжением 220В в соответствии с требованиями «Норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (СО 15334.20.122-2006, раздел 6) предусматривается установка двух аккумуляторных батарей (АБ) закрытого типа работающей в режиме постоянного подзаряда, емкостью 200 Ач. аккумуляторные батареи типа STARK 4OPzS200.

СОПТ обеспечивает рабочее и резервное питание основных электроприемников:

- устройств РЗА;
- устройств управления и приводов высоковольтных выключателей;
- устройств сигнализации;
- устройств противоаварийной автоматики;
- устройств коммерческого учета электроэнергии;
- устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов РЗА;
- приводов автоматических вводных и секционных выключателей щитов
- собственных нужд (ЩСН) напряжением 0,4 кВ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной ВКР осуществлен анализ существующего баланса мощности Республики Бурятия с учетом перспективы строительства новой главной понизительной подстанции 110/6 кВ Машзавод 2, расположенной в городе Улан-Удэ.

Рассмотрены действующая схема электроснабжения завода по производству летательной техники и ее изменение при переводе нагрузок на вновь возводимую.

Осуществлен математический расчет электрических режимов ГПП, произведен выбор типа и мощности трансформаторного оборудования, выполнены расчеты токов короткого замыкания, выбор и проверка нового оборудования, релейной защиты и автоматики, определены нагрузки собственных нужд ГПП, сформулированы решения по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах на исследуемой подстанции, мероприятий по экономии электроэнергии, по заземлению (занулению) и молниезащите ГПП, решения по организации масляного и ремонтного хозяйства для объектов производственного назначения и т.д.

Все технические решения, принятые и описанные в выпускной квалификационной работе соответствуют действующим РД и внутренним стандартам ПАО «ФСК». Поставщики выбранного силового электротехнического оборудования имеют аккредитацию в ПАО «ФСК».

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО 56947007-29.240.30.010.-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. М. ЦПТИ ОРГРЭС, 2008.
2. РД 34.03.604. Руководящие указания по защите персонала, обслуживающие распределительные устройства и воздушные линии электропередачи переменного тока напряжением 400, 500 и 750 кВ, от воздействия электрического поля. М., 2015.
3. ГОСТ 12.4.154-85. Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. М., 2015.
4. ГОСТ 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. М.: Издательство МЭИ, 2007.
5. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М., ЦПТИ ОРГРЭС, 2003.
6. Правила устройства электроустановок. Издание 7. [Электронный ресурс], URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue.html> (дата обращения 31.12.2017 г.).
7. СНиП 12-04-02. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2002.
8. СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения. Основания и фундаменты. М., 1987.
9. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. М.: Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2012.
10. СТО 56947007-29.240.30.010-2016. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2016.

11. Кислов А.П. Схемы электроснабжения дуговых сталеплавильных печей : Вестник ПГУ. – 2012.
12. Маньков В.Д., Заграничный С.Ф. Защитное заземление и защитное зануление электроустаново. Справочник СПб.: Политехника, 2015.
13. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебник для вузов. СПб.: Петербург, 2014.
14. Номенклатурный каталог «Тольяттинский Трансформатор»: каталог / разработчик и изготовитель Тольяттинский Трансформатор. Тольятти, 2016.
15. Завод электротехнического оборудования. Газонаполненное оборудование. ВГТ-110 (У1, УХЛ1\*) Выключатель элегазовый колонковый / URL: [http://zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyglyuchateli-tipa-vgt-110](http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyglyuchateli-tipa-vgt-110) (дата обращения 19.02.2018 г.).
16. Selim Koroglu. A case study on fault detection in power transformers using dissolved gas analysis and electrical test methods [Электронный ресурс] URL: [http://journal.esrgroups.org/jes/papers/12\\_3\\_1.pdf](http://journal.esrgroups.org/jes/papers/12_3_1.pdf) (дата обращения: 05.01.2018 г.).
17. Fan Yang, Yongan Wang, Manling Dong, Xiaokuo Kou, Degui Yao, Xing Li, Bing Gao, Irfan Ullah. A cycle voltage measurement method and application in grounding grids fault location [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/11/1929> (дата обращения 15.02.2018 г.).
18. Li Zhang, Wenfang Zhang, Jinxin Liu, Tong Zhao, Liang Zou, Xinghua Wang. A New Prediction Model for Transformer Winding Hotspot Temperature Fluctuation Based on Fuzzy Information Granulation and an Optimized Wavelet Neural Network [Электронный ресурс] [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/12/1998/htm> (дата обращения 01.01.2018 г.).
19. Carlos Javier R., Agustin Santisteban, Felix Ortiz, Cristian Olmo, Alfredo Ortiz. Evaluation of the optimal Connection of power transformers in the substations of a hospital. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/11/2/419> (дата обращения 05.01.2018 г.).

20. Chen Wang, Jie Wu, Jianzhou Wang, Weigang Zhao. Reliability Analysis and Overload Capability Assessment of Oil-Immersed Power Transformers [Электронный ресурс], URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/9/1/43/htm> (дата обращения 01.01.2018 г.).