

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция ПС 110 кВ Гусево с заменой установленных СТ на трансформаторы
большой мощности

Обучающийся

А.М. Иванов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2025

Аннотация

В бакалаврской работе рассмотрены вопросы реконструкции подстанции Гусево, связанные с заменой установленных на ней трансформаторов на трансформаторы большей мощности. Дана краткая характеристика подстанции и установленного на ней электрооборудования. Выполнен анализ электрических нагрузок подстанций в районе расположения подстанции Гусево, а также определены перспективы роста электрических нагрузок. Произведён анализ расчёта нормальных, послеаварийных и ремонтных режимов на дату планируемого проведения реконструкции, а также на пятилетнюю перспективу. Выполнен расчёт токов короткого замыкания.

Произведён выбор основного электрооборудования и определены основные компоновочные решения по подстанции. Произведена проверка как существующих выключателей напряжением 110 кВ, так и планируемых к установке. Выбраны ограничители перенапряжения, разъединители. Произведён расчёт гибкой и жёсткой ошиновки в ОРУ 110 кВ и на напряжении 10 кВ. Выполнен расчёт сечения жил и экрана кабеля 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена от трансформатора собственных нужд до ввода в закрытое распределительное устройство 10 кВ, а также для питания ДГК. Выбраны токоограничивающие реакторы на стороне 10 кВ.

Определены нагрузки системы собственных и хозяйственных нужд подстанции, определена мощность трансформаторов собственных нужд и параметры щита собственных нужд.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объёмом 54 страницы, содержит 14 таблиц и 1 рисунок. Список используемых источников содержит 26 наименований. Графическая часть работы состоит из шести листов, выполненных на формате А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Расчет электрических режимов и токов короткого замыкания в прилегающей сети 110 кВ и выше	9
1.1 Электрическая нагрузка подстанций в районе расположения ПС 110 кВ Гусево	9
1.2 Анализ расчёта нормальных, послеаварийных и ремонтных режимов	14
1.3 Расчеты токов короткого замыкания	19
2 Выбор основного оборудования и основные компоновочные решения по ПС Гусево	24
2.1 Проверка существующих выключателей 110 кВ.....	25
2.2 Выбор выключателей 110 кВ	27
2.3 Выбор ОПН 110 кВ	29
2.4 Выбор разъединителей 110 кВ.....	31
2.5 Выбор гибкой ошиновки ОРУ 110 кВ	32
2.6 Выбор жесткой ошиновки от Т-1, Т-2 до токоограничивающих реакторов 10 кВ	32
2.7 Выбор ошиновки от токоограничивающих реакторов 10 кВ до ячеек ЗРУ 10 кВ	33
2.8 Расчет сечения жилы и экрана одножильного кабеля 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена между ТСН и вводной ячейкой ЗРУ 10 кВ.....	33
2.9 Расчет сечения жилы и экрана одножильного кабеля 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена для питания ДГК	35
2.10 Выбор токоограничивающего реактора на стороне 10 кВ	37
2.11 Мероприятия по компенсации емкостных токов «на землю».....	38
3 Определение параметров системы собственных нужд ПС Гусево.....	41
Заключение	47
Список используемой литературы	51

Введение

«Действующая ПС 110/10 кВ «Гусево» расположена в городе Троицк и предназначена для электроснабжения производственных и бытовых потребителей Троицкого района и Института РАН» [24]. Месторасположение подстанции «Гусево» на карте города показано на рисунке 1.

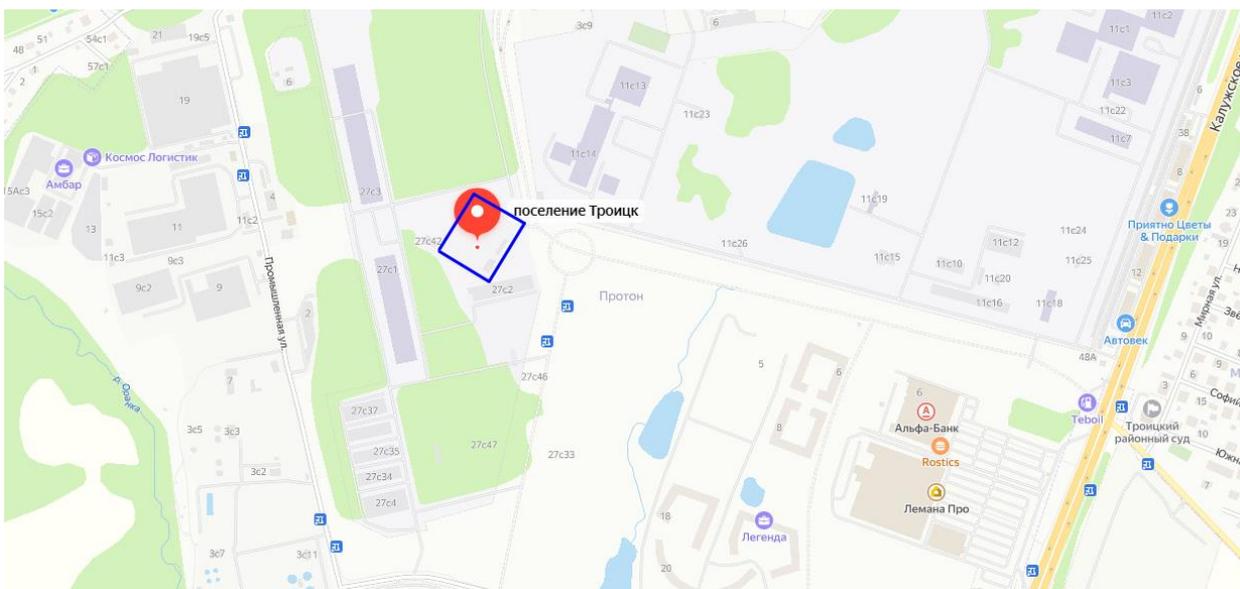


Рисунок 1 - Месторасположение подстанции «Гусево» на карте города

Подстанция транзитная, питающее напряжение – 110 кВ. К сети 110 кВ подстанция подключена следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ «Ваулово - Гусево с отпайками»;
- КВЛ 110 кВ «Гусево – Фетищево»;
- КВЛ 110 кВ «Лесная- Гусево»;
- ВЛ 110 кВ «Гусево – Вороново с отпайкой на ПС Былово».

В настоящее время главная схема ПС Гусево выглядит следующим образом:

- ОРУ-110 кВ выполнено по схеме № 110-13Н «Две рабочие и обходная система шин» [21];

- на ПС установлена БСК-110 кВ реактивной мощностью 52 МВАр;
- 2 СТ с расщепленной обмоткой НН номинальной мощностью по 25 МВА каждый и напряжением обмоток 110/10/10 кВ;
- «ЗРУ 10 кВ, состоящее из двух секций шин, каждая из которых разделена на полусекции» [20].

«Напряжение питания собственных нужд переменного тока 0,22 кВ.

Напряжение СОПТ = 220 В» [24].

В состав ПС Гусево входят следующие высоковольтные электрические аппараты:

- «высоковольтный выключатель У-110-Б-2000-40У1 (установлен в ячейке ВЛ 110 кВ «Ваулово - Гусево»);
- высоковольтные выключатели типа МКП-110-600 (установлены в ячейках Т1 и Т2, шиносоединительного выключателя, КВЛ 110 кВ «Гусево – Фетищево», ВЛ 110 кВ «Гусево – Вороново с отп. на ПС Былово»);
- высоковольтные выключатели ВЭБ-110-2500/40 УХЛ (установлены в ячейках БСК, обходного выключателя и КВЛ 110 кВ «Лесная-Гусево»);
- трансформаторы напряжения НКФ-110-51;
- трансформаторы тока ТГФМ-110, ТВ-110;
- ограничители перенапряжений РВС-110;
- разъединители типа РГНП.1б-СК-110/1000-40УХЛ1, типа РГНП.1б-110/1000-40УХЛ1, типа РГНП.2-110/1000-40УХЛ1, типа РЛНД-1-110 и типа РЛНД-2-110;
- БСК-110 кВ типа БСК-110-52УХЛ1 с номинальной реактивной мощностью 52 МВАр;
- 2 силовых трансформатора ТРДН-25/110-У1, каждый из которых подключен к отдельной рабочей шине;

- в фазах «А», «В», «С» КВЛ 110 кВ «Гусево – Фетищево», в фазе «С» ВЛ 110 кВ «Гусево – Вороново», в фазе «А» КВЛ 110 кВ «Лесная-Гусево», в фазе «А» ВЛ 110 кВ «Ваулово - Гусево» установлены устройства ВЧ-обработки сигналов» [24].

«Для распределения электрической энергии по потребителям на территории подстанции располагается закрытое распределительное устройство напряжением 10 кВ, выполненное в отдельном кирпичном здании. РУ 10 кВ состоит из двух секций шин, каждая из которых в свою очередь делится на две полусекции» [1].

На вводах в РУ 10 кВ установлены высоковольтные выключатели разных типов, со стороны первого трансформатора установлен масляный выключатель типа ВМП-10Э-1500, а со стороны второго трансформатора установлен вакуумный выключатель типа ВБЭС-7-10-31,5.

С целью компенсации емкостных токов замыкания на землю установлены дугогасящие реакторы РЗДПОМ-10-760. Трансформаторы собственных нужд и дугогасящие реакторы установлены вне помещения в непосредственной близости с распределительным устройством 10 кВ.

Для компенсации реактивной мощности используется батарея статистических конденсаторов БСК-110, присоединяемая к секционной ячейке 110 кВ.

«Щит собственных нужд переменного тока выполнен в виде двух секций и состоит из 5 шкафов (ввод Т-1, ввод Т-2, 1-я секция, 2-я секция, шкаф секционных автоматов)» [24].

Питание собственных нужд осуществляется от двух трансформаторов собственных нужд ТМ-400/10, установленных вне помещения.

Расчетные климатические параметры на подстанции выбраны в соответствии с требованиями нормативных документов (СНиП 23-01-99) [18] и главы 2.5 седьмой редакции ПУЭ, а также ГОСТ 9920-89 [3].

Климатические условия в районе ПС «Гусево» следующие:

- максимальный скоростной напор ветра – 400Па (при скорости ветра 25 м/с) в соответствии с п.2.5.41 главы 2.5 ПУЭ (7-е издание) [16];
- скоростной напор ветра при гололеде 160 Па (при скорости ветра 16 м/с) в соответствии с п.2.5.43 главы 2.5 ПУЭ (7-е издание) [16];
- район по гололеду – II;
- среднегодовая продолжительность гроз: 40 часов;
- загрязнение атмосферы: по влиянию на изоляцию – ПСЗ [5].

Модернизация подстанции вызвана тем, что трансформаторы (Т-1, Т-2) работают с перегрузкой. Также она необходима для подключения новых потребителей и повышения надёжности электроснабжения на новых территориях Москвы.

Согласно техническому заданию и результатам расчётов, модернизация подстанции включает следующие работы:

- «планируется установить новые трансформаторы мощностью 63 МВА с возможностью увеличения до 80 МВА в будущем, согласно техническому заданию;
- вместо устаревших масляных выключателей 110 кВ будут установлены современные элегазовые выключатели бакового типа;
- разъединители 110 кВ заменят на более надёжные модели с моторным приводом;
- трансформаторы напряжения обновят на более современные четырёхобмоточные;
- опорные железобетонные конструкции подстанции также подлежат замене из-за их высокого износа, который был обнаружен в ходе обследования объекта;
- выключатели и разъединители 110 кВ в ячейке БСК, в ячейке КВЛ 110 кВ «Лесная-Гусево» и обходной выключатель соответствуют всем требованиям, поэтому их решено оставить;
- будут обновлены системы молниезащиты, освещения и заземления.

- запланировано строительство нового здания для РУ 10 кВ, которое объединит функции ОПУ. В здании разместятся восемь секций: четыре для новых абонентов и четыре для существующих, которые получают питание от ПС Гусево» [24].

Необходимо спроектировать фундамент, маслоприёмник и систему шин на ПС Гусево так, чтобы в будущем можно было установить на подстанции трансформатор мощностью 80 МВА.

Цель бакалаврской работы заключается в разработке мероприятий по реконструкции электрической части ПС Гусево, связанных с необходимостью замены существующих СТ номинальной мощностью по 25 МВА на СТ с номинальной мощностью 63 МВА с обеспечением возможности установки в будущем СТ с номинальной мощностью 80 МВА.

1 Расчет электрических режимов и токов короткого замыкания в прилегающей сети 110 кВ и выше

1.1 Электрическая нагрузка подстанций в районе расположения ПС 110 кВ Гусево

В рамках выпускной квалификационной работы был выполнен анализ электрических нагрузок, получающих питание от шин подстанций в сети 110 кВ и выше, связанных с подстанцией 110 кВ Гусево. Необходимые для расчета данные были получены из сведений о контрольных замерах за 2020 год. «Кроме того, использовалась информация о заключённых договорах на технологическое присоединение и сведения о годовом приросте электрической энергии приведённые в «Схеме и программе развития Единой энергетической системы России» и указанные в таблице 1» [22].

Таблица 1 - Потребление ЭС Московской области и г. Москвы

Год	2021 факт	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Потребность (собственный максимум)	16498	17610	17828	18029	18127	18202	18308	18414
Прирост, %	-	-	1,22	1,11	0,54	0,41	0,58	0,58

Расчет нагрузок подстанций прилегающей сети, используемых при расчетах в схемах зимнего максимума на 2025 и 2030 г., с указанием нагрузки по заключенным договорам на технологические присоединения представлен в таблице 2.

Потребление энергосистемы на 2030г. составляет 18680МВт.

При расчетах нагрузок по заключенным договорам об осуществлении ТП tgφ принимался равным 0,4.

Таблица 2 - Расчетная нагрузка на шинах подстанций в районе расположения ПС 110 кВ Гусево для режимов зимнего максимума

Наименование энергообъекта	Фактическая нагрузка по данным контрольных замеров (зима, 2021 г)		Объем мощности по заключенным договорам об осуществлении ТП, находящимся на исполнении			Расчетная нагрузка на 2025 г (зима)		Расчетная нагрузка на 2030 г (зима)	
	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар
1 сек 110 кВ ПС 110 кВ Былово	7,1	1,3	4,9	4,56	1,82	12,7	3,3	13,1	3,4
2 сек 110 кВ ПС 110 кВ Былово	4,8	1,2	4,9	4,56	1,82	10,0	3,2	10,4	3,3
1 сек 110 кВ ПС 110 кВ Ваулово	2,7	1,7	-	-	-	3,1	1,9	3,2	2,0
2 сек 110 кВ ПС 110 кВ Ваулово	2,6	1,3	-	-	-	3,0	1,5	3,1	1,5
1 сек 110 кВ ПС 110 кВ Венюково	13,6	4,6	3,6	3,32	1,33	18,9	6,6	19,5	6,8
2 сек 110 кВ ПС 110 кВ Венюково	5,3	1,7	3,6	3,32	1,33	9,4	3,3	9,7	3,4
1 сек 110 кВ ПС 110 кВ Вороново	7,3	1,2	5,3	4,90	1,96	13,2	3,3	-	-
2 сек 110 кВ ПС 110 кВ Вороново	6,8	1,3	5,3	4,90	1,96	12,7	3,4	-	-
1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Вороново	-	-	-	-	-	-	-	13,7	3,4
2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Вороново	-	-	-	-	-	-	-	13,1	3,6
1 сек 110 кВ ПС 110 кВ Десна	7,2	1	4,8	4,47	1,79	12,7	2,9	13,1	3,0
2 сек 110 кВ ПС 110 кВ Десна	12,1	1,5	4,8	4,47	1,79	18,3	3,5	18,9	3,6

Продолжение таблицы 2

Наименование энергообъекта	Фактическая нагрузка по данным контрольных замеров (зима, 2021 г)		Объем мощности по заключенным договорам об осуществлении ТП, находящимся на исполнении			Расчетная нагрузка на 2025 г (зима)		Расчетная нагрузка на 2030 г (зима)	
	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар
1 сек 110 кВ ПС 110 кВ Добрыниха	3,9	1,7	-	-	-	4,5	1,9	4,6	2,0
2 сек 110 кВ ПС 110 кВ Добрыниха	2,5	1,2	-	-	-	2,9	1,4	2,9	1,4
1 сек 110 кВ ПС 110 кВ Кресты	6,6	1,7	-	-	-	7,5	1,9	7,8	2,0
2 сек 110 кВ ПС 110 кВ Кресты	5,8	1,4	-	-	-	6,6	1,6	6,8	1,7
1 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Гусево	14,7	3,8	9,3	8,61	3,45	25,4	7,8	26,2	8,0
2 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Гусево	15,1	7,4	9,3	8,61	3,45	25,9	11,9	26,7	12,3
1 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Леоново	14,7	6,9	9,4	8,74	3,50	25,5	11,4	26,3	11,7
2 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Леоново	8,8	1,9	9,4	8,74	3,50	18,8	5,7	19,4	5,8
ПС 220 кВ Лесная АТ-1 10 кВ	11,2	1	9,4	8,70	3,48	21,5	4,6	22,2	4,8
ПС 220 кВ Лесная АТ-2 10 кВ	13,1	1	9,4	8,70	3,48	23,7	4,6	24,4	4,8
ПС 220 кВ Лесная Т-1 110 кВ	0,1	0,1	-	-	-	0,1	0,1	0,1	0,1
1 сек 110 кВ ПС 110 кВ Летово	16,7	2,2	28,2	26,18	10,47	45,3	13,0	46,7	13,4
2 сек 110 кВ ПС 110 кВ Летово	17,7	2,2	28,2	26,18	10,47	46,4	13,0	47,9	13,4

Продолжение таблицы 2

Наименование энергообъекта	Фактическая нагрузка по данным контрольных замеров (зима, 2021 г)		Объем мощности по заключенным договорам об осуществлении ТП, находящимся на исполнении			Расчетная нагрузка на 2025 г (зима)		Расчетная нагрузка на 2030 г (зима)	
	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар
1 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Лопасня	29,3	13,1	0,8	0,70	0,28	34,2	15,3	35,3	15,7
2 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Лопасня	16,9	5,6	0,8	0,70	0,28	20,0	6,7	20,6	6,9
1 сек 110 кВ ПС 110 кВ Марьино	8,1	1,2	1,9	1,74	0,69	11,0	2,1	11,3	2,1
2 сек 110 кВ ПС 110 кВ Марьино	5,9	0,9	1,9	1,74	0,69	8,5	1,7	8,7	1,8
1-2 сек 110 кВ ПС 110 кВ Никоново	6,7	3,4	-	-	-	7,7	3,9	7,9	4,0
1 сек 110 кВ ПС 110 кВ Полиграф	10,8	2,7	4,1	3,82	1,53	16,2	4,6	16,7	4,8
2 сек 110 кВ ПС 110 кВ Полиграф	14,1	3,8	4,1	3,82	1,53	19,9	5,9	20,6	6,1
1 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Столбовая	7,4	3,3	-	-	-	8,5	3,8	8,7	3,9
2 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Столбовая	4,7	1,8	-	-	-	5,4	2,1	5,5	2,1
1 сек 110 кВ ПС 110 кВ Троицкая	8,8	4,1	1,4	1,30	0,52	11,4	5,2	11,7	5,4
2 сек 110 кВ ПС 110 кВ Троицкая	9,9	2,8	1,4	1,30	0,52	12,6	3,7	13,0	3,8
1 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Фетищево	8,9	2	0,2	0,18	0,07	10,4	2,4	10,7	2,4

Продолжение таблицы 2

Наименование энергообъекта	Фактическая нагрузка по данным контрольных замеров (зима, 2021 г)		Объем мощности по заключенным договорам об осуществлении ТП, находящимся на исполнении			Расчетная нагрузка на 2025 г (зима)		Расчетная нагрузка на 2030 г (зима)	
	Р, МВт	Q, Мвар	S, МВА	Р, МВт	Q, Мвар	Р, МВт	Q, Мвар	Р, МВт	Q, Мвар
2 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Фетищево	5,6	1,1	0,2	0,18	0,07	6,6	1,3	6,8	1,4
1 сек 110 кВ ПС 110 кВ Щапово	7,8	2	5,6	5,20	2,08	14,1	4,4	14,6	4,5
2 сек 110 кВ ПС 110 кВ Щапово	3,6	0,7	5,6	5,20	2,08	9,3	2,9	9,6	3,0
1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Хованская	-	-	-	-	-	22,9	9,1	23,6	9,4
2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Хованская	-	-	-	-	-	22,9	9,1	23,6	9,4
ПС 220 кВ Хованская АТ-1 10 кВ	-	-	-	-	-	17,1	6,9	17,7	7,1
ПС 220 кВ Хованская АТ-2 10 кВ	-	-	-	-	-	17,1	6,9	17,7	7,1
1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Филиппово	-	-	-	-	-	22,9	9,1	23,6	9,4
2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Филиппово	-	-	-	-	-	22,9	9,1	23,6	9,4
ПС 220 кВ Филиппово АТ- 1 10 кВ	-	-	-	-	-	17,1	6,9	17,7	7,1
ПС 220 кВ Филиппово АТ- 1 10 кВ	-	-	-	-	-	17,1	6,9	17,7	7,1

Продолжение таблицы 2

Наименование энергообъекта	Фактическая нагрузка по данным контрольных замеров (зима, 2021 г)		Объем мощности по заключенным договорам об осуществлении ТП, находящимся на исполнении			Расчетная нагрузка на 2025 г (зима)		Расчетная нагрузка на 2030 г (зима)	
	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар
1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Софьино	-	-	-	-	-	-	-	28,1	11,1
2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Софьино	-	-	-	-	-	-	-	28,1	11,1

Далее необходимо выполнить анализ расчёта нормальных, послеаварийных и ремонтных режимов в районе расположения подстанции Гусево.

1.2 Анализ расчёта нормальных, послеаварийных и ремонтных режимов

«Для оценки загрузки элементов в сети напряжением 110 кВ и выше в районе расположения подстанции Гусево был выполнен анализ результатов расчета электрических режимов для нормальной и основных ремонтных схем при отключении отдельных элементов» [14].

Расчёты были выполнены для двух дат, первая - это год окончания реконструкции подстанции Гусево 2025 и вторая - на перспективу в ближайшие 5 лет, то есть на 2030 год.

Для выбора и проверки нового и существующего оборудования, установленного на подстанции Гусево, было выполнено моделирование работы ЭЭС в районе расположения подстанции.

Мы рассмотрели следующие ситуации:

- отключение одного из элементов сети в нормальной схеме электроснабжения;
- отключение одного из элементов в сети во время выполнения планового ремонта другого из элементов.

Далее приведён перечень ремонтных схем для которых проводились расчеты:

- «выведена в ремонт ВЛ 110 кВ Лесная – Щапово;
- выведен в ремонт АТ-4 ПС 220 кВ Бугры;
- отключена ВЛ 110 кВ Лесная – Гусево;
- выведен в ремонт АТ-5 ПС 220 кВ Бугры;
- выведена в ремонт ВЛ 110 кВ Бугры – Ваулово II цепь;
- выведен в ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Лесная;
- выведена в ремонт ВЛ 110 кВ Бугры – Ваулово I цепь;
- выведен в ремонт АТ-2 ПС 220 кВ Лесная» [24].

Далее приведён перечень аварийно-отключаемых элементов:

- «отключение 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Лесная;
- отключен АТ-4 ПС 220 кВ Бугры;
- отключение 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Бугры;
- отключен АТ-5 ПС 220 кВ Бугры;
- отключен ВЛ 110 кВ Лесная - Щапово;
- отключен АТ-1 ПС 220 кВ Лесная;
- отключена ВЛ 110 кВ Бугры – Ваулово II цепь;
- отключена ВЛ 110 кВ Лесная – Гусево;
- отключен АТ-2 ПС 220 кВ Лесная;
- отключена ВЛ 110 кВ Бугры – Ваулово I цепь» [24].

При расчетах послеаварийных режимов с отключением автотрансформаторов учитывался перевод нагрузки действием АВР.

Режим зимних максимальных нагрузок 2025 г.

Исследование данных, полученных в результате вычислений параметров электрических режимов, не показало превышения допустимых значений силы тока на линиях электропередачи напряжением 110 кВ в зоне расположения подстанции 110 кВ Гусево. «В таблице 3 указаны максимальные значения силы тока, проходящего через линии электропередач напряжением 110 кВ и выше, которые отходят от подстанции 110 кВ Гусево» [13].

Таблица 3 - Максимальные значения токов, протекающих по элементам сети прилегающей к ПС 110 кВ Гусево в режиме зимнего максимума нагрузок на 2025 г

Наименование сетевого элемента	I, А	Γ^1 , % (Γ^2 , %)	$I_{доп}^3$, А ($I_{авдоп}^4$, А)	Ограничивающий элемент	Ремонтная схема сети	Послеаварийная схема сети
КВЛ 110 кВ Гусево – Фетищево	328	56,6 (54,7)	581 (600)	Воздушный участок	-	Аварийное выключение линии 110 кВ Лесная-Гусево
ВЛ 110 кВ Лебедево – Вороново	183	31,5 (30,5)	581 (600)	Участок воздушной линии	-	Аварийное выключение линии 110 кВ Бугры – Ваулово I ц.
КВЛ 110 кВ Лесная – Гусево	580	96,7 (96,7)	600 (600)	ТТ на ПС 220 кВ Лесная и ПС 110 кВ Гусево	-	Аварийное выключение линии 110 кВ Лесная - Щапово
ВЛ 110 кВ Ваулово – Гусево	162	27,9 (27)	581 (600)	Участок воздушной линии	-	Аварийное выключение линии 110 кВ Лесная-Гусево
ВЛ 110 кВ Бугры - Ваулово II цепь	174	34,8 (34,8)	500 (500)	ТТ на ПС 220 кВ Бугры	-	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Лесная-Гусево
<p>Примечания</p> <p>1 % загрузки элемента сети относительно длительно-допустимой токовой нагрузки.</p> <p>2 % загрузки элемента сети относительно аварийно-допустимой токовой нагрузки.</p> <p>3 Длительно-допустимая токовая нагрузка сетевого элемента.</p> <p>4 Аварийно-допустимая токовая нагрузка сетевого элемента.</p>						

Режим зимних максимальных нагрузок 2030 г.

Исследование данных, полученных в результате вычислений параметров электрических режимов, не показало превышения допустимых значений силы тока на линиях электропередачи напряжением 110 кВ в зоне расположения подстанции 110 кВ Гусево. «В таблице 4 указаны максимальные значения силы тока, проходящего через линии электропередач напряжением 110 кВ и выше, которые отходят от подстанции 110 кВ Гусево» [13].

Таблица 4 - Максимальные значения токов, протекающих по элементам сети прилегающей к ПС 110 кВ Гусево в режиме зимнего максимума нагрузок на 2030 г

Наименование сетевого элемента	I, А	I^1 , % (I^2 , %)	Идоп ³ , А (Iавдоп ⁴ , А)	Ограничивающий элемент	Ремонтная схема сети	Послеаварийная схема сети
КВЛ 110 кВ Гусево – Фетищево	333	57,3 (55,5)	581 (600)	Воздушный участок	-	Аварийное выключение линии 110 кВ Лесная- Гусево
ВЛ 110 кВ Лебедево – Вороново	133	22,9 (22,2)	581 (600)	Участок воздушной линии	-	Аварийное выключение линии 110 кВ Бугры – Ваулово I ц.
КВЛ 110 кВ Лесная – Гусево	593	98,8 (98,8)	600 (600)	ТТ на ПС 220 кВ Лесная и ПС 110 кВ Гусево	-	Аварийное выключение линии 110 кВ Лесная - Щапово
ВЛ 110 кВ Ваулово – Гусево	151	26 (25,2)	581 (600)	Участок воздушной линии	-	Аварийное выключение линии 110 кВ Лесная-Гусево
ВЛ 110 кВ Бугры - Ваулово II цепь	164	32,8 (32,8)	500 (500)	ТТ на ПС 220 кВ Бугры	-	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Лесная-Гусево
Примечания 1 % загрузки элемента сети относительно длительно-допустимой токовой нагрузки. 2 % загрузки элемента сети относительно аварийно-допустимой токовой нагрузки. 3 Длительно-допустимая токовая нагрузка сетевого элемента. 4 Аварийно-допустимая токовая нагрузка сетевого элемента.						

Максимальные величины токов, протекающих по ВЛ 110 кВ, приведены в таблице 5. Рекомендации по увеличению пропускной способности ЛЭП и замене оборудования приведены в выводах по разделу.

Таблица 5 - Сравнительная характеристика максимального рабочего тока к номинальным параметрам установленного оборудования на ПС 110 кВ Гусево

Наименование присоединения	Номинальный ток, А					I _{раб} max, А схема 2025г	I _{раб} max, А схема 2030г
	Ошиновка (токр = +25°C)	Выключатель	Разъединитель	ВЧЗ	ТТ		
КВЛ 110 кВ Гусево – Фетищево	690	600	600	600	600	378	369
ВЛ 110 кВ Гусево – Вороново с отпайкой на ПС Былово	690	600	600	600	600	183	133
КВЛ 110 кВ Лесная – Гусево	690	2500	2000	1250	600	580	593
ВЛ 110 кВ Ваулово – Гусево с отпайками	690	2000	2000	600	600	434	493

«Исследование данных, полученных в результате вычислений параметров электрических режимов, продемонстрировало, что показатели напряжения в узлах электросети не опускаются ниже минимально допустимого значения для сети 110 кВ (90,6 кВ или $0,82 \cdot U_{ном}$), которое определено на основе Методических указаний по устойчивости энергосистем, утверждённых приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277» [14]. Самое низкое напряжение в узлах сети после аварийного отключения составляет 104,6 кВ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Фетищево.

Максимальные значения tgφ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Гусево не превышают 0,38. Таким образом, можно сделать вывод о том, что установка СКРМ на шинах ПС 110 кВ Гусево не требуется.

1.3 Расчеты токов короткого замыкания

Для определения токов трёхфазного и однофазного к.з. на шинах ПС 110 кВ Гусево были произведены расчеты в программном комплексе АРМ СРЗА. Расчет сделан для этапа окончания реконструкции ПС 110 кВ Гусево (2025 г) и на перспективу 5 лет (2030 г.).

Существующая схема сети 110 кВ и выше соответствует режиму работы сети Московской энергосистемы на период 01.01.2021 г. Перспективная схема сети на 2025 г. и 2030 год приняты на основе «Схем и программ перспективного развития электроэнергетики Москвы и Московской области на соответствующий период» [23], с учетом работы «Актуализация комплексной программы развития электрических сетей напряжением 110 (35) кВ и выше на территории г. Москвы и Московской области на период 2015 – 2020 гг. и до 2025 г.» [12].

В таблице 6 приведены периодические составляющие токов однофазного и трехфазного коротких замыканий для момента к.з. $t=0$.

Таблица 6 - Величина токов к.з. на шинах ПС 110 кВ Гусево

ПС 110 кВ Гусево	Отключающая способность коммутационного оборудования, кА	на 2025 год		на перспективу до 2030 года	
		К(3), кА	К(1), кА	К(3), кА	К(1), кА
т.к.з. на 1СШ 110 кВ	-	9,92	10,83	11,06	11,69
КВЛ 110 кВ Гусево – Фетищево	18,4	2,38	2,27	2,71	2,44
ВЛ 110 кВ Гусево – Вороново с отпайкой на ПС Былово	31,5	0	0,38	0	0,46
ШСЭВ (между 1 и 2СШ)	40	7,54	7,43	8,36	8,00
Т-1		0	0,76	0	0,8
т.к.з. на 2СШ 110 кВ	-	9,92	10,83	11,06	11,69

Продолжение таблицы 6

ПС 110 кВ Гусево	Отключающая способность коммутационного оборудования, кА	на 2025 год		на перспективу до 2030 года	
		К(3), кА	К(1), кА	К(3), кА	К(1), кА
КВЛ 110 кВ Лесная – Гусево	18,4	5,30	4,62	6,1	5,16
ВЛ 110 кВ Ваулово – Гусево с отпайками	31,5	2,27	2,08	2,30	2,06
ШСЭВ (между 1 и 2СШ)	40	2,38	3,41	2,71	3,70
Т-2		0	0,76	0	0,8
т.к.з. на шинах 10 кВ	-	22,57	–	22,77	–

Согласно заданию, величина т.к.з. на шинах 10 кВ не должна превышать 12 кА. Как видно из таблицы 6, величина т.к.з на шинах 10 кВ превышает вышеуказанное значение. Для ограничения уровней т.к.з на шинах 10 кВ рекомендуется замена (установка) токоограничивающих реакторов 10 кВ в цепи трансформаторов Т-1,2 с номинальным индуктивным сопротивлением 0,3 Ом.

В таблице 7 приведены периодические составляющие токов однофазного и трехфазного коротких замыканий для момента к.з. $t=0$ после проведения мероприятий.

Таблица 7 - Величина токов к.з. на шинах ПС 110 кВ Гусево (установка токоограничивающих реакторов 10 кВ с номинальным индуктивным сопротивлением 0,3 Ом)

ПС 110 кВ Гусево	Отключающая способность коммутационного оборудования, кА	на 2025 год		на перспективу до 2030 года	
		К(3), кА	К(1), кА	К(3), кА	К(1), кА
т.к.з. на шинах 10 кВ	–	11,723	–	11,864	–

Изучение информации, приведённой в таблице 7, позволяет сделать вывод, что коммутационное оборудование, которое планируется установить

на шинах 110 кВ и ниже, должно обладать отключающей способностью не менее следующих значений:

- в открытом распределительном устройстве напряжением 110 кВ более 12 кА;
- в закрытом распределительном устройстве напряжением 10 кВ более 12,5 кА.

Результаты определения токов КЗ в электрической сети в районе подстанции Гусево сводим в таблицу 8.

Таблица 8 - Результаты определения токов КЗ в электрической сети в районе подстанции Гусево

	Отключающая способность коммутационного оборудования, кА	на 2019 год		на перспективу до 2024 года	
		К(3), кА	К(1), кА	К(3), кА	К(1), кА
ПС 220 кВ Лесная					
т.к.з. на 1СШ 220 кВ	25	23,99	22,42	44,12	49,32
т.к.з. на 2СШ 220 кВ	25	23,99	22,42	44,12	49,32
т.к.з. на 1СШ 110 кВ	40	19,18	21,01	27,28	29,97
т.к.з. на 2СШ 110 кВ	40	19,18	21,01	27,28	29,97
ПС 220 кВ Бугры					
т.к.з. на 1,2,3СШ 220 кВ	31,5 35,5 40	27,33	20,08	27,74	20,41
т.к.з. на 4,5СШ 220 кВ	31,5 35,5 40	27,33	20,08	27,74	20,41
т.к.з. на 1СШ 110 кВ	40	18,12	18,94	19,81	20,55
т.к.з. на 2СШ 110 кВ	40	18,12	18,94	19,81	20,55
ПС 110 кВ Щапово					
т.к.з. на 1сек 110 кВ	40	9,90	9,66	11,40	9,75
т.к.з. на 2сек 110 кВ	40	9,90	9,66	11,40	9,75
ПС 110 кВ Ваулово					
т.к.з. на 1сек 110 кВ	50	8,23	6,84	8,52	7,16
т.к.з. на 2сек 110 кВ	50	13,04	11,16	13,78	11,63

Из результатов расчета токов к.з. видно, что отключающая способность выключателей, установленных в РУ 220 кВ ПС 220 кВ Лесная не удовлетворяет расчетным значениям тока к.з. Рекомендуется предусмотреть к 2030 году замену выключателей 220 кВ на ПС 220 кВ Лесная.

Выводы по разделу.

Исследование данных, полученных в результате вычислений параметров электрических режимов, продемонстрировало, что показатели напряжения в узлах электросети не опускаются ниже минимально допустимого значения для сети 110 кВ (90,6 кВ или $0,82 \cdot U_{ном}$) ни для схемы 2025 года, ни для схемы 2030 года. Увеличение пропускной способности или реконструкции линий электропередач напряжением 110 кВ, расположенных в районе ПС 110 кВ Гусево не требуется.

В таблицу 9 сведены максимальные значения токов в ЛЭП напряжением 110 кВ отходящих от ПС 110 кВ Гусево полученные расчётным путем для температуры окружающего воздуха $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$, а также рекомендуемые значения пропускной способности этих линий.

Таблица 9 - Рекомендуемые значения пропускной способности ЛЭП, отходящих от ПС 110 кВ Гусево

Наименование сетевого элемента	Расчетные значения				Рекомендуемые значения	
	I _{max} , А (при t=-5 ⁰ C)		I _{max} , А (при t=+25 ⁰ C)		I, А (при t=-5 ⁰ C)	I, А (при t=+25 ⁰ C)
	I _{max} , А	I _{доп} , % (I _{авдоп} , %)	I _{max} , А	I _{доп} , % (I _{авдоп} , %)		
КВЛ 110 кВ Гусево – Фетищево	333	57,3 (55,5)	378	84 (70)	Не менее существующей – 581А	Не менее существующей – 450А
ВЛ 110 кВ Гусево – Вороново с отпайкой на ПС Былово	183	31,5 (30,5)	139	30,9 (25,7)	Не менее существующей – 581А	Не менее существующей – 450А
КВЛ 110 кВ Лесная – Гусево	593	98,8 (98,8)	478	79,7 (79,7)	Не менее существующей – 600А	Не менее существующей – 600А
ВЛ 110 кВ Ваулово – Гусево с отпайками	162	27,9 (27)	493	109,6 (91,3)	Не менее существующей – 581А	Не менее существующей – 450А

«Исследование данных, полученных в результате вычислений параметров электрических режимов, показало, что показатели напряжения в узлах электросети не опускаются ниже минимально допустимого значения для сети 110 кВ (90,6 кВ или $0,82 \cdot U_{ном}$), которое определено на основе

Методических указаний по устойчивости энергосистем, утверждённых приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277» [14]. Самое низкое напряжение в узлах сети после аварийного отключения составляет 104,6 кВ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Фетищево.

Величина коэффициента реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$) на шинах 110 кВ подстанции ПС 110/110 кВ Гусево не превышает 0,38. Это позволяет сделать вывод об отсутствии необходимости установки дополнительных устройств компенсации реактивной мощности на данной подстанции.

Согласно проведенным расчетам электрических режимов установки устройств ПА и режимной автоматики на ПС 110 кВ Гусево и на объектах прилегающей сети не требуется.

Согласно заданию, величина т.к.з. на шинах 10 кВ не должна превышать 12 кА. Как видно из таблицы 6, величина т.к.з на шинах 10 кВ превышает вышеуказанное значение. Для ограничения уровней т.к.з на шинах 10 кВ рекомендуется установка токоограничивающих реакторов 10 кВ в цепи трансформаторов Т-1,2 с номинальным индуктивным сопротивлением 0,3 Ом.

Изучение информации, приведённой в таблице 7, позволяет сделать вывод, что коммутационное оборудование, которое планируется установить на шинах 110 кВ и ниже, должно обладать отключающей способностью не менее следующих значений:

- в открытом распределительном устройстве напряжением 110 кВ более 12 кА;
- в закрытом распределительном устройстве напряжением 10 кВ более 12,5 кА.

Отключающая способность выключателей, установленных в РУ 220 кВ ПС 220 кВ Лесная не удовлетворяет расчетным значениям тока к.з. Рекомендуется предусмотреть к 2030 году замену выключателей 220 кВ на ПС 220 кВ Лесная.

2 Выбор основного оборудования и основные компоновочные решения по ПС Гусево

Согласно ТЗ на подстанции устанавливаются силовые трансформаторы типа ТРДН-63000/110.

В соответствии с НТП, в строительных и электротехнических решениях предусматривается возможность установки в перспективе трансформаторов следующей ступени мощности 80 МВА с возможной длительной перегрузкой 130% [4].

Распределительное устройство 110 кВ выполнено открытого типа. Согласно выводам первого раздела, токи КЗ на стороне 110 кВ на ПС Гусево составят $K_3=9,92$ кА; $K_1=10,83$ кА, а отключающая способность коммутационного оборудования, планируемого к установке на шинах 110 кВ, должна быть не менее 40 кА.

Номинальный ток в ячейке трансформатора составит [13]:

$$I_{ном110} = \frac{S_{номТ} \cdot k_{пер}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (1)$$

где $S_{номТ}$ - номинальная мощность напряжения;

$k_{пер}$ - коэффициент допустимой аварийной перегрузки;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение на стороне 110 кВ.

$$I_{ном110} = \frac{80000 \cdot 1,3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 522 \text{ А}.$$

На основании результатов расчётов послеаварийных режимов максимальная токовая загрузка ЛЭП отходящих от ПС 110 кВ Гусево составила:

- «КВЛ 110 кВ «Гусево – Фетищево» – 378 А;

- ВЛ 110 кВ «Гусево – Вороново с отпайкой на ПС Былово» – 139 А;
- КВЛ 110 кВ «Лесная- Гусево» – 478 А;
- ВЛ 110 кВ «Ваулово - Гусево с отпайками» – 493 А» [24].

В настоящее время на подстанции установлены элегазовые баковые выключатели в ячейке обходного выключателя, в ячейке КВЛ-110 кВ «Лесная-Гусево» и в ячейке БСК. В остальных ячейках установлены масляные выключатели 110 кВ.

2.1 Проверка существующих выключателей 110 кВ

Начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания на шинах ОРУ 110 кВ $I_{н0}^{(1)} = 10,83$ кА.

«Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов» [9]:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ.}$$

Максимальный рабочий ток в линии КВЛ 110 кВ «Лесная-Гусево» – 478А.

Номинальный ток для выключателя 110 кВ 2500 А.

$$I_{ном} = 2500 \text{ А} \geq 478 \text{ А.}$$

Ударный коэффициент:

$$k_{уд.} = 1 + e^{-0,01/0,06} = 2,181;$$

где $T_a = 0,06$ с – постоянная времени.

Ударный ток:

$$i_{уд.} \geq \sqrt{2} \cdot 10,83 \cdot 2,181 = 33,4 \text{ кА.}$$

«Проверка на электродинамическую стойкость:

Наибольший пик тока электродинамической стойкости для выключателя 110 кВ составляет 102 кА:

$$i_{\text{вкл.}} = 102 \text{ кА} \geq 33,4 \text{ кА.}$$

Проверка по термической стойкости:

Ток термической стойкости для выключателя 110 кВ составляет 40 кА, а время протекания тока термической стойкости 4 с» [11]:

$$t_{\text{откл.}} \geq 3 \cdot T_{\text{азк}}; \quad (2)$$

$$t_{\text{откл.}} \leq t_{\text{терм.}}; \quad (3)$$

$$B_{\text{каталожн.}} = I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм.}}; \quad (4)$$

$$B_{\text{каталожн.}} = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{расч.}} = I_{\text{ПО.}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_a); \quad (5)$$

$$B_{\text{расч.}} = 10,83^2 \cdot (0,36 + 0,06) = 49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

«Выбор по коммутационной способности:

Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения для выключателя 110 кВ составляет 40 кА» [26].

$$I_{\text{вкл.}} = 40 \text{ кА} \geq 10,83 \text{ кА.}$$

Проверка на коммутационную способность:

$$\tau = \tau_{\text{з.мин}} + t_{\text{собств.}}, \quad (6)$$

$$\tau = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с};$$

$$\beta_{\text{норм}} = e^{-22,5 \cdot 0,06} = 0,207;$$

$$i_{\text{а.норм}} = \sqrt{2} \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном.}}, \quad (7)$$

$$\begin{aligned}
 i_{a.норм} &= \sqrt{2} \cdot 0,207 \cdot 40 = 11,7 \text{ кА}; \\
 i_{a.\tau} &= \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\tau/Ta}, \\
 i_{a.\tau} &= \sqrt{2} \cdot 3,655 \cdot e^{-0,07/0,06} = 11,04 \text{ кА}; \\
 &11,04 \leq 11,7 \text{ кА}.
 \end{aligned}
 \tag{8}$$

Вывод: существующие выключатели 110 кВ ВЭБ-110/2500 40 кА УХЛ1 удовлетворяют всем рассчитанным параметрам.

2.2 Выбор выключателей 110 кВ

Начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания на шинах ОРУ 110 кВ $I_{n0}^{(1)} = 10,83 \text{ кА}$.

«Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов» [9]:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}.$$

Максимальный рабочий ток в ячейке Т-1, Т-2:

$$I_{раб} = 522 \text{ А}.$$

Максимальный ток в ячейке ВЛ 110 кВ «Гусево-Ваулово с отпайками» – 493 А:

Номинальный ток для выключателя 110 кВ 2000 А:

$$I_{ном} = 2500 \text{ А} \geq 522 \text{ А} \geq 493 \text{ А}.$$

Ударный коэффициент:

$$k_{уд.} = 1 + e^{-0,01/0,06} = 2,181;$$

где $T_a = 0,06$ с – постоянная времени.

Ударный ток:

$$i_{уд.} \geq \sqrt{2} \cdot 10,83 \cdot 2,181 = 33,4 \text{ кА.}$$

«Проверка на электродинамическую стойкость:

Наибольший пик тока электродинамической стойкости для выключателя 110 кВ составляет 102 кА.

$$i_{вкл.} = 102 \text{ кА} \geq 33,4 \text{ кА.}$$

Проверка по термической стойкости:

Ток термической стойкости для выключателя 110 кВ составляет 40 кА, а время протекания тока термической стойкости 4 с» [11]:

$$t_{откл.} \geq 4 \cdot T_{азк}; \quad (9)$$

$$t_{откл.} \leq t_{терм.}; \quad (10)$$

$$B_{каталожн.} = I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.}; \quad (11)$$

$$B_{каталожн.} = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{расч.} = I_{ПО.}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a); \quad (12)$$

$$B_{расч.} = 10,83^2 \cdot (0,36 + 0,06) = 49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

«Выбор по коммутационной способности:

Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения для выключателя 110 кВ составляет 40 кА» [26]:

$$I_{вкл.} = 40 \text{ кА} \geq 10,83 \text{ кА.}$$

Проверка на коммутационную способность:

$$\tau = \tau_{з.мин} + t_{собств.}, \quad (13)$$

$$\tau = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с};$$

$$\beta_{норм} = e^{-22,5 \cdot 0,06} = 0,207;$$

$$i_{а.норм} = \sqrt{2} \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном.}, \quad (14)$$

$$i_{а.норм} = \sqrt{2} \cdot 0,207 \cdot 40 = 11,7 \text{ кА};$$

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{-\tau/Ta}, \quad (15)$$

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,655 \cdot e^{-0,07/0,06} = 11,04 \text{ кА};$$

$$11,04 \leq 11,7 \text{ кА.}$$

Вывод: предлагаемые к установке выключатели 110 кВ EKLW-24-145, 40 кА удовлетворяют всем рассчитанным параметрам.

2.3 Выбор ОПН 110 кВ

«Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов» [8]:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ.}$$

Выбор ОПН по $U_{нр}$:

$U_{нр}$ – наибольшее действующее значение напряжения промышленной частоты, которое длительно (в течение всего срока службы аппарата) может быть приложено к выводам ОПН. Значение максимального напряжения в проектируемой сети запрашивается у заказчика. Однако заказчик такими данными не располагает и за отправное принимается наибольшее $U_{нр}$ предлагаемое производителем согласно каталога, подходящим для использования считаем ОПН с $U_{нр} = 77 \text{ кВ}$.

Выбор ОПН по энергоемкости:

Согласно ГОСТ Р 52725-2007 требуется указывать ток пропускной способности I_{np} и номинальный разрядный ток ОПН I_n , соответствующие друг другу значения приводим в таблице 10 [10].

Таблица 10 - Значение токов

Выбор тока пропускной способности I_{np} и номинального разрядного тока I_n			
$U_{ном}$, кВ	Диапазон I_{np} , А	Класс пропускной способности	I_n , кА
110	401-750	3	10

Проверка ОПН по уровню ограничения коммутационных перенапряжений.

Проверку ОПН на соответствие расчетной кратности коммутационных перенапряжений имеет смысл проводить при выполнении распредустройств в сокращенных габаритах, например, для ЗРУ. В противном случае внешняя изоляция имеет значительные запасы по электрической прочности и, безусловно, выдержит воздействия перенапряжений, ограниченных ОПН, даже в случае превышения остающегося напряжения $U_{ост}$ ОПН над перенапряжением при $K_{н.р.} = 1,8$.

Проверка ОПН по допустимым временным перенапряжениям.

Временно допустимые перенапряжения на ОПН – это возникающие в системе довольно длительные превышения над номинальным напряжением, как правило, промышленной частоты с гармониками или без них. Такие перенапряжения ОПН должен выдерживать без тепловых перегрузок. Временные перенапряжения могут возникать, например, на здоровых фазах при КЗ. При обычном коэффициенте замыканий на землю $k = 1,4$ напряжение на здоровых фазах может составить $U_T = k \cdot U_{фм} = 1,4 \cdot 146 = 204,4$ кВ. При этом ОПН не должен ограничивать эти временные перенапряжения. В таблице 11 значения номинальных напряжений и соответствующие им значения $U_{фм}$.

Таблица 11 - Значения напряжения

$U_{ном}, \text{кВ}$	110	150	220	330	500	750
$U_{фт}, \text{кВ}$	73	100	146	210	303	455

Вывод: выбираем ОПН 110 кВ ОПН-У-110/77-3 УХЛ1-Ш-Б, который удовлетворяет всем параметрам.

2.4 Выбор разъединителей 110 кВ

«Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А} \geq 493 \text{ А (смотри расчет выбора выключателя);}$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А} \geq 522 \text{ А.}$$

Проверка на электродинамическую стойкость.

Наибольший пик тока электродинамической стойкости для разъединителя 110 кВ составляет 100 кА.

$$i_{пр.скв.} = 100 \text{ кА} \geq 33,4 \text{ кА, (смотри расчет выбора выключателя).}$$

Проверка по термической стойкости.

Ток термической стойкости для разъединителя 110 кВ составляет 40 кА, а время протекания тока термической стойкости 3 с» [8]:

$$t_{откл.} \geq 3 \cdot T_{азк}; \quad (16)$$

$$t_{откл.} \leq t_{терм.}; \quad (17)$$

$$B_{каталожн.} = I^2_{терм.} \cdot t_{терм.}; \quad (18)$$

$$B_{каталожн.} = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{расч.}} = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a); \quad (19)$$

$$B_{\text{расч.}} = 10,83^2 \cdot (0,36 + 0,06) = 49,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 49,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Вывод: разъединители типа РГПН-2(1)-110/1000 УХЛ1 удовлетворяют рассчитанным параметрам.

2.5 Выбор гибкой ошиновки ОРУ 110 кВ

Максимальный расчетный ток в ячейках силовых трансформаторов - 522А. Согласно ГОСТ 839-80 для провода АС 240/32 допустимый длительный ток вне помещений равен 605 А [2]. Выбираем провод АС 240/32.

2.6 Выбор жесткой ошиновки от Т-1, Т-2 до токоограничивающих реакторов 10 кВ

Расчет максимальных продолжительных токов на стороне НН трансформатора с учетом перспективного развития до 80 МВА с учетом аварийной перегрузки при отключении второго трансформатора:

$$I_{\text{прод. расч. 80 МВА}} = \frac{1,3 \cdot S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \quad (20)$$

$$I_{\text{прод. расч. 80 МВА}} = \frac{1,3 \cdot 80}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = \frac{5726}{2} = 2862 \text{ А}.$$

Необходимо использовать шину на ток не менее 2863 А, выбираем алюминиевые шины коробчатого сечения:

$$2 \times \text{АД0}(100 \times 45 \times 6), I_{\text{д. доп.}} = 3500 \text{ А}, I_{\text{т.с.}} = 31,5 \text{ кА}.$$

2.7 Выбор ошиновки от токоограничивающих реакторов 10 кВ до ячеек ЗРУ 10 кВ

$$I_{\text{прод. расч. 80 МВА}} = \frac{1,3 \cdot 80}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = \frac{5726}{2} = 2862 \text{ А.}$$

Необходимо использовать токопровод на ток не менее 2863 А, принимаем токопровод поставляемый заводом комплектно с ячейками КРУ 10 кВ на номинальный ток, соответствующий вводным ячейкам, т.е. 3150 А.

2.8 Расчет сечения жилы и экрана одножильного кабеля 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена между ТСН и вводной ячейкой ЗРУ 10 кВ

«Номинальный ток между ТСН и вводной ячейкой ЗРУ 10 равен» [15]:

$$I_{\text{ном}} = \frac{1,3 \cdot S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \quad (21)$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{1,3 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 45 \text{ А.}$$

Допустимый ток $I_{\text{доп1}}$ для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена сечением медной жилы 240 мм² при прокладке в земле при расположении фаз в треугольник: $I_{\text{доп1}} = 422 \text{ А}$.

Принимаем по 1 кабелю в фазе $I_{\text{доп1}} = 422 \text{ А}$.

Условие:

$$I_{\text{ном}} < I_{\text{доп1}}; \quad (22)$$

45 < 422 А выполняется.

Проверка жилы по термической устойчивости при КЗ:

Расчет выполнен в соответствии РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [17]. Условие термической стойкости при КЗ:

$$\Theta_{к.ж} < \Theta_{к.ж.доп} \quad (23)$$

где « $\Theta_{кж}$ - температура нагрева жилы к моменту отключения КЗ;

$\Theta_{к.ж.доп}$ - предельно допустимая температура нагрева жилы при КЗ;

$\Theta_{к.ж.доп} = 250^\circ\text{C}$ » [17].

$$\Theta_{к.ж} = \Theta_{м.ж} \cdot e^k + a(e^k - 1), \quad (24)$$

где « $\Theta_{мж}$ - температура нагрева жилы до КЗ;

a - величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0°C , равная 228°C » [17].

$$k = b \frac{I_k^2 \cdot t}{S^2}, \quad (25)$$

где « b - постоянная, характеризующая теплофизические материалы жилы;

I_k - ток трехфазного КЗ, кА;

t - расчетная продолжительность тока КЗ, принимается равное 0,5 с;

S - площадь поперечного сечения проводника, мм^2 » [17].

$$k = 11,9 \cdot \frac{11,864^2 \cdot 0,5}{240^2} = 0,024.$$

$$\Theta_{мж} = \Theta_0 + (\Theta_{дд} - \Theta_{окр}) \left(\frac{I_{раб}}{I_{дд}} \right)^2, \quad (26)$$

где « Θ_0 - фактическая температура окружающей среды во время КЗ, 40°C ;

$\Theta_{дд}$ - значение расчетной длительно допустимой температуры жилы, 90°C ;

$\theta_{\text{окр}}$ - значение расчетной температуры окружающей среды, 25 °С;
 $I_{\text{раб}}$ - значение тока перед КЗ, $I_{\text{раб}} = 1250$ А;
 $I_{\text{дд}}$ - значение расчетного длительно допустимого тока, $I_{\text{дд}} = 422$ А»
[17].

$$\theta_{\text{мж}} = 40 + (90 - 25)(45/422)^2 = 58,587 \text{ °С};$$
$$\theta_{\text{кж}} = 58,587e^{0,024} + 228(e^{0,024} - 1) = 65,525 \text{ °С},$$
$$65,525 \text{ °С} < 250 \text{ °С} \text{ условие выполняется.}$$

Для электроснабжения трансформаторов ТСН 10 кВ принимаются одножильные кабели с алюминиевой жилой сечением 240 мм² и сечением экрана 70 мм² марки АПвПуг-LS 3(1×240мм²/70-10) - для прокладки в земле и марки АПвВнг(А)-LS 3(1×240мм²/70-10) – для прокладки в кабельных сооружениях.

2.9 Расчет сечения жилы и экрана одножильного кабеля 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена для питания ДГК

Номинальный ток между дугогасящим реактором 1600 кВА и ячейкой ДГК КРУ10 кВ:

$$I_{\text{ном.ДГК}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 88,1 \text{ А.}$$

Допустимый ток $I_{\text{доп}}$ для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена сечением алюминиевой жилы 240 мм² при прокладке в земле при расположении фаз в треугольник:

$$I_{\text{доп}} = 422 \cdot 0,82 = 346,0 \text{ А},$$

$$I_{\text{кз}} = 11,9 \text{ кА}, t_{\text{кз}} = 2,5 \text{ с.}$$

По информации «Севкабель» односекундный ток КЗ по жиле сечением 240 мм² не должен превышать $I_1 = 22,7$ кА.

Пересчет табличных односекундных токов I_1 на значения $I_{кз}$ при расчетных временах t проводят по формуле:

$$I_{кз} = \frac{I_1}{\sqrt{t_{кз}}}, \quad (27)$$

$$I_{кз} = \frac{22,7}{\sqrt{2,5}} = 14,3 \text{ кА} > 11,9 \text{ кА.}$$

Определение сечения экрана.

$$I_3^{(1,1)} = I_{10кВ}'' \frac{\sqrt{3}}{2}, \quad (28)$$

$$I_3^{(1,1)} = 11,9 \cdot 0,865 = 10,3 \text{ кА.}$$

По этим значениям $I_3^{(1,1)}$ проверяем достаточность сечения экрана кабеля 70 мм².

По информации «Севкабель» односекундный ток КЗ по экрану сечением 70 мм² не должен превышать $I_1 = 14,2$ кА.

Время воздействия тока КЗ $t_{кз}$ определяется временем срабатывания соответствующей релейной защиты.

Время срабатывания защит не превышает 2,5 сек.

Пересчет табличных односекундных токов I_1 на значения $I_{кз}$ при расчетных временах $t_{кз}$ проводят по формуле 27:

$$I_{кз} = \frac{14,2}{\sqrt{2,5}} = 10,6 \text{ кА} > 10,3 \text{ кА.}$$

Таким образом, допустимые токи КЗ для экрана кабеля превышают расчетные значения токов КЗ по экрану кабеля от КРУ до ДГК и возгорания экрана кабеля при КЗ не будет.

Принимаем кабель ПвПуг-LS 3×(1×240/70-10). Для прокладки в кабельных сооружениях принимаем кабель АПвВнг(А)-LS 3×(1×240мк/70-10).

2.10 Выбор токоограничивающего реактора на стороне 10 кВ

В таблицу 12 сведем параметры токоограничивающего реактора 10 кВ.

Таблица 12 - Параметры токоограничивающего реактора 10 кВ

Параметр	Обозначение	Ед. изм.	Формула	Значение
Исходные данные				
Номинальное напряжение сети	$U_{НОМ}$	В	задано	10
Максимальный длительный ток нагрузки	$I_{P,МАХ}$	А	задано	2255
Начальное значение неограниченного тока КЗ	$I_{П.0}$	А	задано	22,57
Требуемое значение тока КЗ	$I_{ОТКЛ.}$	А	задано	12
Полное время отключения КЗ	$t_{ОТКЛ}$	с	задано	1
Результаты расчета				
Среднее напряжение сети	$U_{СР}$	В	справочно	10,5
Результирующее сопротивление цепи КЗ	$X_{РЕЗ.}$	м	$X_{РЕЗ.} = \frac{U_{СР}}{\sqrt{3} \cdot I_{П.0}}$	0,269
Требуемое сопротивление цепи КЗ	$X_{ТРЕБ.}$	м	$X_{ТРЕБ.} = \frac{U_{СР}}{\sqrt{3} \cdot I_{ОТКЛ}}$	0,506
Требуемое сопротивление реактора	X_P	м	$X_P = X_{ТРЕБ.} - X_{РЕЗ.}$	0,237

Поскольку максимальный длительный ток нагрузки будет равен 2255 А, выбираем реактор РТСТ-10-3200-0,3 У1 [6].

2.11 Мероприятия по компенсации емкостных токов «на землю»

Согласно п. 1.2.16 ПУЭ изд.7 работа электрических сетей напряжением 2-35 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с заземленной нейтралью через дугогасящий реактор или резистор. В сетях напряжением 6-35 кВ с ВЛ на железобетонных и металлических опорах дугогасящие аппараты применяются при емкостном токе замыкания на землю более 10 А.

Согласно полученным от заказчика данным о подключаемой к ПС распределительной сети 10кВ, емкостной ток по замерам на 2024 г составляет 174 А на секциях 1а, 1б и 97 А на секциях 2а, 2б. В 2024 г. на ПС планируются установка двух дугогасящих реакторов типа РЗДПОМ-1600/10-У1 с предельными токами 250-15 А комплектно с фильтрами нулевой последовательности масляными заземляющими ФМЗО -1600/10 У1.

В соответствии с «Технической политикой ПАО «МОЭСК», при новом строительстве и реконструкции подстанции необходимо устанавливать ДГР на каждой секции 6-10 кВ [25]. На вновь образуемых секциях шин 1 и 2 сохраняются описанные выше реакторы, для вновь образуемых секций шин 3 и 4 произведем расчет для выбора реактора.

Для однотипности выбираем к расчету наибольший ток на секциях. С учетом перспективного развития 25%.

Для 10 кВ:

$$I_{секц} = 218 \text{ А},$$

$$Q = I_{секц} \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}}, \quad (29)$$

$$Q = 218 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 1259 \text{ кВА}.$$

Выбираем дугогасящий реактор мощностью не менее 1259 кВА для секций 10 кВ, который обеспечивает компенсацию заданных токов.

Для компенсации емкостных токов замыкания на «землю» в работе предусматривается установка 6 новых комплектов ДГК на 3-8 секции КРУ 10кВ.

При развитии сети 10 кВ, эксплуатирующая организация должна контролировать величину емкостного тока на землю и проводить измерения не реже 1 раза в 6 лет.

Выводы по разделу.

Согласно ТЗ на подстанции устанавливаются силовые трансформаторы типа ТРДН-63000/110.

В строительных и электротехнических решениях предусматривается возможность установки в перспективе трансформаторов следующей ступени мощности 80 МВА с возможной длительной перегрузкой 130%.

В настоящее время на подстанции установлены элегазовые баковые выключатели в ячейке обходного выключателя, в ячейке КВЛ-110 кВ «Лесная-Гусево» и в ячейке БСК. В остальных ячейках установлены масляные выключатели 110 кВ. Выполнена проверка существующих и планируемых к установке выключателей 110 кВ. Существующие выключатели 110 кВ ВЭБ-110/2500 40 кА УХЛ1 и предлагаемые к установке выключатели 110 кВ EKLW-24-145 удовлетворяют всем рассчитанным параметрам. Для установки в ОРУ 110 кВ выбраны ОПН 110 кВ ОПН-У-110/77-3 УХЛ1-Ш-Б, которые удовлетворяют всем параметрам. Выбраны разъединители типа РГПН-2(1)-110/1000 УХЛ1. В качестве гибкой ошиновки выбран провод АС 240/32, рассчитанный на допустимый длительный ток вне помещений 605 А. В качестве жесткой ошиновки выбраны шины коробчатого сечения 2×АД0(100×45×6), $I_{д.доп.} = 3500$ А, $I_{т.с.} = 31,5$ кА. Для электроснабжения трансформаторов ТСН 10 кВ приняты одножильные кабели с алюминиевой жилой сечением 240 мм² и сечением экрана 70 мм² марки АПвПуг-LS

3(1×240мк/70-10) - для прокладки в земле и марки АПВВнг(А)-LS
3(1×240мк/70-10) – для прокладки в кабельных сооружениях.

Выполнен расчет сечения жилы и экрана одножильного кабеля 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена для питания ДГК. Допустимые токи КЗ для экрана кабеля превышают расчетные значения токов КЗ по экрану кабеля от КРУ до ДГК и возгорания экрана кабеля при КЗ не будет.

Принимаем кабель ПвПуг-LS 3×(1×240/70-10). Для прокладки в кабельных сооружениях принимаем кабель АПВВнг(А)-LS 3× (1×240мк/70-10).

Поскольку максимальный длительный ток нагрузки будет равен 2255 А, выбираем реактор РТСТ-10-3200-0,3 У1.

Согласно полученным от заказчика данным о подключаемой к ПС распределительной сети 10кВ, емкостной ток по замерам на 2024 г составляет 174 А на секциях 1а, 1б и 97 А на секциях 2а, 2б. В 2024 г. на ПС планируются установка двух дугогасящих реакторов типа РЗДПОМ-1600/10-У1 с предельными токами 250-15 А комплектно с фильтрами нулевой последовательности масляными заземляющими ФМЗО -1600/10 У1.

В соответствии с «Технической политикой ПАО «МОЭСК», при новом строительстве и реконструкции подстанции необходимо устанавливать ДГР на каждой секции 6-10 кВ. На вновь образуемых секциях шин 1 и 2 сохраняются описанные выше реакторы, для вновь образуемых секций шин 3 и 4 произведен расчет для выбора реактора. Для компенсации емкостных токов замыкания на «землю» в работе предусматривается установка 6 новых комплектов ДГК на 3-8 секции КРУ 10кВ.

3 Определение параметров системы собственных нужд ПС Гусево

На данный момент на подстанции установлены два трансформатора собственных нужд, мощностью 400 кВА. Необходимо провести реконструкцию системы собственных и хозяйственных нужд, для чего предусматривается замена существующих ТСН на новые ТСН 400 кВА, реконструкция ЩСН и монтаж нового щита хозяйственных нужд (ЩХН).

Установленная мощность ЩСН 400 кВА.

Нагрузка щита собственных нужд переменного тока на расчётный период составляет 358,38 кВА (с учетом ЩХН).

«Нагрузка щита хозяйственных нужд переменного тока на расчётный период составляет 172,98 кВА. Щит хозяйственных нужд питается от щита собственных нужд» [24].

Для питания собственных нужд подстанции в данной работе предусматривается установка двух трансформаторов собственных нужд напряжением 10/0,4кВ мощностью 400 кВА с соединением обмоток $\Delta/Y-11$. Также по желанию заказчика в ЩСН предусмотрена возможность питания от дизель-генератора (предусмотрен разъем для подключения). Генератор является давальческим оборудованием на время аварийных режимов и не входит в объем реконструкции ПС. Для надежности работы на ЩСН предусмотрена электромагнитная блокировка, запрещающая включение вводных выключателей при питании ЩСН от дизель-генератора.

В таблице 13 приведены результаты расчета нагрузок потребителей щита собственных нужд.

В таблице 14 приведены результаты расчета нагрузок потребителей щита хозяйственных нужд.

Таблица 13 - Нагрузки потребителей щита собственных нужд

Наименование потребителей	Категория надежности	Принадлежность к системам безопасности и/источник питания	P _y (раб/рез), кВт	Коэффициенты			P _p , кВт	Q _p , кВАр	S _p , кВА	I _p , А
				K _c	cosφ	tgφ				
Обогрев приводов разъединителей и БУ	1	-	38,1	1	0,8	0,00	30,5	0,00	30,5	68,79
Питание приводов разъединителей	1	-	23	1	0,8	0,00	18,4	0,00	18,4	41,49
Питание цепей освещения релейных панелей	2	-	3,6	0,7	1	0,00	2,59	0,00	2,94	16,5
Питание и обогрев РПН тр-ра Т1	2	-	4,1	0,8	1	0,33	3,28	1,08	3,45	5,25
Питание и обогрев РПН тр-ра Т2	2	-	4,1	0,8	1	0,33	3,28	1,08	3,45	5,25
Охлаждение тр-ра Т1	1	-	2	0,9	1	0,33	1,70	0,56	1,79	2,72
Охлаждение тр-ра Т2	1	-	2	0,9	1	0,33	1,70	0,56	1,79	2,72
Питание КРУ 10 кВ	1	-	4,6	1	0,5	1,73	4,6	8,0	9,2	12,1
Шкаф блокировки	1	-	1,5	1	0,9	0,48	1,50	0,73	1,67	2,67
Питание распределительного щита АСУ ТП	1	+ИБП	4,478	1	1	0,33	4,48	1,47	4,71	7,16
Охранная сигнализация	1	+ИБП	11,8	1	0,9	0,43	11,8	4,89	12,4	17,95
Питание приводов ДГК	1	-	2,2	1	0,8	0,75	2,2	1,65	2,75	4,96
Связь	1	+ИБП	3	1	1	0,20	3,00	0,61	3,06	4,51
Питание нагрузок АИСС КУЭ	1	+ИБП	3,34	1	1	0,33	3,34	1,10	3,52	5,34

Продолжение таблицы 13

Наименование потребителей	Категория надежности	Принадлежность к системам безопасности/источник питания	P _y (раб/рез), кВт	Коэффициенты			P _p , кВт	Q _p , кВАр	S _p , кВА	I _p , А
				K _c	cosφ	tgφ				
Выпрямительнозарядный агрегат ЗПУ1	2	-	24	0,2	0,9	0,43	4,80	2,04	5,22	40,0
Выпрямительнозарядный агрегат ЗПУ2	2	-	24	0,2	0,9	0,43	4,80	2,04	5,22	40,0
DX1 - авар.осв. БАО №1	1	+/ИБП	0,7	1	1	0,33	0,7	0,22	0,75	3,2
DX2 - авар.осв. БАО №1	1	+/ИБП	0,94	1	1	0,33	0,94	0,42	1,0	4
Щит постоянного тока. Уст-во контроля C-NL	2	-	од	1	1	0,00	0,10	0,00	0,10	0,14
Питание системы пожаротушения	1	-	23,3	1	0,8	0,75	23,30	17,48	29,13	52,55
Питание щита хозяйственных нужд	1	-	131,25	0,75	0,91	0,46	98,44	56,0	142,7	223,78
Сварочные посты СП1-СП2	2	-	20	0,4	0,7	1,02	8,00	8Д6	11,43	23,57
Обогрев приводов выключ. 110	1	-	63	1	1	0,00	63,00	0,00	63,00	95,83
Обогрев клеммных шкафов ОРУ 110	1	-	4	1	1	0,00	4,00	0,00	4,00	5,77
Питание систем безопасности	1	+/ИБП	10	1	0,9	0,43	10,00	4,26	10,87	17,05
Итого:	-	-	409,11	0,75	0,91	0,46	322,78	141,86	358,38	545,15

Таблица 14 - Нагрузки потребителей щита хозяйственных нужд

Наименование потребителей	Категория надежности	Принадлежность к системам безопасности/источник питания	P _y (раб/рез), кВт	Коэффициенты			P _p , кВт	Q _p , кВАр	S _p , кВА	I _p , А
				K _c	cosφ	tgφ				
Отопление 0 этаж	1	-	20,0	1	1	0,00	20,0	0,00	20,0	30,5
Отопление 1 этаж	1	-	20,0	1	1	0,00	20,0	0,00	20,0	30,5
Отопление 2 этаж	1	-	20,0	1	1	0,00	20,0	0,00	20,0	30,5
Вентиляция 1 этаж	2	-	1,29	0,7	0,8	0,75	0,903	0,68	1,13	2,45
Вентиляция 2 этаж	2	-	8,25	0,7	0,8	0,75	5,78	4,03	7,22	21,8
Вентиляция в кабельном этаже. Приточная вентиляция	2	-	15,0	0,7	0,8	0,75	10,5	7,87	13,13	22,8
Сварочные посты СП1-СП4 в ЗРУ 10 кВ	2	-	40	0,4	0,7	1,02	18,00	16,32	22,86	53,02
Электроводонагреватель	2	-	24,8	0,9	1	0,00	22,32	0,00	22,32	42,7
Щит освещения DS1	1	-	6,23	0,7	1	0,00	4,36	0,00	4,36	19,8
Щит освещения DS2	1	-	6,15	0,7	1	0,00	4,3	0,00	4,3	19,5
Щит наружного освещения DY1	2	-	12	0,5	1	0,00	6,0	0,00	6,0	15,8
Обогрев труб и водостоков. Питание шкафа SN1	2	-	1,28	1	1	0,00	1,28	0,00	1,28	3,35
Итого:	-	-	175	0,75	0,91	0,46	131,25	80,97	172,98	273

В работе предусмотрена установка двухсекционного щита переменного тока собственных нужд и щита хозяйственных нужд.

Щит собственных нужд переменного тока ЩСН-0,4 предназначен для ввода и распределения электрической энергии от двух трансформаторов на напряжении 0,4кВ, находящихся в неявном резерве. Питание щита хозяйственных нужд осуществляется от ЩСН от отдельных автоматов.

В работе предусмотрены защиты трансформаторов и линий от токов перегрузки и токов короткого замыкания, а также, для нечастых оперативных включений и отключений электрических цепей напряжением до 400 В переменного тока частотой 50 Гц.

Щит собственных нужд ЩСН-0,4 представляет собой комплект шкафов с коммутационными аппаратами, устройствами управления, измерения, сигнализации и защиты. Щит собственных нужд ЩСН-0,4 соответствует требованиям ГОСТ Р 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) и ТУ 3434-029-45567980-2002 [8].

В состав щита собственных нужд ЩСН-0,4 входят:

- шкафы отходящих линий (панели №1-5);
- шкафы ввода (панели №2; 4);
- шкаф секционного выключателя (панель №3).

В состав щита хозяйственных нужд ЩХН-0,4 входят:

- шкафы отходящих линий (панели №1-5);
- шкафы ввода (панели №2; 4);
- шкаф секционного выключателя (панель №3).

Шкафы напольного исполнения, двухстороннего обслуживания, двери шкафов закрываются на замок.

«Внутри шкафов расположена монтажная рама с установленной на ней аппаратурой.

На вводе и отходящих линиях установлены автоматические выключатели. Электромонтаж НКУ выполнен медными проводами.

Цветовая маркировка проводников соответствует ГОСТ Р 50462» [7].

«НКУ имеет зажимы для присоединения нулевых защитных РЕ и нулевых рабочих N проводников входящих и отходящих линий соответствующих сечений.

Ввод и вывод кабелей предусматривается снизу.

Управление вводными выключателями осуществляется при открытой двери» [15].

В шкафах отходящих линий размещены автоматические выключатели отходящих линий.

«В секционном шкафу предусмотрена система АВР, которая может работать в 3-х режимах – ручной, автоматический, дистанционное управление» [1].

Автоматический режим является основным рабочим режимом.

Кабели цепей собственных нужд принимаются с медными жилами, с изоляцией, не распространяющей горение с индексом «нг-LS» с учётом требований п. 6.2.2 СО 153-34.20.187-2003 и п. 18.7 СО 153-34.20.187-2003 [19].

Выводы по разделу.

В работе предусмотрена реконструкция системы собственных и хозяйственных нужд, для чего предусматривается замена существующих ТСН на два новых ТСН 400 кВА, реконструкция ЩСН и монтаж нового щита хозяйственных нужд (ЩХН). Произведен расчет электрических нагрузок на системы СН и ХН. Также по заданию в ЩСН предусмотрена возможность питания от дизель-генератора (предусмотрен разъем для подключения).

Щит собственных нужд переменного тока ЩСН-0,4 предназначен для ввода и распределения электрической энергии от двух трансформаторов на напряжении 0,4кВ, находящихся в неявном резерве. Питание щита хозяйственных нужд осуществляется от ЩСН от отдельных автоматов.

Заключение

Цель бакалаврской работы заключалась в разработке мероприятий по реконструкции электрической части ПС Гусево, связанных с необходимостью замены существующих СТ номинальной мощностью по 25 МВА на СТ с номинальной мощностью 63 МВА с обеспечением возможности установки в будущем СТ с номинальной мощностью 80 МВА.

Исследование данных, полученных в результате вычислений параметров электрических режимов, продемонстрировало, что показатели напряжения в узлах электросети не опускаются ниже минимально допустимого значения для сети 110 кВ ($90,6 \text{ кВ}$ или $0,82 \cdot U_{ном}$) ни для схемы 2025 года, ни для схемы 2030 года. Увеличение пропускной способности или реконструкции линий электропередач напряжением 110 кВ, расположенных в районе ПС 110 кВ Гусево не требуется.

«Исследование данных, полученных в результате вычислений параметров электрических режимов, показало, что показатели напряжения в узлах электросети не опускаются ниже минимально допустимого значения для сети 110 кВ ($90,6 \text{ кВ}$ или $0,82 \cdot U_{ном}$), которое определено на основе Методических указаний по устойчивости энергосистем, утверждённых приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277» [14]. Самое низкое напряжение в узлах сети после аварийного отключения составляет $104,6 \text{ кВ}$ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Фетищево.

Величина коэффициента реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$) на шинах 110 кВ подстанции ПС 110/110 кВ Гусево не превышает 0,38. Это позволяет сделать вывод об отсутствии необходимости установки дополнительных устройств компенсации реактивной мощности на данной подстанции.

Согласно проведенным расчетам электрических режимов установки устройств ПА и режимной автоматики на ПС 110 кВ Гусево и на объектах прилегающей сети не требуется.

Согласно заданию, величина т.к.з. на шинах 10 кВ не должна превышать 12 кА. Как видно из таблицы 6, величина т.к.з на шинах 10 кВ превышает вышеуказанное значение. Для ограничения уровней т.к.з на шинах 10 кВ рекомендуется установка токоограничивающих реакторов 10 кВ в цепи трансформаторов Т-1,2 с номинальным индуктивным сопротивлением 0,3 Ом.

Изучение информации, приведённой в таблице 7, позволяет сделать вывод, что коммутационное оборудование, которое планируется установить на шинах 110 кВ и ниже, должно обладать отключающей способностью не менее следующих значений:

- в открытом распределительном устройстве напряжением 110 кВ более 12 кА;
- в закрытом распределительном устройстве напряжением 10 кВ более 12,5 кА.

Отключающая способность выключателей, установленных в РУ 220 кВ ПС 220 кВ Лесная не удовлетворяет расчетным значениям тока к.з.

Рекомендуется предусмотреть к 2030 году замену выключателей 220 кВ на ПС 220 кВ Лесная.

Согласно ТЗ на подстанции устанавливаются силовые трансформаторы типа ТРДН-63000/110.

В строительных и электротехнических решениях предусматривается возможность установки в перспективе трансформаторов следующей ступени мощности 80 МВА с возможной длительной перегрузкой 130%.

В настоящее время на подстанции установлены элегазовые баковые выключатели в ячейке обходного выключателя, в ячейке КВЛ-110 кВ «Лесная-Гусево» и в ячейке БСК. В остальных ячейках установлены масляные выключатели 110 кВ. Выполнена проверка существующих и планируемых к установке выключателей 110 кВ. Существующие выключатели 110 кВ ВЭБ-110/2500 40 кА УХЛ1 и предлагаемые к установке выключатели 110 кВ ЕКЛW-24-145 удовлетворяют всем рассчитанным параметрам. Для установки в ОРУ 110 кВ выбраны ОПН 110 кВ ОПН-У-110/77-3 УХЛ1-Ш-Б, которые

удовлетворяют всем параметрам. Выбраны разъединители типа РГПН-2(1)-110/1000 УХЛ1. В качестве гибкой ошиновки выбран провод АС 240/32, рассчитанный на допустимый длительный ток вне помещений 605 А. В качестве жесткой ошиновки выбраны шины коробчатого сечения 2×АД0(100×45×6), $I_{д.доп.} = 3500$ А, $I_{т.с.} = 31,5$ кА. Для электроснабжения трансформаторов ТСН 10 кВ приняты одножильные кабели с алюминиевой жилой сечением 240 мм² и сечением экрана 70 мм² марки АПвПуг-LS 3(1×240мм²/70-10) - для прокладки в земле и марки АПвВнг(А)-LS 3(1×240мм²/70-10) – для прокладки в кабельных сооружениях.

Выполнен расчет сечения жилы и экрана одножильного кабеля 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена для питания ДГК. Допустимые токи КЗ для экрана кабеля превышают расчетные значения токов КЗ по экрану кабеля от КРУ до ДГК и возгорания экрана кабеля при КЗ не будет.

Принимаем кабель ПвПуг-LS 3×(1×240/70-10). Для прокладки в кабельных сооружениях принимаем кабель АПвВнг(А)-LS 3×(1×240мм²/70-10).

Поскольку максимальный длительный ток нагрузки будет равен 2255 А, выбираем реактор РТСТ-10-3200-0,3 У1.

Согласно полученным от заказчика данным о подключаемой к ПС распределительной сети 10кВ, емкостной ток по замерам на 2024 г составляет 174 А на секциях 1а, 1б и 97 А на секциях 2а, 2б. В 2024 г. на ПС планируются установка двух дугогасящих реакторов типа РЗДПОМ-1600/10-У1 с предельными токами 250-15 А комплектно с фильтрами нулевой последовательности масляными заземляющими ФМЗО -1600/10 У1.

В соответствии с «Технической политикой ПАО «МОЭСК», при новом строительстве и реконструкции подстанции необходимо устанавливать ДГР на каждой секции 6-10 кВ. На вновь образуемых секциях шин 1 и 2 сохранятся описанные выше реакторы, для вновь образуемых секций шин 3 и 4 произведен расчет для выбора реактора. Для компенсации емкостных токов

замыкания на «землю» в работе предусматривается установка 6 новых комплектов ДГК на 3-8 секции КРУ 10кВ.

В работе предусмотрена реконструкция системы собственных и хозяйственных нужд, для чего предусматривается замена существующих ТСН на два новых ТСН 400 кВА, реконструкция ЩСН и монтаж нового щита хозяйственных нужд (ЩХН). Произведен расчет электрических нагрузок на системы СН и ХН. Также по заданию в ЩСН предусмотрена возможность питания от дизель-генератора (предусмотрен разъем для подключения).

Щит собственных нужд переменного тока ЩСН-0,4 предназначен для ввода и распределения электрической энергии от двух трансформаторов на напряжении 0,4кВ, находящихся в неявном резерве. Питание щита хозяйственных нужд осуществляется от ЩСН от отдельных автоматов.

Список используемой литературы

1. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем: учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
2. ГОСТ 839-80 Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200008421> (дата обращения 20.01.2025).
3. ГОСТ 9920-89 Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции [Электронный ресурс]: URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4294820/4294820555.pdf> (дата обращения 22.01.2025).
4. ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004970> (дата обращения 01.12.2024).
5. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003320> (дата обращения 16.01.2025).
6. ГОСТ 15543.1-89 Изделия электротехнические и другие технические изделия. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004477> (дата обращения 16.11.2024).
7. ГОСТ Р 50462-2009 (МЭК 60446:2007) Базовые принципы и принципы безопасности для интерфейса «человек-машина», выполнение и идентификация. Идентификация проводников посредством цветов и буквенно-цифровых обозначений [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200075956> (дата обращения 22.01.2025).

8. ГОСТ Р 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200018003> (дата обращения 13.01.2025).

9. ГОСТ Р 52565-2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200046288> (дата обращения 16.10.2024).

10. ГОСТ Р 52725-2007 Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические условия [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200051508> (дата обращения 20.01.2025).

11. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200052838> (дата обращения: 15.01.2025).

12. Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 110 (35) кВ и выше на территории г. Москвы и Московской области на период 2015 – 2020 гг. и до 2025 г. [Электронный ресурс]. URL: https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/future_plan/public_discussion/2023/final/28_Moskovskaja_oblast_fin.pdf (дата обращения: 15.11.2024).

13. Матаев У.М. Практикум по электроэнергетике (в примерах с решениями): учебное пособие. Алматы: Нур-Принт, Казахский национальный аграрный университет, 2014. 195 с.

14. Методические указания по устойчивости энергосистем, утверждённые приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.soups.ru/fileadmin/files/laws/orders/pr277-300603me.pdf> (дата обращения:

22.01.2025).

15. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 15.01.2025).

16. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]: URL: <http://pue7.ru/pue7/sod.php> (дата обращения 09.01.2025).

17. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4294817/4294817179.pdf> (дата обращения: 04.09.2024).

18. СНиП 23-01-99 Строительная климатология [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004395> (дата обращения: 22.01.2025).

19. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200034368> (дата обращения: 05.11.2024).

20. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/456089080> (дата обращения 01.12.2024).

21. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс]: URL: <https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto59012820-29-240-30-003-2009.pdf> (дата обращения 01.12.2024).

22. Схемы и программы перспективного развития ЕЭС России. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/future-planning/sipr-ees/dev-sch/> (дата обращения: 23.01.2025).

23. Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Московской области на период 2022-2026 годов [Электронный ресурс]. URL:

<https://minenergo.mosreg.ru/download/document/9584157> (дата обращения: 21.01.2025).

24. Техническая информация о ПС 110/10 кВ Гусево [Электронный ресурс]: URL: <https://energybase.ru/substation/ps-11010-kv-gusevo> (дата обращения 19.01.2025).

25. Техническая политика ПАО «МОЭСК» [Электронный ресурс]: URL: https://rossetimr.ru/zakupki/podryadchik/doc/2014/Method_1.pdf (дата обращения 19.01.2025).

26. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению: учеб. пособие. 3-е изд. М.: ИНФРА-М, 2019. 136 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1000152> (дата обращения: 16.01.2025).