

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 пятого энергоблока ТЭЦ-1 путем установки двух газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА

Обучающийся

Д. А. Бараненков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д. Л. Спиридонов

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

## Аннотация

В работе проведена реконструкция пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», осуществлённая путем установки двух газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА.

Данная реконструкция обусловлена выводом из эксплуатации устаревшего и неэффективного газотурбинного энергоагрегата ГТУ-5 GE LM 6000 PD SPRINT, который необходимо вывести из эксплуатации и консервировать.

Для решения поставленной задачи, приведена исходная характеристика пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», на основании чего проведено обоснование реконструкции пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1».

Осуществлён расчёт электрических нагрузок.

Проведены выбор и проверка газотурбинных энергоагрегатов на соответствие расчётной нагрузке.

Осуществлён расчёт токов короткого замыкания.

Выбраны и проверены проводники и электрические аппараты для установки в цепи 10 кВ двух газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА. Проведён выбор устройств релейной защиты объекта реконструкции.

Разработаны мероприятия по электромагнитной совместимости и системе заземления на объекте.

## Содержание

Введение.....	4
1 Анализ исходных данных.....	8
1.1 Исходная характеристика пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1».....	8
1.2 Анализ климатических условий и их влияние на выбор оборудования	11
1.3 Обоснование реконструкции пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1».....	15
2 Расчет электрических нагрузок .....	19
3 Выбор и проверка газотурбинных энергоагрегатов и блочного трансформатора .....	24
3.1 Выбор и проверка газотурбинных энергоагрегатов .....	24
3.2 Проверка блочного трансформатора.....	26
4 Выбор и проверка проводников .....	29
4.1 Расчёт максимальных рабочих токов.....	29
4.2 Выбор и проверка проводников на объекте исследования.....	32
5 Расчёт токов короткого замыкания .....	37
6 Выбор и проверка электрических аппаратов .....	46
7 Релейная защита пятого энергоблока ТЭЦ-1 .....	51
8 Мероприятия по электромагнитной совместимости и системы заземления	55
8.1 Мероприятия по электромагнитной совместимости на пятом энергоблоке ТЭЦ-1 .....	55
8.2 Расчёт системы заземления пятого энергоблока ТЭЦ-1 .....	59
Заключение .....	68
Список используемых источников.....	72

## Введение

Современная энергетическая отрасль Российской Федерации переживает стадию активного обновления генерирующих мощностей и модернизации изношенной инфраструктуры.

Возрастающее энергопотребление в ряде регионов, а также необходимость соответствовать экологическим нормам и жёстким требованиям по энергоэффективности, побуждают предприятия искать пути увеличения надёжности и производительности станций.

Государственные программы, стимулирующие обновление основных фондов и внедрение новых технологий, направлены на обеспечение энергетической безопасности, сокращение потерь при передаче энергии и улучшение экологической обстановки вблизи крупных промышленных объектов [19].

Структура контроля за выполнением реконструкции энергетических объектов ориентируются на использование оборудования, способного выдерживать современные стандарты энергоэффективности, требуемый уровень надёжности, безопасности, экономичности, экологических стандартов, с применением современных устройств автоматизации, управления и защиты.

Государственная поддержка подобных проектов базируется на признании значимости внедрения более современных технологий для дальнейшего развития регионов с высокой нагрузкой на действующие объекты генерации, а также на понимании важности непрерывного улучшения топливно-энергетического комплекса [17].

Реализация проекта реконструкции требует обязательного соблюдения требований по надёжности, безопасности и экономической целесообразности.

Перечень нормативных документов, регулирующих организацию процессов на тепловых электростанциях, достаточно широк. Особое внимание уделяется критериям устойчивости энергосистемы и соответствию уровням

выбросов вредных веществ, что служит важной составляющей при проектных расчётах и выборе генерирующего оборудования.

Известно, что комбинированное производство тепла и электроэнергии с использованием газотурбинных установок, даёт заметный выигрыш по показателям КПД, уменьшая себестоимость энергетических ресурсов и повышая доступность электроэнергии для потребителей.

Поэтому проекты реконструкции энергетических объектов сохраняют актуальность во многих регионах, где необходимо быстро и экономно нарастить генерирующие мощности без строительства новых масштабных станций.

Основной целью работы объявляется комплексное технико-экономическое проектирование и обоснование реконструкции пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», реализуемое за счёт установки двух газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА.

Объект исследования включает электрическую часть реконструируемого энергоблока, включая однолинейную схему газотурбинных агрегатов, параметры оборудования, включая блочный трансформатор, оборудование и проводники напряжением 10 кВ, необходимые, соответственно, для питания, коммутации и защиты двух газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА, а также устройства релейной защиты энергетической установки.

Предмет исследования связан с методами повышения эффективности и надёжности работы станции при переходе на более современную технологию генерации, а также с анализом режимов функционирования и возможных последствий для системной надёжности энергосистемы региона.

Работа актуальна, так как реконструкция пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» методами замены устаревшего оборудования и внедрения современных газотурбинных технологий, соответствует приоритетному направлению повышения гибкости, надёжности и экологической безопасности тепловой станции.

Кроме того, установка двух газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА призвана увеличить общую выработку электроэнергии, снизив при этом удельные затраты топлива и объёмы вредных выбросов.

Таким образом, в работе должны быть учтены параметры экономичности и экологичности проекта реконструкции.

Методы исследования включают технические методы расчёта и проектирования электрических цепей, выбора оборудования согласно тепловым и электрическим характеристикам электрической цепи, а также с учётом заданных режимов их эксплуатации, моделирование возможных нештатных ситуаций (включая режимы короткого замыкания), а также анализ литературных источников с классическими методами исследования (индуктивный и дедуктивный методы, а также методы аналогии).

В работе также применяются расчётные методы определения токов короткого замыкания и проверки выбранных проводников и электрических аппаратов на соответствие требованиям электродинамической и термической стойкости.

Исследование также включает разработку мероприятий по электромагнитной совместимости оборудования на объекте и расчёт системы заземления новых агрегатов, что связано с безопасной эксплуатацией генерирующего оборудования и защитой обслуживающего персонала.

Задачи, намеченные в работе, начинаются с анализа исходных данных, необходимых для адекватной оценки текущего состояния пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» и доступной инфраструктуры.

Далее проводится расчёт электрических нагрузок, обеспечивающий расчёт параметров электрической сети для проверки оборудования газотурбинных агрегатов.

Производится выбор и проверка указанных газотурбинных энергоагрегатов, а также блочного трансформатора, на предмет соответствия расчётным значениям мощности и напряжения. Одновременно уточняются характеристики проводников и определяется их способность переносить как

рабочие, так и аварийные режимы.

Ток короткого замыкания рассчитывается в максимальном режиме, чтобы убедиться в правильности выбора электрических аппаратов и параметров релейной защиты.

Анализируются вопросы электромагнитной совместимости и функционирования систем заземления, которые играют решающую роль в достижении безопасных условий эксплуатации.

Разработанные подходы на стыке электроэнергетики и тепловых расчётов позволяют получить комплексное решение, сочетающее высокую производительность газотурбинных установок с надёжностью и экономичностью распределения генерируемой мощности.

Предлагаемая реконструкция в перспективе приведёт к значительному улучшению показателей выработки электроэнергии, снижению негативного влияния на окружающую среду и более гибкому реагированию станции на нагрузочные колебания в регионе.

Проведение указанных исследований в данной работе способствует формированию благоприятных условий для развития промышленности и социальной инфраструктуры, демонстрируя оправданность подхода к повышению эффективности использования топливных ресурсов и улучшению экологических характеристик работы тепловой генерации, что укрепляет устойчивость энергосистемы и закладывает фундамент для дальнейшего совершенствования электроэнергетики Российской Федерации.

Все принятые решения в работе аргументируются полученными результатами анализа и расчётным путём.

## 1 Анализ исходных данных

### 1.1 Исходная характеристика пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»

Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 расположена в южной части Сахалина, вблизи крупного административного и промышленного центра, являясь одним из ключевых энергетических объектов региона.

Данный объект энергетической инфраструктуры представляет собой крупномасштабный комплекс, сформированный на основании потребностей в электро- и теплоснабжении, который является фундаментальной частью энергосистемы Сахалинской области, поддерживая стабильную работу различных отраслей хозяйства и гражданского сектора.

Рассматриваемая ТЭЦ расположена в г. Южно-Сахалинска Сахалинской области, на переулке Энергетиков, 1/3 [20].

Расположение Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 на карте местности показано на рисунке 1.

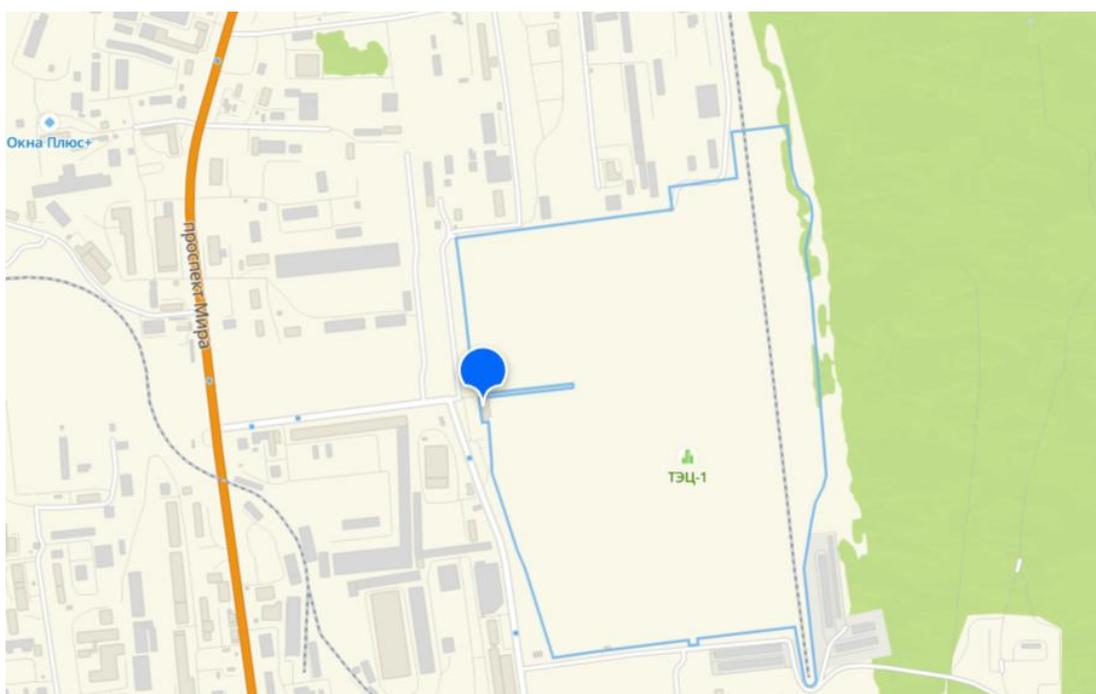


Рисунок 1 – Расположение Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 на карте местности

Географические условия Сахалина отличает сложный рельеф, а также неоднородное распределение потребителей, требующее высокой гибкости и надёжности в работе тепловых станций [8].

Проектные решения, реализованные при создании Южно-Сахалинской ТЭЦ-1, отражают специфику северной морской климатической зоны, включая противокоррозионные мероприятия для основного оборудования и повышенную защиту от ветровых и сейсмических нагрузок.

Концепция развития станции неоднократно пересматривалась с учётом меняющихся экономических и экологических факторов.

Реконструкции проводились для модернизации котельного хозяйства, повышения эффективности паровых турбин и установки дополнительной топливоподающей инфраструктуры.

Источником топлива на Сахалинской ТЭЦ-1 является природный газ и уголь, поскольку комбинированная схема использования нескольких видов топлива облегчает балансировку нагрузки, а также даёт возможность оптимизировать затраты и повышает устойчивость при возможном перебое его снабжения.

Организация производственных процессов нацелена на сочетание генерирования электроэнергии и подачи тепла, что даёт значительную экономию при одновременном удовлетворении коммунального спроса.

Установленная мощность электростанции составляет 455 МВт, установленная тепловая мощность равна 671 Гкал/час.

Конструктивной особенностью станции является деление на паротурбинную и газотурбинную части. Паротурбинная часть выполнена с поперечными связями по основным потокам воды и пара.

Газотурбинная часть включает в себя два энергоблока – стационарные номера 4 и 5.

Пятый энергоблок был введён в эксплуатацию 29 августа 2012 г. «РАО ЭС Востока» на Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 на базе двух газотурбинных установок General Electric общей мощностью 91,2 МВт.

В настоящее время существующий энергоагрегат пятого энергоблока Г-5 мощностью 48,5 МВт, напряжением 10,5 кВ выдает электроэнергию в энергосистему 110 кВ через блочный трансформатор Т5-63-110 мощностью 63 МВА, напряжением 121/10,5 кВ.

Система автоматизации Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 основана на современных средствах диспетчерского контроля, позволяющих поддерживать надлежащие технологические параметры в автоматическом режиме и вовремя реагировать на отклонения.

Цифровые каналы связи и локальные вычислительные сети дополняют комплекс традиционных релейно-контакторных аппаратов, гарантируя непрерывную работу даже при повышенных нагрузках и неблагоприятных погодных условиях.

Регулярные инженерные ревизии и планово-предупредительные ремонты помогают поддерживать надёжность котлов и турбинного оборудования, снижая риск аварийных ситуаций. Контроль топливных характеристик и выбросов вредных веществ в атмосферу осуществляется по действующим нормативам, что содействует улучшению экологической обстановки.

Значительная часть генерируемой мощности станции направляется на снабжение промышленных потребителей и жилого сектора в пределах Южно-Сахалинска, а также в другие населённые пункты, связанные единой энергосистемой.

Параллельно развивается инфраструктура распределительных сетей, позволяя включать новые микрорайоны города Южно-Сахалинска и Сахалинской области, а также объекты социального назначения, в сеть электро- и теплоснабжения станции.

Программа модернизации Сахалинской ТЭЦ-1 предусматривает дальнейшее повышение производительности и сокращение удельного расхода топлива за счёт применения более эффективных технологических решений, в том числе внедрения газотурбинных и парогазовых установок.

Конструкция основного оборудования станции остаётся предметом постоянной оптимизации и реконструкции: инженеры стремятся снизить тепловые потери, повысить КПД и уменьшить воздействие на окружающую среду.

Системный подход к реконструкции позволяет поддерживать стратегическую важность Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 в контексте надёжного энергообеспечения Сахалинской области и укрепления энергетической независимости дальневосточного региона.

## **1.2 Анализ климатических условий и их влияние на выбор оборудования**

Далее в работе проводится анализ климатических условий Сахалинской области, в которой расположен объект исследования, с соответствующими выводами, обуславливающими влияние климатических условий региона на выбор оборудования.

Климатические условия Сахалинской области формируют уникальную среду, оказывающую существенное влияние на эксплуатацию электрооборудования.

Регион характеризуется муссонным климатом, что выражается в значительных сезонных и суточных колебаниях температуры, высокой влажности воздуха, частых осадках и сильных ветрах [8].

Такие особенности требуют особого подхода к выбору, проектированию и эксплуатации электротехнического оборудования для установки на Южно-Сахалинской ТЭЦ-1, включая его защиту от воздействия агрессивных факторов окружающей среды.

Далее проводится описание температурных условий региона. Среднегодовая температура в Сахалинской области варьируется в зависимости от территории, но в большинстве районов сохраняются выраженные контрасты между зимними и летними периодами. Зимние

температуры могут опускаться до минус 25°C и ниже, что создаёт риск замерзания подвижных частей оборудования, ухудшения характеристик изоляции и увеличения вероятности механических повреждений, вызванных хрупкостью материалов. Летний период сопровождается повышением температуры до 30°C, что в сочетании с высокой влажностью может приводить к ускоренной коррозии металлических компонентов и снижению срока службы изоляционных материалов.

Температурный график г. Южно-Сахалинск Сахалинской области представлен на рисунке 2.

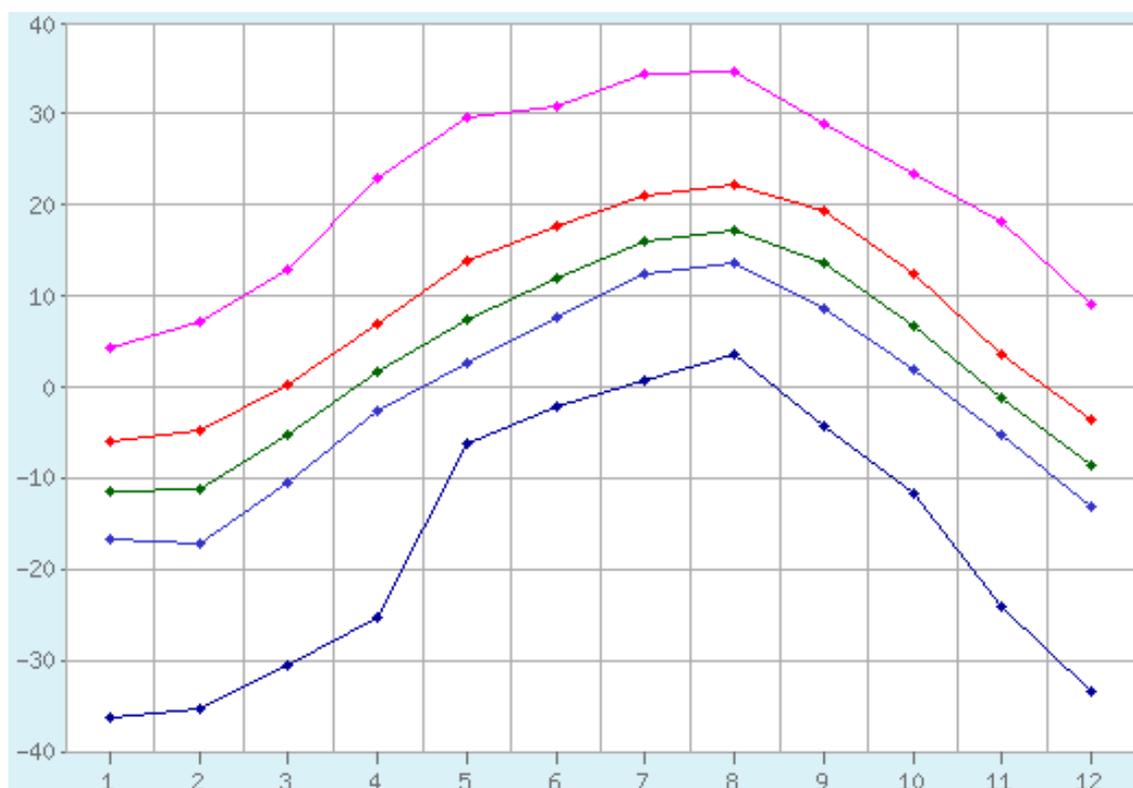


Рисунок 2 – Температурный график г. Южно-Сахалинск Сахалинской области

Далее проводится описание условий по ветру для региона. Сильные ветры, характерные для Сахалина, особенно в прибрежных районах, создают значительные механические нагрузки на наружное оборудование, такие как опоры линий электропередачи, трансформаторные подстанции и распределительные устройства.

Известно, что ветровые нагрузки могут приводить к разрушению конструкций, повреждению кабельных вводов и соединений.

Кроме того, частые шторма и циклоны, типичные для региона, повышают вероятность повреждений сетей вследствие падения деревьев и других объектов.

Роза ветров г. Южно-Сахалинск Сахалинской области представлена на рисунке 3.

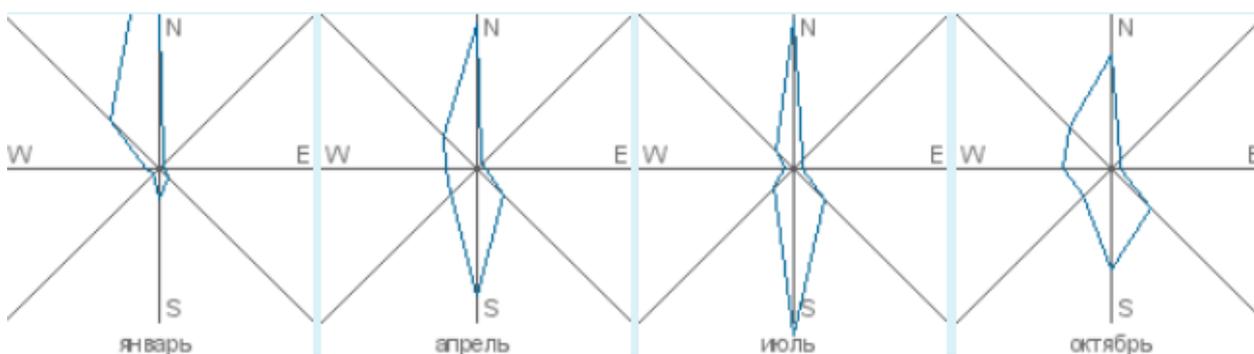


Рисунок 3 – Роза ветров г. Южно-Сахалинск Сахалинской области

Высокая влажность воздуха, особенно в осенне-зимний период, оказывает существенное влияние на электрооборудование. Постоянное воздействие влаги способствует снижению изоляционных свойств материалов, образованию конденсата внутри корпусов оборудования и ускорению процессов коррозии, что особенно критично для силового оборудования, в котором нарушение состояния изоляции может привести к коротким замыканиям и аварийным ситуациям.

Высокий уровень осадков, включая снег и дождь, также усиливает воздействие влаги, делая необходимым применение герметичных конструкций и специального антикоррозионного покрытия.

Снежные осадки, характерные для зимнего периода, создают дополнительную нагрузку на линии электропередачи и конструкции опор.

Образование наледи на проводах и поверхностях оборудования увеличивает их массу, что может вызывать обрывы проводов, деформации и повреждения креплений.

Для предотвращения таких ситуаций требуется применять оборудование с повышенной устойчивостью к снеговой и ледовой нагрузке, а также предусматривать системы, препятствующие обледенению.

График осадков г. Южно-Сахалинск Сахалинской области представлен на рисунке 4.

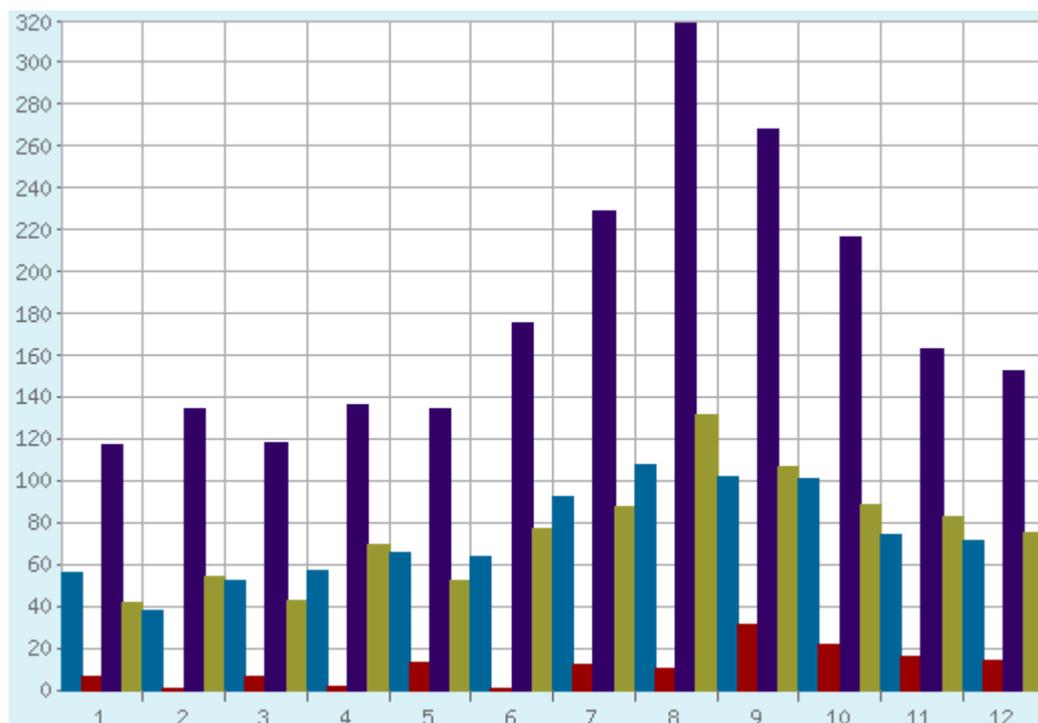


Рисунок 4 – График осадков г. Южно-Сахалинск Сахалинской области

На рисунке 4 обозначены следующие нормы осадков: голубой цвет – норма, красный цвет – месячный максимум, фиолетовый цвет – месячный максимум, салатный цвет – суточный максимум.

Сейсмическая активность, присущая Сахалинской области, также влияет на выбор и проектирование электрооборудования.

Учитывая высокую вероятность землетрясений, конструкции должны обладать достаточной сейсмостойкостью, чтобы выдерживать динамические нагрузки без потери функциональности.

Указанные конструктивные изменения особенно важны для трансформаторных подстанций, распределительных устройств и других ключевых элементов электроснабжения.

Таким образом, климатические условия Сахалинской области требуют применения электрооборудования, рассчитанного на эксплуатацию в суровых природных условиях.

Приспособленность оборудования к низким температурам, высокой влажности, ветровым нагрузкам и другим факторам является важным условием обеспечения надёжности и безопасности электрических сетей в регионе.

Использование современных материалов, герметичных конструкций и адаптивных технологий позволяет минимизировать воздействие агрессивной среды и обеспечить бесперебойную работу оборудования в течение всего срока его эксплуатации.

Следовательно, в работе необходимо учитывать влияние климатических условий Сахалинской области на оборудование, применяя соответствующие конструктивные решения, приведённые выше, а также путём выбора климатического исполнения оборудования на объекте исследования (рекомендуется применение оборудования для умеренно-холодного (УХЛ) и холодного (Х) климатических условий).

Результаты проведённого анализа используются в работе далее.

### **1.3 Обоснование реконструкции пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»**

Как было указано ранее, на данный момент на пятом энергоблоке Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 находятся две газотурбинные установки General Electric общей мощностью 91,2 МВт.

В связи с эксплуатационными особенностями установок General Electric, было принято решение о реконструкции газотурбинной части пятого энергоблока Южно-Сахалинской ТЭЦ-1.

В рамках реализации проекта предусматривается выведение из эксплуатации одной из установок GE LM6000 PD SPRINT, установив взамен

газотурбинные энергоагрегаты ЭГЭС-25ПА производства АО «ОДК-Авиадвигатель» в количестве 2-х штук мощностью 25 МВт каждый.

Основным функциональным назначением, устанавливаемых при реконструкции новых газотурбинных установках (ГТУ) ЭГЭС-25ПА, является выработка электроэнергии – переменного трёхфазного тока напряжением 10,5 кВ при автономной (на изолированную сеть) или параллельной работе с другими энергоагрегатами в условиях умеренного и холодного климата.

ГТУ может быть использована в качестве основного или резервного источника электроэнергии для покрытия пиковых нагрузок.

Проектом реконструкции пятого энергоблока ОП Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 предусмотрена установка двух газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА взамен существующего газотурбинного энергоагрегата ГТУ-5 GE LM 6000 PD SPRINT, который предполагается вывести из эксплуатации и консервировать [10].

Мощность каждого из вновь устанавливаемых генераторов равна 25 МВт, номинальное напряжение 10 кВ.

Наибольший длительный рабочий ток генератора равен 1804 А.

Генераторы новых газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА присоединяются к пофазно-экранированным токопроводам типа ТЭКНЕ-10-400-250У1, идущим от обмотки низкого напряжения блочного трансформатора. Два присоединенных генератора Г-9 и Г-10, а также блочный трансформатор образуют укрупненный блок. Такая схема соответствует требованиям по надёжности и безопасности, приведённым в [5].

В цепи каждого генератора планируется установить элегазовое генераторное распределительное устройство ЭГРУ-10,5 кВ, состоящее из «выключателя, разъединителя, заземляющих ножей, трансформаторов тока и напряжения, ограничителей перенапряжения, конденсаторов.

При этом номинальный ток ЭГРУ-10,5 кВ должен быть не менее 2000 А.

Номинальный ток отключения выключателя высокого напряжения должен» [10] быть не менее 63 кА.

На «требуемые параметры АО ВО «Электроаппарат» (г. Санкт-Петербург) производит элегазовые генераторные комплексы КАГ-10, в состав которых входит все требуемое электрооборудование.

Параметры КАГ-10, следующие: номинальное напряжение 10 кВ, наибольшее рабочее напряжение 12 кВ, номинальный ток 6300 А, номинальный ток отключения 90 кА» [3].

Таким образом, предложенное оборудование для установки и защиты генераторов новых газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА, необходимо проверить на соответствие параметрам электрической сети.

ЭГРУ-10,5 кВ генераторов Г-9 и Г-10 располагаются в отдельно стоящем здании, в непосредственной близости от вновь устанавливаемых ГТУ.

От главных выводов каждого генератора к ЭГРУ-10,5 кВ прокладываются кабели 10 кВ в кабельных коробах по кабельным эстакадам.

Далее линии пофазно-экранированного токопровода типа ТЭНЕ-10-3150-128У1, отходящие от каждого ЭГРУ-10,5, объединяются в укрупненный блок токопроводом типа ТЭНЕ 10-4000-250 УХЛ1 и присоединяются к существующему генераторному токопроводу связи генератора Г-5 с блочным трансформатором Т5 ТЭКНЕ-10-4000-250У1 на участке отпайки на существующий трансформатор собственных нужд Т13-6,3-10.

В здании ЭГРУ-10,5 кВ устанавливаются щиты РУСН 0,4 кВ, трансформаторы собственных нужд 6,3/0,4кВ с литой изоляцией, шкафы защит генераторов Г-9 и Г-10, шкафы управления выключателями (коммутационными аппаратами).

Электроснабжение электроприемников собственных нужд переменного тока 0,4 кВ вновь устанавливаемых газотурбинных энергоагрегатов, здания ЭГРУ-10,5 выполняется от существующих трансформаторов собственных нужд блока №5 Т13-6,3-10, мощностью 6,3 МВА, напряжением 10,5/6,3 кВ с использованием существующего КРУ-6,3 кВ 7Р блока №5, а также трансформатора Т12-6,3-10 с использованием существующего КРУ-6,3 кВ 6Р блока №5.

К резервным ячейкам №7 и №5 вышеназванных КРУ-6,3 кВ присоединяются новые трансформаторы 6,3/0,4 кВ со щитами РУСН-0,4 кВ.

Для резервного питания собственных нужд предусматривается резервный трансформатор 6,3/0,4 кВ, который присоединяется к ячейке №170 секции 5Р КРУ-6,3 кВ блока №3.

Таким образом, все перечисленные технические решения необходимо подтвердить расчётно-аналитическим путём в работе далее.

Главная электрическая схема представлена в графической части работы на листе 2.

Выводы по разделу.

В результате анализа исходных технических данных на выполнение работы установлено, что основной целью работы является проведение реконструкции пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», осуществляемая путем установки двух современных газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА вместо устаревшего и неэффективного газотурбинного энергоагрегата ГТУ-5 GE LM 6000 PD SPRINT, который предполагается вывести из эксплуатации и законсервировать.

Для решения поставленной задачи, приведена исходная характеристика ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», а также детально проведён анализ текущего состояния оборудования и схемы пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», на основании чего обоснованы мероприятия реконструкции на объекте исследования.

Установлено, что в работе необходимо учитывать влияние климатических условий Сахалинской области на оборудование, применяя соответствующие конструктивные решения, а также путём выбора климатического исполнения оборудования на объекте исследования (рекомендуется применение оборудования для умеренно-холодного (УХЛ) и холодного (Х) климатических условий).

## 2 Расчет электрических нагрузок

Расчёт электрических нагрузок при реконструкции пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» с установкой двух новых газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА, занимает центральное место в обосновании выбранной схемы подключения, выбора рационального оборудования и проводников, а также технического подтверждении замены устаревшего оборудования ГТУ-5 GE LM 6000 PD SPRINT.

Известно, что правильная оценка уровня максимальной нагрузки при рабочей и аварийной эксплуатации даёт основу для корректного выбора трансформаторов, высоковольтных аппаратов и межблочных проводников, что ведёт к снижению рисков аварийных отключений и уменьшает вероятность расходов на ремонт.

Достоверная оценка электрических нагрузок при реконструкции пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», также обеспечивает повышение надёжности энергосистемы и является основанием для учёта дальнейших перспектив развития станции, включая переход к более жёстким экологическим нормативам и дополнительной газификации региона.

Совокупность результатов расчёта даёт объективные аргументы для принятия решений по выбору оптимальных параметров оборудования, показывает степень соответствия технических характеристик современным стандартам и упрощает прогнозирование затрат на топливо и эксплуатацию.

Такая методика расчётов придаёт реконструкции статус комплексного инженерного решения, направленного на повышение рентабельности и стабильности работы генерирующего объекта в долгосрочной перспективе.

При расчёте нагрузки при реконструкции пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», используется методика, приведённая в [15], с учётом схемы объекта исследования.

Ранее в работе для реконструкции «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» было обосновано применение газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА

производства АО «ОДК-Авиадвигатель» в количестве 2-х штук мощностью 25МВт каждый.

Для проверки данных агрегатов на нагрузочную и перегрузочную способность, а также для оценки их загрузки активной и реактивной мощностями, проводится расчёт электрических нагрузок, приходящихся на данную систему.

При этом, согласно принятой схеме электрических соединений, два генератора Г9 и Г10 будут работать на один общий блочный трансформатор Т5-63-110, поэтому проводится расчёт нагрузки их общей системы.

Таким образом, расчётная активная нагрузка системы новых генераторов Г9 и Г10 состоит из нагрузки потребителей и нагрузки системы собственных нужд, а именно:

$$P_{\Gamma} = P_{\text{н.}} + P_{\text{сн.}}, \text{ кВт}, \quad (1)$$

где  $P_{\text{н}}$  – максимальная активная нагрузка присоединений потребителей напряжением 10 кВ системы новых генераторов Г9 и Г10;  
 $P_{\text{сн}}$  – максимальная активная нагрузка собственных нужд системы новых генераторов Г9 и Г10 [6].

Таким образом, расчётная реактивная нагрузка системы новых генераторов Г9 и Г10:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\Gamma}, \quad (2)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – «коэффициент реактивной мощности, соответствующий текущему значению коэффициента активной мощности системы ( $\cos \varphi$ )» [15].

«С учётом  $\cos \varphi_2 = 0,95$ , в работе принимается соответствующее ему значение  $\operatorname{tg} \varphi_2 = 0,33$ » [15].

Расчётная полная нагрузка системы новых генераторов Г9 и Г10:

$$S_{\Gamma} = \sqrt{P_{\Gamma}^2 + Q_{\Gamma}^2}. \quad (3)$$

Расчётный ток нормального режима нагрузки присоединений потребителей системы новых генераторов ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»:

$$I_{\Gamma} = \frac{S_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} \quad (4)$$

где  $U_{\text{ном.}}$  – номинальное напряжение сети, кВ [1].

«На основании известных выражений (1) – (4) для расчёта электрических нагрузок, проводится практический расчёт активной, реактивной, полной нагрузок, для нагрузки присоединений потребителей генератора Г9 ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» [15]:

$$\begin{aligned} P_{\Gamma} &= 15000 + 630 = 15630 \text{ кВт}, \\ Q_{\Gamma} &= 15630 \cdot 0,33 \approx 5158 \text{ квар}, \\ S_{\Gamma} &= \sqrt{15630^2 + 5158^2} = 16459 \text{ кВА}, \\ I_{\Gamma} &= \frac{16459}{\sqrt{3} \cdot 10} = 951,4 \text{ А}. \end{aligned}$$

«Аналогично проведён расчёт электрических нагрузок присоединений потребителей генератора Г10 с приведением результатов расчёта в форме таблицы 1. Также в таблице 1 расчёт суммарной нагрузки секций сборных шин 10 кВ и всей системы генерации с учётом генераторов Г9 и Г10 проводится с учётом коэффициента одновременности максимума нагрузки. Таким образом, значение расчётной активной нагрузки секций сборных шин РУ-10 кВ системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» с учётом генераторов Г9 и Г10» [15]:

$$P_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{\text{пр}}, \quad (5)$$

где  $\sum_{i=1}^n P_{\text{пр}}$  – суммарная активная нагрузка всех потребителей системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» с учётом генераторов Г9 и Г10;

$K_0$  – «значение коэффициента одновременности максимумов нагрузки на шинах РУ-10 кВ системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» с учётом генераторов Г9 и Г10» [15].

«Значение расчётной активной нагрузки секций сборных шин РУ-10 кВ системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» с учётом генераторов Г9 и Г10» [15]:

$$Q_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{\text{пр}}, \quad (6)$$

где  $\sum_{i=1}^n Q_{\text{пр}}$  – «суммарная реактивная нагрузка всех потребителей системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» с учётом генераторов Г9 и Г10» [15].

«Значение расчётной полной нагрузки секций сборных шин РУ-10 кВ системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» с учётом Г9 и Г10» [15]:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}. \quad (7)$$

«Значение расчётного рабочего тока нормального режима секций сборных шин РУ-10 кВ» [15] системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» с учётом новых генераторов Г9 и Г10:

$$I_{\Sigma} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} \quad (8)$$

Результаты расчёта электрических нагрузок системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчёта электрических нагрузок системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»

Номер присоединения	Наименование присоединения	$P_{\Sigma}$ , кВт	$Q_{\Sigma}$ , квар	$S_{\Sigma}$ , кВА	$I_{\Sigma}$ , А
1	Генератор Г9	15630,0	5158,0	16459,0	951,4
2	Генератор Г10	15630,0	5158,0	16459,0	951,4
Всего нагрузки системы генерации (СШ-10 кВ) с учётом $K_o=0,8$		24848,0	8252,8	26182,7	1513,4

Таким образом, в работе были рассчитаны значения максимальной расчётной нагрузки отдельных новых генераторов Г9 и Г10, а также секций сборных шин РУ-10 кВ системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» с учётом ввода в эксплуатацию генераторов Г9 и Г10.

Выводы по разделу.

В результате расчёта электрических нагрузок на объекте исследования, получены следующие значения максимальной расчётной нагрузки:

- максимальная расчётная нагрузка каждого отдельного нового генератора Г9 и Г10 составила:  $P_{\Sigma} = 15630$  кВт,  $Q_{\Sigma} = 5158$  квар,  $S_{\Sigma} = 16459$  кВА,  $I_{\Sigma} = 951,4$  А;
- максимальная расчётная нагрузка секций сборных шин РУ-10 кВ системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», с учётом ввода в эксплуатацию новых генераторов Г9 и Г10, составила:  $P_{\Sigma} = 24848$  кВт,  $Q_{\Sigma} = 8252,8$  квар,  $S_{\Sigma} = 26182,7$  кВА,  $I_{\Sigma} = 1513,4$  А.

### 3 Выбор и проверка газотурбинных энергоагрегатов и блочного трансформатора

#### 3.1 Выбор и проверка газотурбинных энергоагрегатов

С учётом проведённой реконструкции системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», в результате которой в схеме электрических соединений были внедрены генераторы Г9 и Г10, необходимо провести проверку генераторов на допустимую загрузку активной мощностью.

«Так как генератор сам является компенсатором реактивной мощности, следовательно, проверка на загрузку реактивной мощностью в работе не проводится. Должны выполняться условия проверки, с учётом того, что рекомендуемая загрузка генератора должна быть не более 70% в нормальном режиме работы» [12]:

$$0,7 \cdot P_{\text{ном.г}} \geq P_{\text{г}}, \quad (9)$$

где  $P_{\text{ном.г}}$  – «номинальная активная мощность генератора, кВт;

$P_{\text{с}}$  – суммарная активная нагрузка потребителей, кВт» [12].

Рекомендуемая загрузка генератора в послеаварийном режиме работы не должна превышать нормальную нагрузку более чем в 1,4 раза, с учётом подключения дополнительной нагрузки сторонней секции сборных шин второго генератора и отключения потребителей 3 категории надёжности [7]:

$$P_{\text{ном.г}} \geq 1,4 \cdot P_{\text{г}}. \quad (10)$$

Для генератора Г9 по условию (9):

$$0,7 \cdot 25000 = 17500 \text{ кВт} \geq 15630 \text{ кВт}.$$

Таким образом, для первого генератора Г9 системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», «условия проверки на допустимую загрузку в нормальном режиме работы по условию (9) выполняются.

Проверка этого же генератора в послеаварийном режиме работы, с учётом подключения дополнительной нагрузки сторонней секции сборных шин второго генератора Г10 по условию (10)» [12]:

$$25000 \text{ кВт} \geq 1,4 \cdot 15630 = 21882 \text{ кВт.}$$

Таким образом, «условие проверки генератора Г9 в послеаварийном режиме работы, с учётом подключения дополнительной нагрузки сторонней секции сборных шин второго генератора Г10 по условию (10) выполняется.

Следовательно, генератор Г9, питающий нагрузку первой секции шин 10 кВ реконструируемой системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», удовлетворяет условиям проверки на допустимую загрузку в нормальном и послеаварийном режимах работы. Аналогично проведены проверки на допустимую загрузку в нормальном и послеаварийном режимах работы второго генератора реконструируемой системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», и результаты приведены в таблице 2» [15].

Таблица 2 – Результаты проверки на допустимую загрузку в нормальном и послеаварийном режимах работы генераторов реконструируемой системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»

Наименование генератора	$P_z$ , кВт	$1,4 \cdot P_z$ , кВт	Выполнение условий проверки	
			нормальный режим	ПАВ режим
Генератор Г9	15630,0	21882,0	да	да
Генератор Г10	15630,0	21882,0	да	да

Таким образом, новые генераторы Г9 и Г10 реконструируемой системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», удовлетворяют требуемым условиям выбора и проверок.

### 3.2 Проверка блочного трансформатора

С учётом проведённой реконструкции системы генерации «ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», в результате которой в схеме электрических соединений были внедрены генераторы Г9 и Г10, также необходимо провести проверку блочного трансформатора на допустимую загрузку активной мощностью» [4].

Установлено, что в качестве блочного повышающего трансформатора системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», который питает генераторы Г9 и Г10, применяется трансформатор марки ТДЦ-63000/110 с номинальной мощностью 63000 кВА, классами напряжений на обмотках 121/10,5 кВ, схемой соединений обмоток  $Y_n/D-11$ .

Данный трансформатор проверяется на предмет допустимой загрузки мощностью новых генераторов Г9 и Г10.

«Расчётная мощность силового блочного трансформатора для установки на электростанции, определяется по известной формуле» [4]:

$$S_{\text{ном.т.р.}} = \frac{S_{\Sigma}}{2 \cdot 0,7}, \text{ МВА}, \quad (11)$$

где  $S_{\Sigma}$  – полная нагрузка силового блочного трансформатора, равная суммарной нагрузке генераторов Г9 и Г10.

По условию (11) для блочного повышающего трансформатора Т5-63-110 системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»:

$$S_{\text{ном.т.р.}} = \frac{26182,7}{2 \cdot 0,7} \approx 18702 \text{ кВА}.$$

«При проверке проводится сравнение номинальной мощности блочного силового трансформатора и полученного значения расчётной мощности генераторов Г9 и Г10» [4]:

$$S_{\text{ном.т.}} \geq S_{\text{ном.т.р.}} \text{ кВА}, \quad (12)$$

«Соответственно, исходя из полученных результатов расчёта, установлено, что стандартная (паспортная) мощность блочного повышающего трансформатора системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», который питает генераторы Г9 и Г10, равная 63000 кВА, проходит проверку по установленной нагрузочной способности по (12)» [4]:

$$S_{\text{ном.т.}} = 63000 \text{ кВА} \geq S_{\text{ном.т.р.}} = 18702 \text{ кВА}.$$

Нагрузочная способность трансформаторов в нормальном режиме определяется установившимся значением потребляемой мощности и температурным балансом, при котором достигается максимально допустимая температура обмоток без риска повреждения изоляции.

«Коэффициент загрузки блочного трансформатора в нормальном режиме его работы» [4]:

$$K_{3.н} = \frac{S_{\text{т.}}}{S_{\text{т.ном}}} \leq 0,7. \quad (13)$$

«Для блочного повышающего трансформатора Т1 по условию (13) проверка выполняется» [4]:

$$K_{3.н} = \frac{26182}{63000} = 0,42 \leq 0,7.$$

Перегрузочная способность трансформатора в послеаварийном режиме рассчитывается с поправками на возможное кратковременное превышение установленных значений нагрузки, включая резерв по превышению нормального тока, допустимое время работы при этом уровне нагрузки и

величину запасённого тепла, не вызывающего недопустимых тепловых перегревов в материалах трансформатора.

В послеаварийном режиме блочный трансформатор не проверяется, так как согласно схеме электрических соединений, он не имеет резервирования в виде второго такого же трансформатора.

Таким образом, в результате проведения проверочного расчёта мощности блочного силового трансформатора было установлено, что трансформатор марки ТДЦ-63000/110 с номинальной мощностью 63000 кВА не требует замены в результате проведения реконструкции объекта.

Выводы по разделу.

Показано, что результаты проверки на допустимую загрузку в нормальном и послеаварийном режимах работы новых генераторов реконструируемой системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» удовлетворительны.

В результате проведения проверочного расчёта мощности блочного силового трансформатора было установлено, что трансформатор марки ТДЦ-63000/110 с номинальной мощностью 63000 кВА не требует замены в результате проведения реконструкции объекта и ввода в эксплуатацию двух новых генераторов.

## 4 Выбор и проверка проводников

### 4.1 Расчёт максимальных рабочих токов

«Для достижения поставленной цели, в работе следует провести расчёт максимальных рабочих токов основного электрооборудования электрической части РУ-10 кВ ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1».

Далее, на основании полученных расчётов максимальных токов, выбирается новое оборудование (проводники и электрические аппараты) для установки в РУ-10 кВ «ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» с целью её реконструкции.

Максимальные рабочие токи трансформаторных вводов РУ-10 кВ ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» определяются, исходя из условий резервирования в схеме электрических соединений.

Для трансформаторных вводов повышающих блочных трансформаторов, максимальный рабочий ток на стороне 10 кВ определяется с учётом коэффициента резервирования» [9]:

$$I_T = K_p \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (14)$$

где  $S_{\text{ном.т}}$  – «номинальная мощность блочного трансформатора, кВА;

$K_p$  – коэффициент резервирования схемы электрических соединений, о.е.» [4].

«Для трансформаторных вводов 110 кВ и 10 кВ повышающего блочного трансформатора Т1 ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», максимальный рабочий ток на сторонах 110 кВ и 10 кВ определяется без учёта коэффициента резервирования, так как он один в схеме и резервирования не предусмотрено.

Таким образом» [4]:

$$I_{T1} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (15)$$

«Для трансформаторных вводов 110 кВ повышающего блочного трансформатора Т1 ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», максимальный рабочий ток по условию (15) равен» [4]:

$$I_{T1} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 330,7 \text{ А.}$$

«Для трансформаторных вводов 10 кВ повышающего блочного трансформатора Т1 ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», максимальный рабочий ток по условию (15) равен» [4]:

$$I_{T1} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3637,3 \text{ А.}$$

«Расчёт максимального рабочего тока на стороне 10 кВ проводится для новых генераторов Г9 и Г10.

С учётом их номинальной мощности, а также прочих параметров, а также того, что в схеме предусмотрено 2 генератора Г9 и Г10 с взаимным резервированием» [4]:

$$I_{\Gamma} = K_p \frac{P_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ.Г}} \cdot \eta_{\text{НОМ.Г}}}, \quad (16)$$

где  $P_{\text{НОМ.Г}}$  – номинальная мощность генератора, кВА;

$K_p$  – «коэффициент резервирования схемы электрических соединений, о.е. (принимается  $K_p = 1,4$  с учётом резервирования и отдельного режима работы генераторов)» [4].

Таким образом, значение максимального тока генератора в схеме электрических соединений по условию (16):

$$I_{\Gamma} = 1,4 \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8 \cdot 0,92} = 2614,8 \text{ А.}$$

«Для питающего токопровода 10 кВ в РУ-10 кВ ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» максимальный рабочий ток определяется суммой максимальных рабочих токов питающих генераторных вводов с учётом коэффициента одновременности, а также количества рабочих секций сборных шин в схеме электрических соединений» [4]:

$$I_{\text{п.т.}} = \frac{(I_{\Gamma 9} + I_{\Gamma 10}) \cdot K_0}{n}, \quad (17)$$

где  $K_0$  - «значение коэффициента максимумов нагрузки питающего токопровода в РУ-10 кВ ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»;  
 $n$  – количества рабочих секций питающего токопровода в схеме электрических соединений, шт.» [4]

«В схеме главных электрических соединений РУ-10 кВ «ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» применяется две рабочие системы сборных шин 10 кВ питающего токопровода.

Таким образом» [4] по условию (17):

$$I_{\text{п.т.}} = \left( \frac{1867,7 + 1867,7}{1} \right) \cdot 0,8 = 2988,3 \text{ А.}$$

«Результаты расчёта максимальных рабочих токов генераторных и трансформаторных присоединений, а также питающего токопровода ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»» [4] представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчёта максимальных рабочих токов генераторных и трансформаторных присоединений, а также питающего токопровода ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»

Наименование	Назначение и обозначение в схеме	$S_{\text{ном.т}}$ , кВА	$I_{\text{м}}$ , А
Трансформаторные вводы	Повышающий блочный трансформатор Т1 (сторона 110 кВ)	63000	330,7
	Повышающий блочный трансформатор Т1 (сторона 10 кВ)	63000	3637,3
Генераторные вводы	Генератор Г9 (10 кВ)	25000	2614,8
	Генератор Г10 (10 кВ)	25000	2614,8
Питающий токопровод	Питающий токопровод (сторона 10 кВ)	-	2988,3

Полученные результаты расчёта максимальных рабочих токов генераторных и трансформаторных присоединений, а также питающего токопровода ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», используются в работе далее при выборе и проверке нового оборудования, устанавливаемого в результате проведения реконструкции на объекте исследования.

#### 4.2 Выбор и проверка проводников на объекте исследования

Далее в работе, с учётом принятых ранее решений, а также учитывая результаты расчёта нормальных токов нагрузки и максимальных токов на объекте исследования, необходимо провести выбор и проверку проводников электрической части РУ-10 кВ ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1».

Как было указано ранее, от главных выводов каждого генератора к ЭГРУ-10,5 кВ прокладываются кабели 10,5 кВ в кабельных коробах по кабельным эстакадам.

В работе требуется определить сечение и марку данных кабельных линий.

Также выбору и проверке подлежит пофазно-экранированный токопровод типа ТЭНЕ-10-3150-128У1, отходящие от каждого ЭГРУ-10,5 для дальнейшего питания новых генераторов.

«Выбор рационального сечения проводников осуществляется условием по экономической плотности тока» [13]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.}}}{j_{\text{э}}}, \quad (18)$$

где « $j_{\text{э}}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup> (для проводников кабельных линий принимается  $j_{\text{э}}=1,6$  А/мм<sup>2</sup>)» [13].

«Проверка выбранного сечения провода в нормальном режиме» [13]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.}}, \quad (19)$$

где « $I_{\text{доп}}$  – допустимое справочное значение тока проводника, А» [13].

«В максимальном режиме» [13]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.мак}} \quad (20)$$

«Стандартное сечение проводника также должно быть проверено по механической прочности» [13]:

$$F_{\text{ст}} \geq F_{\text{мин}}, \text{ мм}^2. \quad (21)$$

Выбор сечения кабелей от главных выводов каждого нового генератора к ЭГРУ-10,5 кВ напряжением 10 кВ по условию (18):

$$F_{\text{э}} = \frac{951,4}{1,6} \approx 594,6 \text{ мм}^2.$$

Для данных кабелей, питающих новые генераторы от ЭГРУ-10,5 кВ пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», принимается

ближайшее стандартное сечение кабеля 500 мм<sup>2</sup>, марка кабеля – ПвВнг(А)-LS 3×(1×500) в каждой фазе [17].

Выбранная марка и сечение питающего кабеля ПвВнг(А)-LS 3×(1×500) представлена на рисунке 5.



Рисунок 5 – Кабель марки ПвВнг(А)-LS 3×(1×500)

Данная марка кабеля с выбранным сечением отвечают требованиям надёжности, механической прочности и пожаробезопасности, которые предъявляются к высоковольтным линиям генераторных выводов пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1».

Сечение 500 мм<sup>2</sup> даёт необходимый запас по пропускной способности для стойкой передачи мощности от газотурбинных энергоагрегатов и предотвращает перегрев при длительной работе в режиме максимальной нагрузки.

Повышенная термостойкость и низкий уровень выделения дыма при возгорании соответствуют нормам безопасности, установленным для крупных объектов генерации, где риск появления очагов пожара должен быть снижен до минимума.

Расположение кабеля в условиях возможных вибраций и перепадов температур требует высокой устойчивости изоляционного материала к механическим ударам, разрывающим усилиям и термическому старению.

Полиэтиленовая изоляция с повышенной стойкостью к распространению горения сохраняет свои свойства при значительных

перепадах внешней температуры, характерных для региона с суровым климатом. Монтажная и эксплуатационная надёжность кабеля повышается благодаря устойчивости к внешним электромагнитным полям, которые возникают при переходных процессах в сети.

Дополнительным фактором в пользу данного решения служит оптимальное соотношение стоимости и срока службы, что подтверждается расчётами суммарных затрат на обслуживание и планово-предупредительные ремонты в течение всего периода эксплуатации.

Высококачественная конструкция и сертифицированная технология производства позволяют обеспечить стабильную передачу электроэнергии и уменьшить вероятность повреждений при возможных коротких замыканиях, что даёт возможность рассчитывать на длительный ресурс без возникновения серьёзных аварийных ситуаций. Такое решение даёт обоснованный уровень безопасности и соответствует современным критериям энергоэффективности, что особенно важно для модернизационных проектов, направленных на повышение производительности и расширение функциональности генерирующих установок. Следовательно, выбор данного кабеля обоснован.

Проверка выбранных сечений кабелей, питающих новые генераторы от ЭГРУ-10,5 кВ пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» по току нормального и максимального режима по условиям (19) и (20), выполняется:

$$3 \cdot 872 \text{ A} = 2616 \text{ A} \geq 1867,7 \text{ A},$$

$$3 \cdot 872 \text{ A} = 2616 \text{ A} \geq 2614,8 \text{ A}.$$

Проверка по условию (21) также выполняется:

$$3 \times 500 \text{ мм}^2 \geq 25 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, для кабелей, питающих новые генераторы от ЭГРУ-10,5 кВ пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», окончательно

принимается ближайшее стандартное сечение кабеля 500 мм<sup>2</sup>, марка кабеля – ПвВнг(А)-LS 3×(1×500) в каждой фазе.

Остальные проводники для питания новых генераторов выбраны аналогично с приведением полученных результатов выбора в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты выбора проводников для питания новых генераторов

Наименование присоединения	$I_p$ , А	$I_{p.max}$ , А	Марка проводника	$I_{доп.}$ , А
Кабели, питающие новые генераторы от ЭГРУ-10,5 кВ пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»				
Г9	1867,7	2614,8	ПвВнг(А)-LS 3×(1×500) в каждой фазе	3×872
Г10	1867,7	2614,8	ПвВнг(А)-LS 3×(1×500) в каждой фазе	3×872
Пофазно-экранированные токопроводы				
Г9	1867,7	2614,8	ТЭНЕ-10-3150-128У1	3150
Г10	1867,7	2614,8	ТЭНЕ-10-3150-128У1	3150
Питающий токопровод 10 кВ	-	2988,3	ТЭНЕ-10-4000-128У1	4000

Все выбранные проводники для питания новых генераторов показаны в графической части работы.

Выводы по разделу.

На объекте проектирования обосновано и проверено расчётным путём применение следующих типов проводников:

- для кабелей, питающих новые генераторы от ЭГРУ-10,5 кВ пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», окончательно принимается ближайшее стандартное сечение кабеля 500 мм<sup>2</sup>, марка кабеля – ПвВнг(А)-LS 3×(1×500) в каждой фазе;
- для питания новых генераторов от ЭГРУ-10,5, выбраны и проверены пофазно-экранированные токопроводы типа ТЭНЕ-10-3150-128У1;
- в качестве питающего токопровода, служащего для питания системы двух новых генераторов, выбран токопровод типа ТЭНЕ 10-4000-250 УХЛ1.

## 5 Расчёт токов короткого замыкания

«Далее в работе проводится расчёт значения максимального тока трёхфазного короткого замыкания на сборных шинах РУ-10 кВ ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», по которому будут проверены на термическую и электродинамическую стойкость электрические аппараты и шинные конструкции, выбранные для установки в генераторном РУ-10 кВ» [14].

Известно, что итоговый анализ полученных результатов токов короткого замыкания (КЗ) показывает соответствие выбранного оборудования требованиям по электродинамической и термической стойкости, а также задаёт исходные данные для выбора уставок релейной защиты, что гарантирует надёжное отключение аварийных режимов на объекте исследования.

Установлено, что процесс расчёта токов КЗ начинается с изучения фактической конфигурации сети и параметров её элементов, после чего формируется упрощённая модель, «дающая возможность аналитически определить максимальные уровни трёхфазного короткого замыкания.

Данная модель отображается в виде расчётной схемы.

Исходная расчётная схема, непосредственно используемая для расчёта трёхфазного тока КЗ на сборных шинах генераторного напряжения 10 кВ в РУ-10 кВ ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» [14], представлена в работе на рисунке 6.

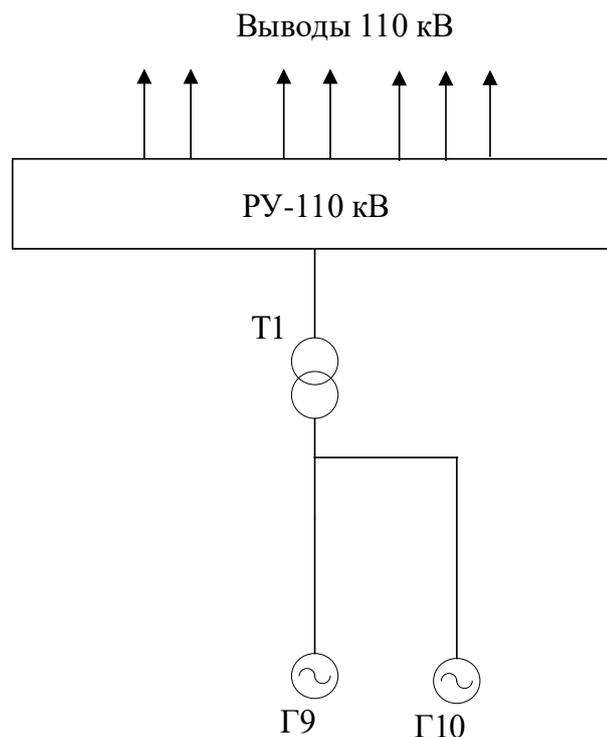


Рисунок 6 – Исходная расчётная схема для расчёта трёхфазного тока КЗ на сборных шинах генераторного РУ-10 кВ ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»

Известно, что рекомендуется рассчитать трёхфазный ток КЗ в максимальном режиме.

В таком случае в работе остаётся один генератор, а второй генератор будут отключен.

Так как генераторы Г9 и Г10 одинаковы по мощности, следовательно, в данном процессе расчётов токов КЗ никаких дополнительных преобразований не требуется.

«Следовательно, с учётом указанного факта, исходная расчётная схема на рисунке 6 будет преобразована для решения поставленной задачи в схему, представленную на рисунке 7» [14].

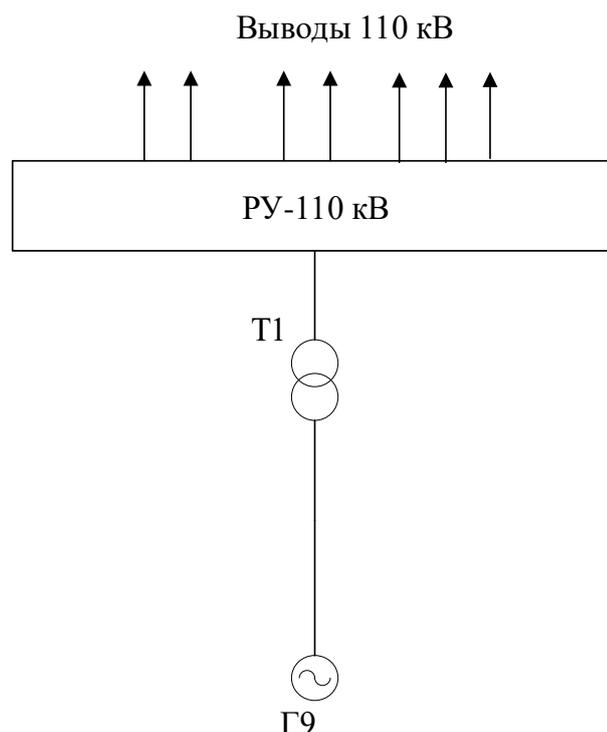


Рисунок 7 – Преобразованная расчётная схема для расчёта максимального трёхфазного тока КЗ на сборных шинах РУ-10 кВ ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»

Известно, что правильно составленная по расчётной схеме схема замещения позволяют правильно рассчитать все сопротивления элементов, что позволит в конечном итоге найти эквивалентные «(результатирующие)» сопротивления для определения токов КЗ в каждой расчётной точке.

На схеме замещения указываются сопротивления всех элементов и точки для расчётов токов КЗ.

Исходя из преобразованной расчетной схемы, используемой для расчёта максимального трёхфазного тока КЗ на сборных шинах РУ-10 кВ ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», составляется исходная схема замещения для расчёта максимального трёхфазного тока КЗ на объекте, представленная на рисунке 8.

В работе необходимо провести расчёт токов КЗ» [14] в точке К1 схемы замещения, то есть в сети 10 кВ генераторного напряжения (на выводах 10 кВ новых генераторов).

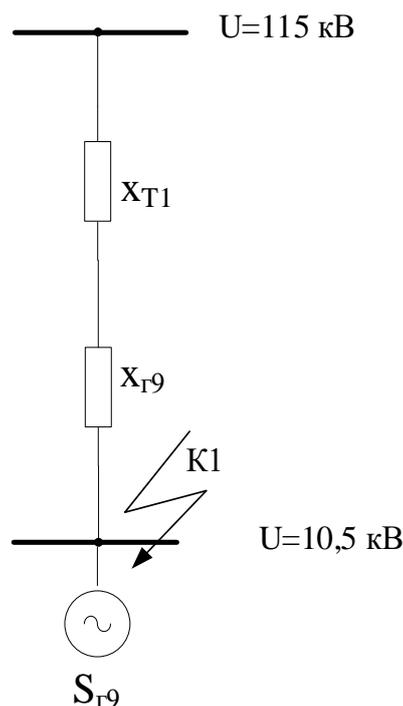


Рисунок 8 – Исходная схема замещения для расчёта максимального трёхфазного тока КЗ на сборных шинах РУ-110 кВ и РУ-10 кВ ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»

«Расчёт токов КЗ в работе осуществляется в относительных единицах при приведении к базисным условиям основной ступени и последующим переводом в именованные единицы.

Следующим шагом будет расчёт сопротивлений элементов схемы замещения.

Выбираются базисные условия.

Принимается базисная мощность, равная номинальной мощности генератора Г9,  $S_{\delta}=25 \text{ МВА}$ , а базисное напряжение  $U_{\delta}$  равным напряжению ступени, на которой рассчитывается ток короткого замыкания, с учётом повышенного значения напряжения на шинах и трансформаторных вводах в 1,05 раза, то есть  $U_{\delta}=10 \cdot 1,05=10,5 \text{ кВ}$ .

В случае, если элемент расчётной схемы не находится на основной ступени, его сопротивление необходимо привести к базисным условиям,

умножив полученный числовой результат на коэффициент трансформации блочного трансформатора, связывающего классы напряжения в схеме.

Сопротивления силового блочного трансформатора схемы рассчитывается по известному выражению» [14]:

$$X_{T*б} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_H}, \quad (22)$$

где  $u_k$  – «напряжение короткого замыкания трансформатора, в процентах;

$S_б$  – базисная мощность, МВА;

$S_H$  – номинальная мощность силового трансформатора, МВА» [14].

«Расчёт сопротивления блочного трансформатора Т1 (исходные параметры и данные:  $S_H = 63$  МВА,  $u_k = 8,0$  %)» [14] по условию (22):

$$X_{T1*б} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_H} = \frac{8}{100} \cdot \frac{25}{63} = 0,032 \text{ о. е.}$$

«Сопротивления турбогенератора Г9 схемы рассчитываются по известной формуле» [14]:

$$X_{Г9*б} = X''_* \cdot \frac{S_б}{S_{HG}}, \quad (23)$$

где  $S_{HG}$  – «номинальная мощность турбогенератора, МВА;

$X''_*$  – сверхпереходное индуктивное сопротивление турбогенератора (определяется по справочным данным завода-изготовителя в зависимости от типа генератора)» [14].

«Расчёт сопротивления турбогенератора Г1 (исходные параметры и данные:  $X''_* = 0,143$ ,  $\cos\varphi = 0,95$ ,  $S_{HГ} = 25$  МВА)» [14] по условию (23):

$$X_{Г9*} = 0,143 \cdot \frac{25}{25} = 0,143 \text{ о. е.}$$

«После расчёта основных сопротивлений схемы замещения, требуется провести упрощение исходной схемы до элементарного уровня. При этом учитываются известные выражения для преобразования последовательных и параллельных сопротивлений, а также объединения источников питания.

Проводятся соответствующие преобразования для исходной схемы замещения. Объединяются сопротивления последовательно включенных блочного повышающего трансформатора Т1 и турбогенератора Г9.

Два последовательных сопротивления исходной схемы замещения приведены к базисным условиям, следовательно, определяется суммарное сопротивление схемы путём их сложения.

Таким образом, суммарное сопротивление последовательно включенных элементов: блочного повышающего трансформатора Т1 и питающего его турбогенератора Г9» [14]:

$$X_{\Sigma} = X_{Т1*(б)} + X_{Г9*(б)}, \text{ о. е.} \quad (24)$$

В численном значении по условию (24):

$$X_{\Sigma} = 0,032 + 0,143 = 0,175 \text{ о. е.}$$

«По справочным данным, ЭДС турбогенератора Г9 при расчёте в относительных единицах можно принять равной 1 о.е.

Таким образом, исходная схема замещения для расчёта токов КЗ на шинах РУ-10 кВ «ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» преобразуется к элементарному виду, в котором есть одно суммарное сопротивление (турбогенератора Г9 и блочного трансформатора Т1), а также сверхпереходная ЭДС генератора Г9, численно принимаемая равной единице.

В упрощённой схеме замещение суммарное сопротивление схемы приведено ранее к базисным условиям (для турбогенератора), поэтому дополнительно приводить его к базисным условиям не нужно. Упрощённая схема замещения для расчёта токов КЗ на шинах генераторного РУ-10 кВ «ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», полученная в результате преобразования к элементарному виду» [14], показана на рисунке 9.

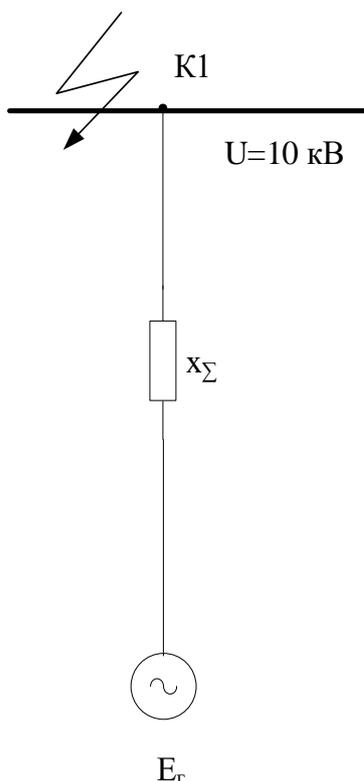


Рисунок 9 – Упрощённая схема замещения для расчёта максимального трёхфазного тока КЗ на сборных шинах генераторного РУ-10 кВ ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»

На следующем этапе необходимо провести расчёт начального значения периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания, а также ударных токов в расчётной точке КЗ схемы замещения.

Известно, что начальное значение периодической составляющей трёхфазного тока короткого замыкания и ударный ток на выводах силового трансформатора в режиме максимальной загрузки характеризуют высоту пики и интенсивность электродинамических воздействий, возникающих в первые

мгновения аварии. Периодическая составляющая определяет амплитуду устоявшегося короткого замыкания и указывает на динамику потоков энергии в элементах сети, а ударный ток отражает мгновенную перегрузку оборудования, вызывающую пиковые механические усилия в его узлах.

Оценка обоих параметров подчиняется требованиям надёжности и безопасности, поскольку правильно рассчитанные значения позволяют оптимизировать как собственно систему защиты, так и механическую прочность основного оборудования для установки в генераторном РУ-10 кВ объекта исследования.

«Значение тока трёхфазного короткого замыкания на шинах РУ-10 кВ в максимальном режиме» [14]:

$$I_1'' = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ст} \cdot X_{\Sigma*6}}. \quad (25)$$

По условию (25) в именованных единицах (результат приводится к базисным значениям мощности и напряжению основной ступени):

$$I_1'' = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,175} = 7,86 \text{ кА.}$$

«Значение ударного тока» [14]:

$$i_y = I_1'' \cdot \sqrt{2} \cdot K_y, \quad (26)$$

где « $K_y$  – ударный коэффициент» [14].

По условию (26):

$$i_y = 7,86 \cdot 1,08 \cdot \sqrt{2} = 11,98 \text{ кА.}$$

«Максимальное мгновенное действующее значение тока короткого замыкания в начале процесса КЗ» [14]:

$$I_{п.т} = I_{КЗ} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}. \quad (27)$$

По условию (27):

$$I_{п.т} = 7,86 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 12,67 \text{ кА}.$$

«Полученные результаты расчёта тока КЗ в максимальном режиме работы генераторного РУ-10 кВ ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»» [14], представлены в форме таблицы 5.

Таблица 5 – Результаты расчёта тока короткого замыкания в максимальном режиме работы генераторного РУ-10 кВ ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»

$U_{ст}, \text{кВ}$	$I_{КЗ}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$I_{н.м}, \text{кА}$
10,5	7,86	11,98	12,67

«Полученные результаты расчёта токов КЗ применяются в работе далее при выборе и проверке оборудования, а также уставок релейной защиты» [14].

Выводы по разделу.

Получены следующие значения токов КЗ в максимальном режиме работы генераторного РУ-10 кВ ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»:

- начальное значение периодической составляющей трёхфазного тока КЗ составило 7,86 кА;
- значение ударного тока трёхфазного тока КЗ составило 11,98 кА;
- максимальное мгновенное действующее значение тока короткого замыкания в начале процесса КЗ составило значение 12,67 кА.

## **6 Выбор и проверка электрических аппаратов**

«Далее в работе, на основании технических данных объекта реконструкции и полученных расчётных результатов электрических нагрузок, рабочих и максимальных токов, а также токов трёхфазного КЗ, проводится непосредственный выбор и проверка основного оборудования с целью проведения реконструкции генераторного РУ-10 кВ электрической станции «ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» Сахалинской области.

На требуемые параметры АО ВО «Электроаппарат» (г. Санкт-Петербург) производит элегазовые генераторные комплексы КАГ-10, в состав которых входит все требуемое электрооборудование» [3].

Параметры КАГ-10, следующие: номинальное напряжение 10 кВ, наибольшее рабочее напряжение 12 кВ, номинальный ток 6300 А, номинальный ток отключения 90 кА.

Таким образом, предложенное оборудование для установки и защиты генераторов новых газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА, необходимо проверить на соответствие параметрам электрической сети.

Элегазовые генераторные комплексы КАГ-10, производимые АО ВО «Электроаппарат» (г. Санкт-Петербург), представляют собой передовые устройства, предназначенные для использования в энергосистемах с высокими требованиями к надежности и эффективности.

Эти комплексы используют элегаз (SF<sub>6</sub>) для гашения дуги и изоляции, что обеспечивает их высокую производительность и долговечность.

Основное преимущество комплексов КАГ-10 заключается в их способности эффективно работать в условиях высоких нагрузок и напряжений, благодаря применению элегаза, который обладает отличными изоляционными свойствами и позволяет значительно уменьшить размеры и вес оборудования.

Данный аспект делает возможным использование КАГ-10 в ограниченных пространствах и упрощает их транспортировку и установку.

Элегазовые генераторные комплексы отличаются высокой степенью надежности и безопасности, поскольку элегаз не поддерживает горение и обладает высокой химической стабильностью.

Этот факт снижает риски возникновения аварий и пожаров, что особенно важно в промышленных и энергетических объектах.

Комплексы КАГ-10 оснащены современной системой мониторинга и управления, которая позволяет в реальном времени отслеживать параметры работы оборудования и оперативно реагировать на любые отклонения, что значительно повышает уровень автоматизации и оптимизирует процессы эксплуатации и обслуживания.

Кроме того, использование элегаза в качестве изоляционного материала позволяет значительно продлить срок службы оборудования и уменьшить необходимость в регулярном техническом обслуживании, что снижает эксплуатационные затраты и повышает экономическую эффективность применения комплексов.

Таким образом, элегазовые генераторные комплексы КАГ-10 производства АО ВО «Электроаппарат» представляют собой высокоэффективное и надежное решение для энергосистем, обеспечивая стабильность, безопасность и экономичность их работы.

Проводится выбор и проверка модульных аппаратов элегазовых генераторных комплексов КАГ-10.

Далее проводится компоновка модулями электрических аппаратов выбранного типа элегазовых генераторных комплексов КАГ-10.

При выборе рационального оборудования, проводится сравнение паспортных данных оборудования с расчётными данными цепи, в которую они устанавливаются.

В генераторном РУ-10 кВ предварительно выбран модульный выключатель элегазового генераторного комплекса КАГ-10, номинальный ток 3150 А, номинальный ток отключения 40 кА.

Результаты выбора и проверки элегазовых модулей высоковольтных выключателей генераторных комплексов КАГ-10 для установки в генераторном РУ-10 кВ электрической станции «ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» Сахалинской области представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты выбора и проверки элегазовых модулей высоковольтных выключателей генераторных комплексов КАГ-10

Наименование и марка аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные
Модульный выключатель элегазового генераторного комплекса КАГ-10	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{\text{ном, max}}$	$I_{\text{max}}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А.}$
	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{п.т}} = 7,86 \text{ кА.}$	$I_{\text{отк.ном}} = 40 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 11,98 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 63 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 7,86^2 \cdot 3 = 185,3 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$

Результаты выбора и проверки элегазовых модулей разъединителей генераторных комплексов КАГ-10 для установки в генераторном РУ-10 кВ электрической станции «ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» Сахалинской области представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты выбора и проверки элегазовых модулей разъединителей генераторных комплексов КАГ-10

Наименование и марка аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные
Модульный разъединитель элегазового генераторного комплекса КАГ-10	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{\text{ном, max}}$	$I_{\text{max}}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 11,98 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 63 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 7,86^2 \cdot 3 = 185,3 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$

Результаты выбора и проверки элегазовых модулей ограничителей перенапряжения генераторных комплексов КАГ-10 для установки в генераторном РУ-10 кВ электрической станции «ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» Сахалинской области представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты выбора и проверки элегазовых модулей ограничителей перенапряжения генераторных комплексов КАГ-10

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные ЭА
Модульный ОПН-10 элегазового генераторного комплекса КАГ-10	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{\text{номmax}}$	$I_{\text{max}}$	$I_{\text{ном}} = 450 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 2,73 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 80 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,08^2 \cdot 3 = 3,5 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$

Также в работе необходимо выбрать и проверить электрические аппараты, которые не входят в состав генераторных комплексов КАГ-10, однако являются необходимыми и важными в цепи двух новых генераторов.

К ним относятся измерительные трансформаторы тока и напряжения, которые выбираются из [9].

Результаты выбора и проверки измерительных трансформаторов напряжения для установки в генераторном РУ-10 кВ «ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» Сахалинской области, представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты выбора и проверки измерительных трансформаторов напряжения для установки в генераторном РУ-10 кВ «ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» Сахалинской области

Тип ТН	Кол-во ТН	Мощность на один ТН, ВА	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{\text{уст}}}$ , кВ	$\frac{S_n}{S_{2\Sigma}}$ , ВА
Трансформатор напряжения ЗНОЛП.4-10	2	11/2	1	$\frac{10}{10}$	$\frac{600,0}{22,5}$

Результаты выбора и проверки измерительных трансформаторов тока для установки в генераторном РУ-10 кВ «ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» Сахалинской области, представлены в работе в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты выбора и проверки измерительных трансформаторов тока для установки в генераторном РУ-10 кВ Южно-Сахалинской ТЭЦ-1

Тип ТТ	Схема	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$ , кВ	$\frac{S_n}{S_{2\Sigma}}$ , ВА	$\frac{i_{дин}}{i_y}$ , кА
Трансформатор тока ТОЛ 10-I-16 У2 2000/1/1/1/1 А	«Полная звезда»	1	$\frac{10}{10}$	$\frac{50,0}{22,5}$	$\frac{50,0}{2,73}$

«Всё выбранное оборудование для установки в генераторном РУ-10 кВ проверено на термическую и электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания, а также на условие соответствия максимальным рабочим токам сети, рассчитанным в работе» [14].

Выводы по разделу.

С целью проведения реконструкции генераторного РУ-10 кВ электрической станции «ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» Сахалинской области, выбраны элегазовые генераторные комплексы КАГ-10 производства АО ВО «Электроаппарат» (г. Санкт-Петербург), в состав которых входит все требуемое электрооборудование, выбранное в работе:

- модульные выключатели элегазового генераторного комплекса КАГ-10;
- модульные разъединители элегазового генераторного комплекса КАГ-10;
- модульные ограничители перенапряжения элегазового генераторного комплекса КАГ-10.

Также в работе выбраны и проверены электрические аппараты, которые не входят в состав генераторных комплексов КАГ-10, однако являются необходимыми и важными в цепи двух новых генераторов:

- измерительные трансформаторы тока ТОЛ 10-I-16 У2 2000/1/1/1/1 А;
- измерительные трансформаторы напряжения ЗНОЛП.4-10.

Таким образом, предложенное оборудование для установки и защиты генераторов новых газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА, полностью соответствует параметрам электрической сети.

## 7 Релейная защита пятого энергоблока ТЭЦ-1

Проводится выбор типов релейных защит и микропроцессорных терминалов для их реализации, с целью обеспечения защиты генераторного оборудования новых газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА от ненормальных режимов.

В соответствии с техническим заданием и договором на поставку ГТУ ЭГЭС-25ПА, один комплект защит генератора входит в объем поставки комплектно с генератором и устанавливается в помещениях ГТУ ЭГЭС, а второй комплект поставляется по данному проекту и устанавливается в помещении ГРУ 10,5 кВ.

Для генераторов должна быть предусмотрена релейная защита (РЗ) от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы [1]:

- от замыканий на землю на стороне генераторного напряжения;
- от многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на выводах генератора;
- от замыканий между витками одной фазы в обмотке статора турбогенератора;
- от внешних КЗ;
- от перегрузки генератора токами обратной последовательности (для блоков с генераторами мощностью более 30 МВт);
- от симметричной перегрузки обмотки статора генератора;
- от перегрузки обмотки ротора генератора током возбуждения;
- от повышения напряжения на статоре генератора;
- от замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения;
- от замыканий на землю во второй точке цепи возбуждения турбогенератора;
- от асинхронного режима с потерей возбуждения и без потери возбуждения;

- от работы в двигательном режиме (режиме потребления активной мощности из энергосистемы).

Исходя из приведённого перечня требуемых видов РЗ, предлагается следующий состав защит каждого «генератора:

- дифференциальная защита генератора;
- дистанционная защита;
- защита от несимметричных КЗ и перегрузок;
- защита от симметричных перегрузок обмотки статора;
- защита от обратной мощности;
- защита от потери возбуждения;
- защита от подачи напряжения на остановленную машину;
- защита генератора от асинхронного хода;
- защита от снижения/повышения частоты;
- контроль изоляции со стороны генераторного напряжения 10,5 кВ;
- контроль исправности цепей напряжения;
- защита от повышения напряжения статора генератора;
- контроль исправности цепей напряжения;
- УРОВ генераторного выключателя» [6].

Все данные защиты генераторов предлагается реализовать на основе микропроцессорных терминалов марки БМРЗ-ГР [2], внешний вид которого представлен на рисунке 10.



Рисунок 10 – Микропроцессорный терминал марки БМРЗ-ГР

Микропроцессорная платформа терминалов БМРЗ-ГР формирует комплекс защитных алгоритмов, ориентированных на контроль состояния генератора газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА, включая точное выявление места, времени и значений коротких замыканий, перегрузок и других ненормальных режимов.

Цифровой метод измерений, используемый в терминалах данного типа, повышает достоверность анализа переходных процессов, позволяя оперативно выявлять малейшие отклонения в характеристиках тока и напряжения, что исключает запоздалое срабатывание защит.

Широкий функционал конфигурирования даёт возможность адаптировать настройки под конкретные режимы работы оборудования, учитывая динамику тепловых и электромеханических нагрузок.

Усиленная помехоустойчивость и резервирование основных каналов связи поддерживают надлежащий уровень надёжности, необходимый в высоковольтных узлах, где любые сбои в работе защиты могут привести к массовым отключениям.

Системная интеграция данных блоков РЗиА значительно упрощается, благодаря совместимости терминалов БМРЗ-ГР с современными протоколами обмена данными, что способствует объединению функций релейных защит и диспетчерского контроля.

Механизмы самодиагностики способствуют обнаружению скрытых дефектов до появления серьёзных неисправностей, а возможность быстрой смены настроек терминалов РЗиА серии БМРЗ-ГР, обеспечивает гибкость при модернизации без существенных аппаратных доработок.

Таким образом, применение микропроцессорных терминалов РЗиА марки БМРЗ-ГР для обеспечения защиты генераторного оборудования новых газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА от ненормальных режимов, повышает надёжность и быстродействие, селективность отключений, минимизирует время ликвидации аварий, а также снижает риск

потенциальных возгораний, что особенно важно для сохранения ресурса дорогостоящего газотурбинного оборудования.

Выводы по разделу.

Проведён выбор типов релейных защит и микропроцессорных терминалов для их реализации, с целью обеспечения защиты генераторного оборудования новых газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА от ненормальных режимов.

Установлено, что применение микропроцессорных терминалов РЗиА марки БМРЗ-ГР для обеспечения защиты генераторного оборудования новых газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА от ненормальных режимов, является обоснованным решением, так как повышает надёжность и быстродействие, селективность отключений, минимизирует время ликвидации аварий, а также снижает риск потенциальных возгораний, что особенно важно для сохранения ресурса дорогостоящего газотурбинного оборудования.

## 8 Мероприятия по электромагнитной совместимости и системы заземления

### 8.1 Мероприятия по электромагнитной совместимости на пятом энергоблоке ТЭЦ-1

Надёжное функционирование газотурбинных агрегатов ЭГЭС-25ПА в структуре пятого энергоблока ТЭЦ-1 требует продуманного решения вопросов электромагнитной совместимости.

Структура электромагнитной совместимости в электроустановках представлена на рисунке 11.



Рисунок 11 – Структура электромагнитной совместимости в электроустановках

Переход на более современную генерацию приводит к росту мощностей и усложнению схем распределения, что увеличивает вероятность негативного влияния высокочастотных и импульсных помех на работу релейной защиты, средств автоматики и измерительных приборов [18].

При этом особенно важно снизить риск некорректного срабатывания выключателей и отказов систем управления, способных вызвать непредсказуемые остановки оборудования или неконтролируемые переходные процессы.

Основу комплекса мероприятий по электромагнитной совместимости на пятом энергоблоке ТЭЦ-1 формирует анализ возможных каналов распространения электромагнитных помех в силовых и управляющих цепях, которые представлены на рисунке 12.

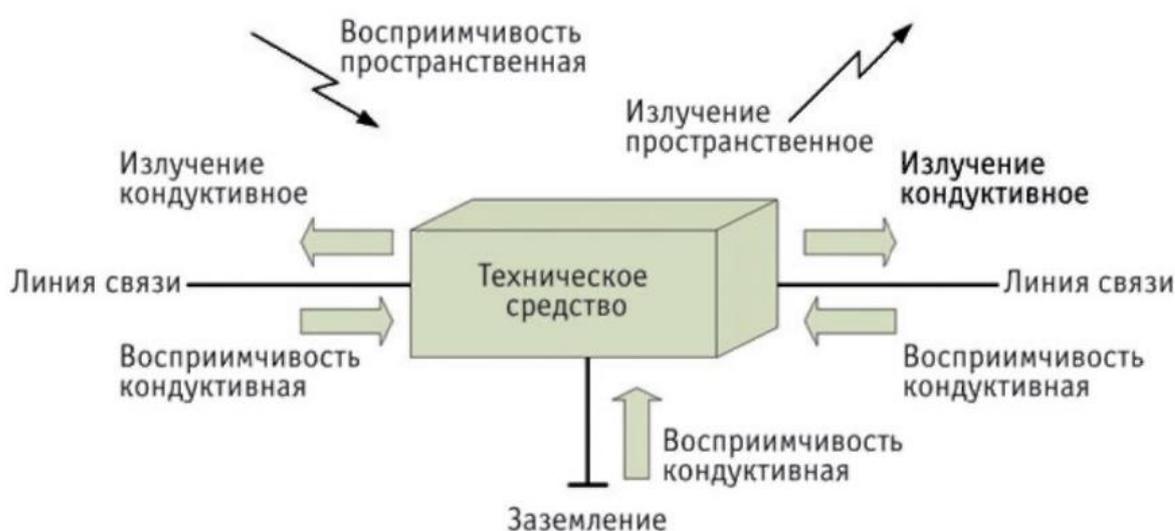


Рисунок 12 – Возможные каналы распространения электромагнитных помех в силовых и управляющих цепях газотурбинных агрегатов ЭГЭС-25ПА в структуре пятого энергоблока ТЭЦ-1

Далее проводится описание основных мероприятий по обеспечению электромагнитной совместимости на объекте исследования.

При размещении кабельных трасс следует учитывать взаимное расположение высоковольтных кабельных линий и цепей телемеханики, а также предусматривать экранирование проводников с низким уровнем рабочей изоляции, чтобы минимизировать попадание высокочастотных импульсов в чувствительные устройства.

Важные участки высоковольтного контура, соединяющие выводы генераторов с блочными трансформаторами и ГРУ-10 кВ, необходимо

защитить установкой фильтров и заземлённых металлических оболочек для снижения амплитуды переходных перенапряжений, возникающих при коротких замыканиях или коммутациях.

Важнейшей составляющей принято считать организацию единого заземляющего контура со сниженным сопротивлением и продуманной геометрией распределения проводников.

Целью такого решения служит выравнивание потенциалов и устранение опасных токов утечки, которые способны искажать сигналы в управляющих линиях и приводить к сбоям в работе дискретных датчиков.

Монтаж внутренних заземляющих стержней вблизи ключевых блоков генератора, систем управления и шкафов релейной защиты способствует уменьшению протяжённости паразитных контуров, что создаёт более благоприятный фон для передачи цифровых сигналов.

Дополнительно рекомендуется проводить периодические проверки состояния заземления и кабельных экранов, поскольку коррозия или механические повреждения делают путь возврата высокочастотных токов неравномерным и снижают общую эффективность защиты.

В зонах ввода высоковольтных линий и внутри помещений релейной защиты уместно предусматривать специальные камеры ослабления электромагнитного излучения, основанные на металлических конструкциях с заземлёнными соединениями, чтобы локализовать область распространения помех и исключить проникновение высокочастотных импульсов за пределы источника.

Применение помехоподавляющих фильтров, отвечающих установленным стандартам, на вводе питания в щиты собственных нужд, снижает риск ложных срабатываний цифровых устройств управления при действии импульсов от переключений в силовой части схемы.

Правильный выбор частотно-зависимых элементов в фильтрах также облегчает борьбу как с высшими гармониками, так и с кратковременными высокочастотными всплесками.

Правильная прокладка цепей телемеханики и АСУ ТП учитывает использование витых пар и экранированных кабелей, которые соединяются по схеме, предотвращающей появление замкнутых контуров, способных усиливать внешние электромагнитные помехи.

Распределение сигнальных проводников по отдельным лоткам или металлическим коробам отдаляет их от силовых линий, где происходят интенсивные переходные процессы. Такое мероприятие особенно актуально при параллельной прокладке кабелей для питания новых генераторов.

Принципиально важной задачей считается выбор аппаратов коммутации с пониженным уровнем генерируемых помех и поддержкой плавного снижения дуги при отключении высокой нагрузки.

Выключатели с быстрым затуханием дуги и ограничителями перенапряжения защищают оборудование и релейные схемы от бросков тока, поскольку неполное подавление переходных процессов формирует резкие импульсы, способные распространяться по кабельным трассам.

Совместное использование устройств ограничения перенапряжений и контуров шунтирования уменьшает общий спектр гармонических искажений в местах коммутации, что повышает устойчивость к электромагнитным воздействиям на всех уровнях системы.

Дополнительный этап защиты связан с регулярным проведением тепловизионного и вибрационного контроля, способного выявить скрытую деградацию контактов, изоляции и экранов, которая иногда приводит к усилению электромагнитных возмущений в сети.

Наличие ослабленного участка провода или нарушенного экрана делает электромагнитное поле менее предсказуемым и повышает вероятность ложных срабатываний, если не выявить такой дефект на ранней стадии.

Мониторинг и профилактика подобных отклонений дополняют теоретические расчёты и служат действенным инструментом в поддержании заданного уровня электромагнитной совместимости.

Принятые мероприятия в совокупности формируют условия, при которых новые газотурбинные агрегаты функционируют без дополнительных помех, сохраняется корректность показаний измерительных приборов и отсутствуют риски массовых отказов цифровых систем.

Применение описанных рекомендаций повышает надёжность пятого энергоблока, обеспечивает более стабильное взаимодействие с другими элементами ТЭЦ-1 и закладывает основу для длительной безаварийной работы под высокими нагрузками, которые неизбежно возникают при внедрении современного газотурбинного оборудования.

Далее в рамках повышения электромагнитной совместимости на объекте проектирования, проводится расчёт контура заземления, роль которого детально описана в работе ранее.

## **8.2 Расчёт системы заземления пятого энергоблока ТЭЦ-1**

Контур заземления пятого энергоблока ТЭЦ-1 при установке газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА играет важнейшую роль в обеспечении электробезопасности и надёжности эксплуатации всего комплекса, а также в электромагнитной совместимости электрооборудования на объекте исследования.

Известно, что работа генераторов связана с большими значениями тока, которые при переходных процессах и аварийных режимах способны приводить к появлению значительных потенциалов на металлических конструкциях и корпусах оборудования.

Искусственный путь для отведения тока в грунт создаётся благодаря правильно спроектированной системе заземления, которая предотвращает скопление опасного напряжения и снижает риск поражения электрическим током как для обслуживающего состава, так и для смежных коммуникаций, имеющих контакты с электросетью.

При запуске газотурбинных установок создаётся кратковременная пиковая нагрузка, которая может вносить дополнительные токовые колебания в систему.

Правильный выбор материала для заземляющих электродов гарантирует достаточную пропускную способность без перегрева и коррозионных повреждений.

Вычислительные процедуры определяют параметры переходных процессов, чтобы предусмотреть максимальные значения тока, возникающие в момент короткого замыкания, и рассчитать необходимые сечения соединяющих проводников.

Особое внимание уделяется проверке сопротивления контура при различных сезонных изменениях влажности и температуры грунта, поскольку свойства земляного массива на островных территориях отличаются нестабильностью в силу климатических условий Сахалинской области.

Применяемый контур заземления в ГРУ-10 кВ также тесно связан с устройствами защиты от перенапряжений и экранирования, поскольку импульсные перенапряжения от коммутационных разрядов требуют быстрого отвода возникшего перенапряжения.

Для решения данной задачи, заземлители и ограничители перенапряжения в генераторном ГРУ-10 кВ направляют импульс в заземляющую сеть, что предотвращает неравномерное распределение токов по проводникам и повреждению уязвимых узлов.

Правильное проектирование заземления сокращает электромагнитные помехи, возникающую при отключении токов, что обеспечивает стабильную работу микропроцессорных терминалов релейной защиты и систем автоматизации.

Поддержка постоянного уровня сопротивления растеканию, заложенного в проекте, достигается мониторингом параметров заземляющего устройства.

Регулярные измерения и технические осмотры предотвращают увеличение сопротивления заземляющего контура выше допустимого порога, позволяя вовремя проводить ревизию контактов и замену повреждённых участков.

Известно, что новые газотурбинные установки предъявляют повышенные требования к надёжности, а недостаточно проработанный контур заземления может стать причиной множественных отказов и выходов оборудования из строя при кратковременных колебаниях режима.

Корректно проведённый расчёт контура заземления закладывает основу для безопасной и безотказной работы пятого энергоблока в условиях значительных токоограничивающих процессов и жёстких требований к уровню остаточного напряжения на металлических конструкциях.

Результат внедрения такого решения повышает эффективность всего тепломеханического цикла ТЭЦ-1 за счёт снижения вероятности аварий, а также экономит ресурсы на ликвидацию последствий нештатных ситуаций и содействует соблюдению правил по охране труда.

Таким образом формируется комплексная система обеспечения безопасности, которая учитывает специфические особенности газотурбинных установок и местные условия, имеющие место на ТЭЦ-1.

Выбранное техническое решение по организации заземляющего устройства формируется с учётом параметров грунта, влияния близлежащих инженерных сооружений и рекомендаций профильных стандартов.

Расчёты фокусируются на глубине заложения, геометрической конфигурации и материале стержней или горизонтальных проводников, позволяя определить оптимальное сопротивление растеканию тока.

Форма заземляющего контура и расположение электродов должны исключать образование локальных зон с высоким градиентом потенциала, поскольку возникновение таких зон способно спровоцировать пробой изоляции или негативное воздействие на кабели связи и телемеханики.

Таким образом, правильная схема заземляющего устройства пятого энергоблока ТЭЦ-1 обеспечивает равномерное распределение тока в грунте, предотвращает разрушение подземных металлических конструкций электрохимическими процессами и не влияет на соседние объекты, подключённые к общему заземлению.

Далее проводится непосредственный расчёт контура заземления.

«Допустимое напряжение прикосновения  $U_{\text{пр,доп}} = 400 \text{ В}$ , время прикосновения принимается  $t = 0,2 \text{ с}$ » [11].

«Усредненный ток короткого замыкания на стороне питания равен» [13]:

$$I_3 = 1,25 \cdot I_{\text{п(к)}}, \quad (28)$$

где  $I_{\text{п(к)}}$  - «расчётный ток короткого замыкания на шинах источника питания, кА» [12].

По условию (28):

$$I_3 = 1,25 \cdot 8,4 = 10,5 \text{ кА}.$$

«Глубина заложения вертикальных и горизонтальных электродов принимается  $t = 0,7 \text{ м}$ . Длина вертикальных заземлений  $l_{\text{в}} = 5 \text{ м}$ » [13].

«Расстояние между горизонтальными электродами принимается равным 5 м. В расчётах заземления многослойный грунт представляем двухслойным: верхний слой толщиной  $h_1$  с удельным сопротивлением  $\rho_1 = 80 \text{ Ом}$ , нижний с удельным сопротивлением  $\rho_2 = 400 \text{ Ом}$ . Толщина верхнего слоя грунта принимается  $h_1 = 2,65 \text{ м}$ » [13].

Площадь пятого энергоблока ТЭЦ-1 (включая ГРУ-10 кВ):

$$S = 56 \cdot 54 = 3024 \text{ м}^2.$$

«Длина горизонтальных электродов контура заземления» [13]:

$$L_{\Gamma} = (\sqrt{S} \cdot \frac{\sqrt{S}}{a} + 1) \cdot 2, \quad (26)$$

$$L_{\Gamma} = (\sqrt{3024} \cdot \frac{\sqrt{3024}}{5} + 1) \cdot 2 = 1212 \text{ м.}$$

«Коэффициент напряжения прикосновения» [13]:

$$K_H = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (27)$$

где « $M$  – коэффициент заземления;

$b$  – коэффициент сопротивления тела человека» [13].

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_C}. \quad (28)$$

«На территории пятого энергоблока ТЭЦ-1, в качестве дополнительной меры по снижению напряжения прикосновения, применяется подсыпка гравием с толщиной слоя 20 см, с удельным сопротивлением 3000 Ом·м, поэтому  $R_C = 3000 \text{ Ом}$ » [13].

По условию (28):

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,182,$$

По условию (27):

$$K_H = \frac{0,73 \cdot 0,182}{\left(\frac{5 \cdot 1212}{5 \cdot \sqrt{3024}}\right)^{0,45}} = 0,033.$$

«Напряжение на заземляющем устройстве» [13]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_H}, \quad (29)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,033} = 12121 \text{ В.}$$

«Допустимое сопротивление заземляющего устройства» [13]:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_{\Pi(K1)}}, \quad (30)$$

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{12121}{8400} = 1,44 \text{ Ом.}$$

«Число вертикальных электродов в контуре заземления» [13]:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B}, \quad (31)$$

$$n_B = \frac{\sqrt{3024} \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 44 \text{ шт.}$$

«Суммарная длина вертикальных электродов в контуре заземления» [13]:

$$L_B = n_B \cdot 5 = 44 \cdot 5 = 220 \text{ м.}$$

«Относительная глубина заложения заземляющего устройства» [13]:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{3024}} = 0,104.$$

«Коэффициент растекания тока по заземляющему устройству» [13]:

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}), \quad (32)$$

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot 0,104) = 0,354.$$

«Относительная толщина верхнего слоя» [13]:

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{2,65 - 0,7}{5} = 0,39.$$

«Эквивалентное сопротивление грунта» [13]:

$$\rho_{\text{эк}} = \rho_{*\text{эк}} = \rho_2 = 1,02 \cdot 80 = 81,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

«Общее сопротивление сложного заземлителя» [13],

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{эк}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{эк}}}{L_B + L_{\Gamma}}, \quad (33)$$
$$R_3 = 0,354 \cdot \frac{81,6}{\sqrt{3024}} + \frac{81,6}{220 + 1212} = 0,582 \text{ Ом} < R_{3,\text{доп}} = 1,44 \text{ Ом}.$$

«Напряжение прикосновения» [13]:

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{Н}} \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (34)$$
$$U_{\text{пр}} = 0,033 \cdot 8400 \cdot 0,582 = 161,33 \text{ В}.$$

Условие проверки правильности расчёта контура заземления [11]:

$$U_{\text{пр}} \leq U_{\text{пр,доп}}, \quad (35)$$

Условие проверки (35) выполняется:

$$U_{\text{пр}} = 161,33 \text{ В} < U_{\text{пр,доп}} = 400 \text{ В}.$$

Условие проверки выполняется. Значит, контур заземления пятого энергоблока ТЭЦ-1 удовлетворяет всем требуемым условиям нормативных документов.

Схема спроектированного контура заземления пятого энергоблока ТЭЦ-1 представлена на рисунке 13.

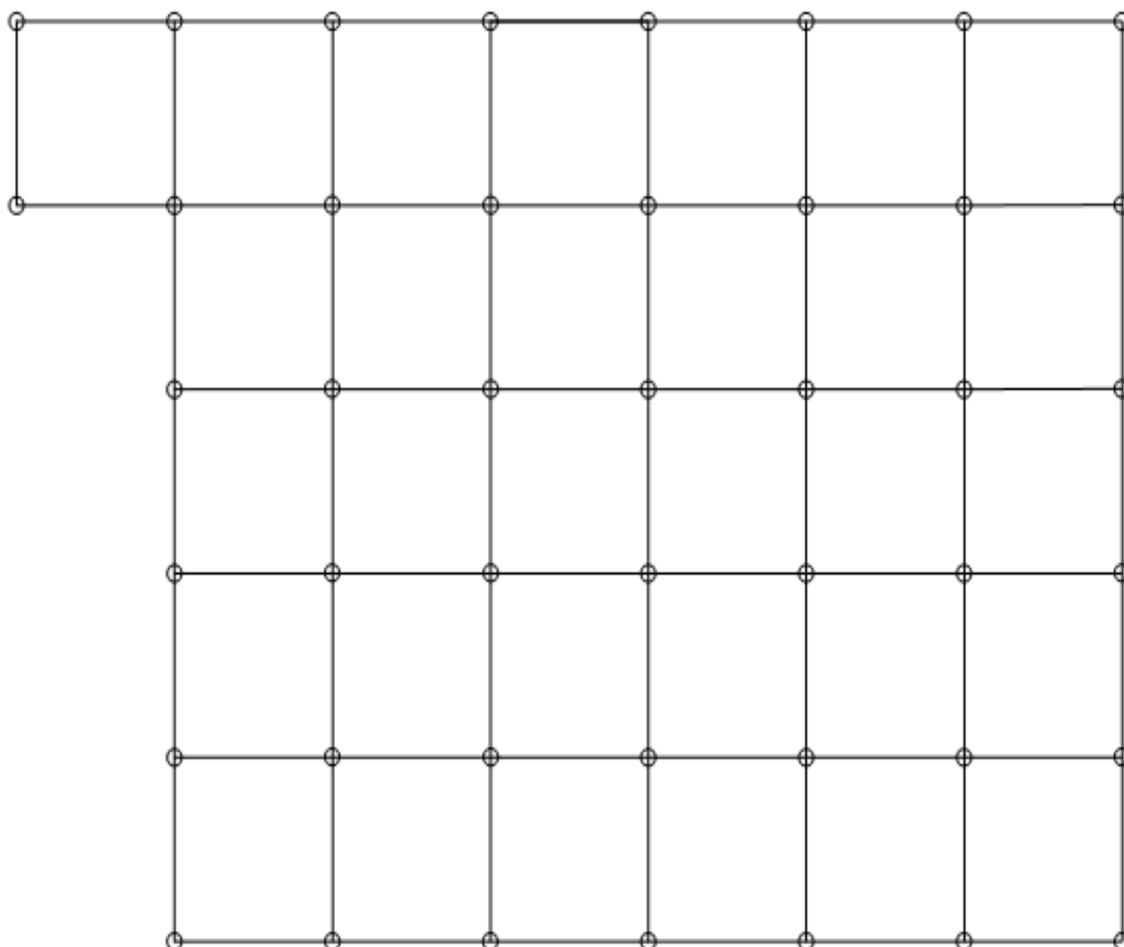


Рисунок 13 – Схема спроектированного контура заземления пятого энергоблока ТЭЦ-1

Таким образом, расчётным путём и проверочным расчётом установлено, что рассчитанный контур заземления пятого энергоблока ТЭЦ-1, состоящий из 44 вертикальных электродов, при глубине заложения вертикальных и горизонтальных электродов 0,7 м и длине вертикальных заземлений 5 м, обеспечит безопасность и электромагнитную совместимость на объекте исследования.

Выводы по разделу.

Проведён анализ и разработаны мероприятия по электромагнитной совместимости на пятом энергоблоке ТЭЦ-1, обусловленные вводом в эксплуатацию двух новых генераторных установок.

Установлено, что рассчитанный контур заземления пятого энергоблока ТЭЦ-1 при установке газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА, играет важнейшую роль в обеспечении электробезопасности и надёжности эксплуатации всего комплекса, а также в электромагнитной совместимости электрооборудования на объекте исследования.

Рассчитан контур заземления пятого энергоблока ТЭЦ-1, состоящий из 44 вертикальных электродов, при глубине заложения вертикальных и горизонтальных электродов 0,7 м и длине вертикальных заземлений 5 м, обеспечит безопасность и электромагнитную совместимость на объекте исследования.

## Заключение

В работе проведено комплексное технико-экономическое проектирование и обоснование реконструкции пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», реализуемое за счёт установки двух газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА.

В результате анализа исходных технических данных на выполнение работы установлено, что основной целью работы является проведение реконструкции пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», осуществляемая путем установки двух современных газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА вместо устаревшего и неэффективного газотурбинного энергоагрегата ГТУ-5 GE LM 6000 PD SPRINT, который предполагается вывести из эксплуатации и законсервировать.

Для решения поставленной задачи, приведена исходная характеристика ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», а также детально проведён анализ текущего состояния оборудования и схемы пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», на основании чего обоснованы мероприятия реконструкции на объекте исследования.

Установлено, что в работе необходимо учитывать влияние климатических условий Сахалинской области на оборудование, применяя соответствующие конструктивные решения, а также путём выбора климатического исполнения оборудования на объекте исследования (рекомендуется применение оборудования для умеренно-холодного (УХЛ) и холодного (Х) климатических условий).

В результате расчёта электрических нагрузок на объекте исследования, получены следующие значения максимальной расчётной нагрузки:

- максимальная расчётная нагрузка каждого отдельного нового генератора Г9 и Г10 составила:  $P_2 = 15630$  кВт,  $Q_2 = 5158$  квар,  $S_2 = 16459$  кВА,  $I_2 = 951,4$  А;

- максимальная расчётная нагрузка секций сборных шин РУ-10 кВ системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», с учётом ввода в эксплуатацию новых генераторов Г9 и Г10, составила:  $P_z = 24848$  кВт,  $Q_z = 8252,8$  квар,  $S_z = 26182,7$  кВА,  $I_z = 1513,4$  А.

Показано, что результаты проверки на допустимую загрузку в нормальном и послеаварийном режимах работы новых генераторов реконструируемой системы генерации ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» удовлетворительны.

В результате проведения проверочного расчёта мощности блочного силового трансформатора было установлено, что трансформатор марки ТДЦ-63000/110 с номинальной мощностью 63000 кВА не требует замены в результате проведения реконструкции объекта и ввода в эксплуатацию двух новых генераторов.

На объекте проектирования обосновано и проверено расчётным путём применение следующих типов проводников:

- для кабелей, питающих новые генераторы от ЭГРУ-10,5 кВ пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», окончательно принимается ближайшее стандартное сечение кабеля 500 мм<sup>2</sup>, марка кабеля – ПвВнг(А)-LS 3×(1×500) в каждой фазе;
- для питания новых генераторов от ЭГРУ-10,5, выбраны и проверены пофазно-экранированные токопроводы типа ТЭНЕ-10-3150-128У1;
- в качестве питающего токопровода, служащего для питания системы двух новых генераторов, выбран токопровод типа ТЭНЕ 10-4000-250 УХЛ1.

Получены следующие значения токов КЗ в максимальном режиме работы генераторного РУ-10 кВ ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»:

- начальное значение периодической составляющей трёхфазного тока КЗ составило 7,86 кА;
- значение ударного тока трёхфазного тока КЗ составило 11,98 кА;

- максимальное мгновенное действующее значение тока короткого замыкания в начале процесса КЗ составило значение 12,67 кА.

С целью проведения реконструкции генераторного РУ-10 кВ электрической станции «ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» Сахалинской области, выбраны элегазовые генераторные комплексы КАГ-10 производства АО ВО «Электроаппарат» (г. Санкт-Петербург), в состав которых входит все требуемое электрооборудование, выбранное в работе:

- модульные выключатели элегазового генераторного комплекса КАГ-10;
- модульные разъединители элегазового генераторного комплекса КАГ-10;
- модульные ограничители перенапряжения элегазового генераторного комплекса КАГ-10.

Также в работе выбраны и проверены электрические аппараты, которые не входят в состав генераторных комплексов КАГ-10, однако являются необходимыми и важными в цепи двух новых генераторов:

- измерительные трансформаторы тока ТОЛ 10-І-16 У2 2000/1/1/1/1 А;
- измерительные трансформаторы напряжения ЗНОЛП.4-10.

Таким образом, предложенное оборудование для установки и защиты генераторов новых газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА, полностью соответствует параметрам электрической сети.

Проведён выбор типов релейных защит и микропроцессорных терминалов для их реализации, с целью обеспечения защиты генераторного оборудования новых газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА от ненормальных режимов.

Установлено, что применение микропроцессорных терминалов РЗиА марки БМРЗ-ГР для обеспечения защиты генераторного оборудования новых газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА от ненормальных режимов, является обоснованным решением, так как повышает надёжность и быстродействие, селективность отключений, минимизирует время

ликвидации аварий, а также снижает риск потенциальных возгораний, что особенно важно для сохранения ресурса дорогостоящего газотурбинного оборудования.

Проведён анализ и разработаны мероприятия по электромагнитной совместимости на пятом энергоблоке ТЭЦ-1, обусловленные вводом в эксплуатацию двух новых генераторных установок.

Установлено, что рассчитанный контур заземления пятого энергоблока ТЭЦ-1 при установке газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА, играет важнейшую роль в обеспечении электробезопасности и надёжности эксплуатации всего комплекса, а также в электромагнитной совместимости электрооборудования на объекте исследования.

Рассчитан контур заземления пятого энергоблока ТЭЦ-1, состоящий из 44 вертикальных электродов, при глубине заложения вертикальных и горизонтальных электродов 0,7 м и длине вертикальных заземлений 5 м, обеспечит безопасность и электромагнитную совместимость на объекте исследования.

Таким образом, разработанный проект реконструкции пятого энергоблока ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», реализуемый за счёт установки двух газотурбинных энергоагрегатов ЭГЭС-25ПА, характеризуется надёжностью, экономичностью, энергоэффективностью, бесперебойностью, селективностью защиты и электромагнитной совместимостью, что удовлетворяет требованиям нормативных документов.

## Список используемых источников

1. Агафонов А.И., Бростилова Т. Ю., Джазовский Н. Б. Современная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 300 с.
2. БМРЗ-ГР [Электронный ресурс]: URL: <https://www.mtrele.ru/shop/relejnaya-zashhita/bmrz/brmz-gr.html> (дата обращения: 31.12.2024).
3. Генераторные комплексы и выключатели АО ВО «Электроаппарат» (г. Санкт-Петербург) [Электронный ресурс]: URL: <https://elektroapparat.ru/products/generatornye-vyklyuchateli-i-generatornye-kompleksy/> (дата обращения: 31.12.2024).
4. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения (с Изменением № 1). [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения: 31.12.2024).
5. ГОСТ Р 59279-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. Типовые решения. Рекомендации по применению». [Электронный ресурс]: URL: <https://vsegost.com/Catalog/75/75403.shtml> (дата обращения: 31.12.2024).
6. Защита генераторов, работающих на сборные шины [Электронный ресурс]: URL: [https://www.mtrele.ru/files/project/raschet\\_ustavok/zashita\\_generatorov.pdf](https://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/zashita_generatorov.pdf) (дата обращения: 31.12.2024).
7. Киреева Э.В. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений. М.: КноРус, 2019. 236 с.
8. Климат Южно-Сахалинска [Электронный ресурс]: URL: <http://www.pogodaiklimat.ru/climate/32150.htm> (дата обращения: 31.12.2024).
9. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.

10. Пермский энергоагрегат ЭГЭС-25ПА запущен на Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 [Электронный ресурс]: URL: <http://gtt.ru/2024/10/energoagregat-rostexa-nachal-vyrabatyvat-elektroenergiyu-na-saxaline/> (дата обращения: 31.12.2024).

11. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Приказ от 29 апреля 2022 г. № 279н. Изд-во Мини-Тайп, 2023. 216 с.

12. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.

13. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.

14. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 31.12.2024).

15. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.

16. Сибикин Ю.Д. Технология энергосбережения. М.: Инфра-М, 2022. 336 с.

17. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ об энергосбережении [Электронный ресурс]: URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_41502/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/) (дата обращения: 31.12.2024).

18. Электромагнитная совместимость [Электронный ресурс]: URL: <https://miem.hse.ru/edu/ee/council/emc> (дата обращения: 31.12.2024).

19. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва, 2020. 142 с.

20. Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 [Электронный ресурс]: URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Южно-Сахалинская\\_ТЭЦ-1](https://ru.wikipedia.org/wiki/Южно-Сахалинская_ТЭЦ-1) (дата обращения: 31.12.2024).