

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 электрической части главной понизительной подстанции
ремонтной базы компании по эксплуатации атомных электростанций

Обучающийся

М.А. Ерке

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Тольятти 2025

Аннотация

Выпускная квалификационная работа 49 страниц, 12 рисунков, 6 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: реконструкция, электрическая часть, ГПП, подстанция, оборудование, нагрузка, защита, надежность.

Актуальность темы обусловлена критическим износом и устареванием основной части оборудования электрической части главной понизительной подстанции ремонтной базы компании по эксплуатации атомных электростанций, а также отсутствием требуемого резерва электрической мощности. Таким образом, разработка предложений по реконструкции электрической части ГПП ремонтной базы является необходимой, важной и актуальной задачей.

Выполнен анализ действующей электрической части главной понизительной подстанции ремонтной базы компании по эксплуатации атомных электростанций, проведено обоснование реконструкции. Проведен анализ электрических нагрузок, выполнена проверка силовых трансформаторов по мощности, по результатам которой будут установлены новые силовые трансформаторы большей мощности. Проведен расчет токов короткого замыкания по местам установки оборудования электрической части ГПП, выбрано новое электрооборудование отечественного производства. Проведен расчет заземляющего устройства, выполнен выбор микропроцессорных терминалов релейной защиты и расчет уставок защит.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ действующей электрической части ГПП, обоснование реконструкции	7
2 Анализ электрических нагрузок, проверка силовых трансформаторов по мощности.....	9
3 Расчет токов короткого замыкания	15
4 Выбор нового оборудования электрической части ГПП	19
5 Расчет заземляющего устройства	32
6 Релейная защита и автоматика, выбор микропроцессорных терминалов и расчет уставок.....	36
Заключение	46
Список используемых источников.....	48

Введение

Ремонтные базы (РБ) предприятий – это специализированные подразделения, предназначенные для проведения технического обслуживания, ремонта и восстановления оборудования, инструмента и транспортных средств, принадлежащих предприятию. Эффективно организованная ремонтная база обеспечивает надежность работы основного оборудования, поддерживая его в работоспособном состоянии и продлевая срок службы. РБ выполняют несколько ключевых задач:

- плановое техническое обслуживание, регламентные работы по проверке и обслуживанию оборудования, ремонту износившихся деталей и подготовке оборудования к дальнейшей эксплуатации;
- неплановый ремонт, устранение внезапных поломок и аварийных ситуаций, возвращение оборудования в рабочий режим;
- капитальный ремонт, подразумевающий разборку оборудования, замену изношенных деталей и узлов, восстановление первоначальных характеристик;
- модернизация оборудования, внесение изменений и доработок, улучшающих эксплуатационные характеристики оборудования.

Ремонтные базы предприятий – это важнейший элемент, обеспечивающий бесперебойную работу основного оборудования и транспорта. Собственная РБ позволяет снизить затраты на ремонт и эксплуатацию, повысить надежность оборудования и повысить конкурентоспособность предприятия. В условиях современного рынка постоянные инвестиции в развитие ремонтных баз становятся одним из ключевых направлений развития компаний.

Основные технологические процессы ремонта и наладки оборудования и его элементов проводятся в производственных цехах, как правило, объединенных в группы по специализации ремонта различных типов оборудования или по особенностям его сборки, комплектации, наладки и

тестирования. Вместе со вспомогательными производственными участками (например, складами, хранилищами, административно-бытовыми корпусами (АБК), лабораториями, котельными, насосными, компрессорными, испытательными цехами, покрасочными и т.д.), обеспечивающими вспомогательные технологические процессы, группы основных производственных цехов образуют цельное крупное специализированное предприятие, а именно, ремонтную базу. РБ, как правило, представляет собой огороженную металлическим или железобетонным забором территорию, на которой расположены все производственные участки (ПУ). Электроснабжение ПУ со значительными суммарными электрическими нагрузками (ввиду наличия большого числа энергоемких промышленных электроприемников) выполняется от собственных трансформаторных подстанций (ТП) класса напряжения 10 (6)/0,4 кВ. В случае наличия на участке только высоковольтной нагрузки (например, дуговых сталеплавильных печей или мощных высоковольтных электродвигателей), на производственном участке устанавливается отдельное распределительное устройство (РУ) класса напряжения 10 (6) кВ. В случае, если общая нагрузка электроприемников ПУ относительно невелика, то участок целесообразно питать электрической энергией от наиболее близко расположенной ТП соседнего здания. В целом по предприятию, цеховые ТП и высоковольтные РУ участков питаются от главной понизительной подстанции (ГПП), которая является основным центральным источником электроснабжения и требует, при необходимости, регулярной своевременной реконструкции электрической части.

ГПП предприятий – это центральный элемент энергоинфраструктуры, предназначенный для понижения напряжения и распределения электроэнергии по внутренним сетям предприятия. От надежности и эффективности работы ГПП зависит стабильность и бесперебойность функционирования всего предприятия. ГПП выполняют две основные функции: прием электроэнергии высокого напряжения и преобразование его в напряжение, пригодное для внутреннего распределения, а также обеспечение

равномерного и надежного распределения электроэнергии по всему предприятию. Устройство ГПП включает силовые трансформаторы, преобразующие напряжение, распределительные устройства, обеспечивающие распределение электроэнергии, системы управления и защиты, автоматические системы, контролирующие работу подстанции и защищающие оборудование от перегрузок и аварийных ситуаций, а также вторичные цепи и сигнализацию, обеспечивающие контроль и управление работой подстанции. ГПП оказывают значительное влияние на работу предприятия, обеспечивая надежность электроснабжения, экономичность и безопасность. Основные проблемы, с которыми сталкиваются ГПП, включают старение оборудования, необходимость регулярных обновлений и реконструкции, недостаточно развитую систему мониторинга, которую можно решить путем внедрения современных систем мониторинга и диагностики, а также отсутствие резерва, что решается созданием резервных мощностей.

Актуальность темы обусловлена критическим износом и устареванием основной части оборудования электрической части главной понизительной подстанции ремонтной базы компании по эксплуатации атомных электростанций, а также отсутствием требуемого резерва электрической мощности. Таким образом, разработка предложений по реконструкции электрической части ГПП ремонтной базы является необходимой, важной и актуальной задачей.

Цель работы: надежное питание ремонтной базы электрической энергией, с учетом актуальных и перспективных нагрузок потребителей.

Практическая значимость работы: реализация предложений по реконструкции ГПП и надежное электроснабжение на ремонтной базе обеспечат ее эффективную эксплуатацию и возможность установки нового энергоемкого промышленного оборудования.

1 Анализ действующей электрической части ГПП, обоснование реконструкции

Действующая однолинейная схема ГПП приведена на листе 1 графической части. Прием электрической энергии обеспечивается по двухцепной воздушной линии (ВЛ) на открытое распределительное устройство (ОРУ) класса напряжения 110 кВ. Через разъединители, измерительные трансформаторы и высоковольтные выключатели, электроэнергия подается на ввода силовых трансформаторов, где преобразуется в класс напряжения 6 кВ и далее подается на шины 6 кВ закрытого распределительного устройства (ЗРУ).

Основная часть электрооборудования (ЭО) сильно устарела. Например, масляные выключатели имеют ряд существенных недостатков, которые ограничивают их использование в современных условиях. Одним из наиболее серьёзных минусов является потенциальная пожароопасность и риск взрыва [10]. Масляные выключатели содержат минеральное масло, которое служит одновременно изоляционной и дугогасящей средой. Однако при неправильной эксплуатации, дефектах изоляции или других нарушениях масло может воспламениться, выделяя токсичные продукты горения и провоцируя пожар или взрыв [1]. Именно поэтому в современных сооружениях предпочтение отдаётся другим видам выключателей, например, вакуумным или элегазовым. Ещё один значимый недостаток – ухудшение свойств масла со временем. Масло в выключателях склонно к накоплению продуктов разложения, загрязнений и окислению, что ведёт к ухудшению его изоляционных и дугогасящих характеристик. Это требует регулярного контроля и замены масла, что создаёт дополнительные расходы и неудобства в обслуживании [15]. Также нельзя забывать о проблемах, связанных с утилизацией и воздействием на окружающую среду. Масла, содержащиеся в выключателях, включают токсичные компоненты, такие как полихлорированные бифенилы.

Также требуют замены ввиду устаревания конструкции и принципа действия:

- вентильные разрядники;
- измерительные трансформаторы;
- неэнергоэффективные трансформаторы собственных нужд [2].

Действующее ЭО эксплуатируется уже более 37 лет при паспортном нормативном сроке 25-30 лет, это создает дополнительные риски возникновения аварийных ситуаций, которые чреваты повреждением высокоценного оборудования, длительными вынужденными перерывами электроснабжения потребителей, высокими профессиональными рисками для персонала. Ввиду сильного износа существенно повышены эксплуатационные и ремонтные затраты на поддержание работоспособности ЭО, а из-за сильного устаревания затруднены поиск и закупка качественных запасных частей и расходных материалов (ввиду прекращения или сильного сокращения поставок от производителей оборудования).

На предприятии планируется установка дополнительного энергоемкого оборудования, а на данный момент на ГПП отсутствует требуемый резерв электрической мощности (по номинальной мощности силовых трансформаторов, рабочим токам измерительных трансформаторов и т.д.).

Указанные критические недостатки действующей электрической части ГПП обуславливают необходимость проведения ее реконструкции, с учетом перспективных нагрузок и применением современного электрооборудования отечественного производства.

Выводы.

Необходимость проведения реконструкции электрической части главной понизительной подстанции ремонтной базы компании по эксплуатации атомных электростанций обусловлена критическим износом и устареванием основной части оборудования, а также отсутствием требуемого резерва электрической мощности. Следовательно, разработка предложений по реконструкции является необходимой задачей.

2 Анализ электрических нагрузок, проверка силовых трансформаторов по мощности

Электрические нагрузки главной понизительной подстанции ремонтной базы – это набор параметров, характеризующих потребление электроэнергии основными потребителями на предприятии. Грамотный учет и оценка этих нагрузок играют ключевую роль в проектировании, эксплуатации и управлении электроснабжением.

Электрические нагрузки ГПП включают:

- постоянные нагрузки, потребители, работающие круглосуточно, такие как освещение, системы вентиляции и отопления, вычислительные системы;
- переменные нагрузки, потребители, чье потребление меняется в зависимости от рабочего режима, например, станки, подъёмные краны, зарядные устройства для аккумуляторных батарей;
- резервные нагрузки, потребители, подключаемые лишь в случае отказа основного оборудования, например, аварийное освещение.

Правильный расчет нагрузок позволяет избежать перегрузок и аварийных ситуаций, обеспечивая стабильность работы оборудования.

При анализе электрических нагрузок встречаются следующие проблемы:

- переоценка нагрузок, завышение расчетных нагрузок приводит к избыточным инвестициям в электроснабжение;
- недооценка нагрузок, занижение расчетных нагрузок грозит возникновением аварийных ситуаций и перебоев в работе оборудования;
- недостаток резервирования, отсутствие резервных мощностей приводит к невозможности оперативного восстановления электроснабжения при отказе основного оборудования.

Категории надежности электроснабжения производственных участков, питаемых от ГПП:

- первая категория (котельная, компрессорная, насосная, производственные цеха с оборудованием под электронным программным управлением);
- вторая категория (производственные цеха);
- третья категория (склады, хранилища).

«Для действующих ПС, в рамках проведения реконструкции, в качестве расчетных электрических нагрузок можно использовать значения максимумов активных и реактивных нагрузок, согласно результатам суточных контрольных замеров.

Графики нагрузок приведены на рисунке 1.

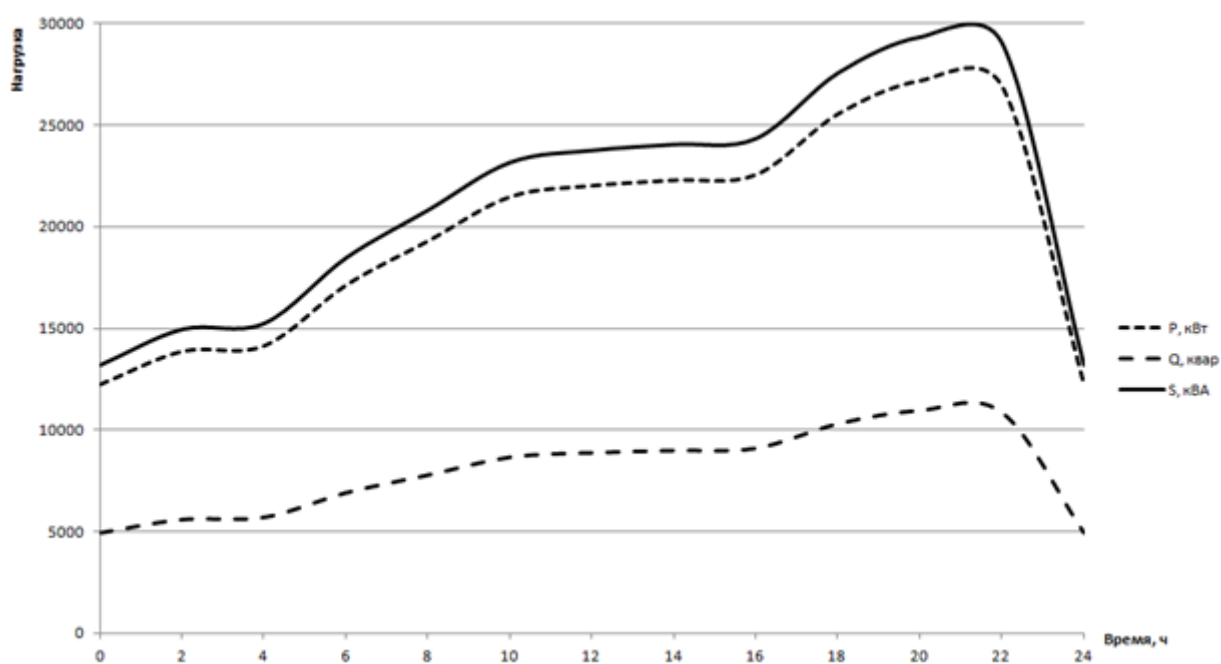


Рисунок 1 – Графики нагрузок (контрольные замеры зимних максимумов)

Почасовые нагрузки ПС (контрольные замеры зимних максимумов) приведены в таблице 1» [11].

Таблица 1 – Почасовые нагрузки ПС (контрольные замеры зимних максимумов)

Время, ч	Нагрузки ПС		
	P, кВт	Q, квар	S, кВА
0	12239,6	4928,8	13194,7
2	13871,5	5586,0	14954,0
4	14143,5	5695,6	15247,2
6	17135,4	6900,4	18472,6
8	19311,3	7776,6	20818,3
10	21487,3	8652,9	23164,1
12	22031,2	8871,9	23750,5
14	22303,2	8981,5	24043,7
16	22575,2	9091,0	24336,9
18	25567,1	10295,8	27562,3
20	27199,1	10953,0	29321,6
22	26927,1	10843,5	29028,4

«Согласно требованиям ПУЭ по надежности электроснабжения потребителей, на ПС устанавливается два силовых трансформатора, необходимая номинальная мощность:

$$S_m \geq K_{з.н.} \cdot S_{\max}, \quad (1)$$

где $K_{з.н.}$ – нормативный коэффициент загрузки;

$S_{\max}$ – максимальная нагрузка потребителей, кВА.

Полная нагрузка ПС:

$$S_{\max} = \sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}, \quad (2)$$

где $P_{\max}, Q_{\max}$ – максимумы нагрузок, кВт (квар).

Для рассматриваемой ПС:

$$S_{\max} = \sqrt{27199,1^2 + 10953,0^2} = 29321,6 \text{ кВА}.$$

Проверка мощности действующих трансформаторов, без учета предполагаемого резерва мощности:

$$S_m = 16000 \text{ кВА} < 0,7 \cdot 29321,6 = 20525,1 \text{ кВА}.$$

Действующие трансформаторы ТДН-16000/110 имеют недостаточную мощность, при отключении одного трансформатора приходится отключать часть нагрузки третьей категории надежности» [11].

Выбор силовых трансформаторов при реконструкции подстанции – это один из ключевых этапов, определяющих надежность, безопасность и экономичность реконструируемой электрической сети. Трансформаторы – это основное оборудование подстанций, отвечающее за преобразование напряжения и передачу электроэнергии потребителям. Правильный выбор трансформаторов существенно влияет на эффективность работы подстанции, её способность справляться с существующими и перспективными нагрузками, а также на экономические показатели предприятия. При реконструкции подстанции выбор трансформаторов должен отвечать следующим целям:

- обеспечить достаточную мощность, трансформаторы должны соответствовать текущей и перспективной нагрузке предприятия;
- учесть режимы работы, выбранные трансформаторы должны подходить для действующих режимов работы подстанции;

- обеспечить надежность и безопасность, параметры трансформаторов должны соответствовать уровню надежности и безопасности, предусмотренному проектной документацией;
- минимизировать затраты, предпочтительно выбрать трансформаторы, оптимальные по экономическим показателям.

Двухобмоточные или трехобмоточные трансформаторы выбираются в зависимости от конфигурации сети и типа нагрузки. Вес и размеры трансформатора должны соответствовать имеющимся площадям и условиям транспортировки. Выбор мощности трансформаторов производится на основе расчета электрических нагрузок предприятия, учитываются также перспективные нагрузки, так как в будущем возможно подключение дополнительного оборудования к электрической сети предприятия.

«С учетом требуемого резерва мощности, перспективная нагрузка ПС:

$$S'_{\text{макс}} = S_{\text{макс}} + S_{\text{рез}}, \quad (3)$$

где $S_{\text{рез}}$ – резерв мощности, кВА.

$$S'_{\text{макс}} = 29321,6 + 4800 = 34121,6 \text{ кВА},$$

$$S_m \geq 0,7 \cdot 34121,6 = 23885 \text{ кВА}.$$

Выбираются трансформаторы ТДН-25000/110, номинальная мощность будет достаточна для надежного беспереывного питания всех потребителей во всех режимах работы, силовые трансформаторы не будут перегреваться.

В аварийном режиме перегрузка составит:

$$K_n = \frac{S'_{\text{макс}}}{S_m}, \quad (4)$$

$$K_n = \frac{34121,6}{25000} = 1,36 = 136 \text{ \%}.$$

Перегрузка в аварийном режиме (при отключении одного трансформатора) не превысит допустимую в 140 %.

Внешний вид трансформатора показан на рисунке 2.



Рисунок 2 – Трансформатор ТДН-25000/110

Установка новых трансформаторов обеспечит надежное электроснабжение всех перспективных нагрузок» [11].

Выводы.

Проведен анализ нагрузок главной понизительной подстанции ремонтной базы, по результатам контрольных замеров расчетные максимумы нагрузок составили 27199,1 кВт, 10953,0 квар, 29321,6 кВА. Ввиду наличия нагрузок первой и второй категории надежности электроснабжения на ГПП установлено два силовых трансформатора, согласно требованиям Правил устройства электроустановок [16]. Действующие трансформаторы имеют недостаточную мощность, будут установлены новые трансформаторы мощностью по 25 МВА с достаточной перегрузочной способностью [4]. С учетом установки новых трансформаторов необходимо определить токи короткого замыкания.

3 Расчет токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания (КЗ) – это важный этап проектирования и реконструкции подстанций, направленный на обеспечение надежности и безопасности эксплуатации электроустановок. Ток короткого замыкания представляет собой аварийный режим, при котором резко увеличивается ток в электрической цепи, что может привести к выходу из строя оборудования, нарушению энергоснабжения. Правильный расчёт позволяет выбрать устройства защиты, способные гарантированно отключать цепь при возникновении короткого замыкания. Результаты расчёта необходимы для выбора подходящего оборудования, которое способно выдержать аварийные токи. Результат расчёта используется для переустройства или модернизации схем защиты, выбора подходящих защитных устройств. Правильный расчёт токов КЗ способствует повышению надёжности работы подстанции, предотвращая выход из строя оборудования и возникновение аварийных ситуаций. В целом, расчёт токов короткого замыкания – это необходимый этап проектирования и реконструкции подстанций. Он позволяет обеспечить надёжность и безопасность эксплуатации электроустановок, минимизировать риски возникновения аварийных ситуаций и сохранить стабильность энергоснабжения. Грамотный подход к расчёту токов КЗ и обоснованный выбор оборудования становятся гарантией успешной реконструкции и долговечной эксплуатации подстанции.

С учетом установки новых трансформаторов необходимо определить токи короткого замыкания. Новое электрооборудование электрической части главной понизительной подстанции ремонтной базы будет выбираться с учетом расчетных значений токов КЗ по местам установки.

«Расчетные схемы токов КЗ приведены на рисунке 3.

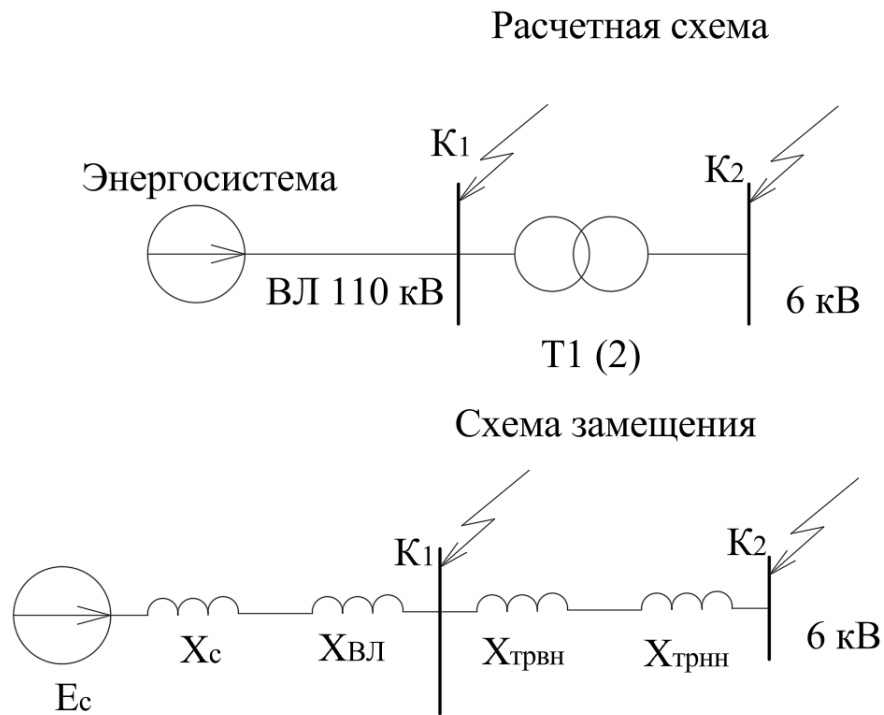


Рисунок 3 – Расчетные схемы токов КЗ

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_K'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (5)$$

где E_c – напряжение КЗ, кВ;

$X_{\Sigma K}$ – сопротивление цепи, Ом.

Ударный коэффициент тока КЗ:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (6)$$

где T_a – постоянная апериодической составляющей, с.

Ударный ток КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K'' \quad (7)$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'' \quad (8)$$

Сопротивление силовых трансформаторов:

$$X_{TPBH} = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}} \quad (9)$$

где U_K – напряжение КЗ, %;

U_H – напряжение ВН, кВ;

S_{HT} – номинальная мощность, МВА» [17].

$$X_{TPBH} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 55,545 \text{ Ом},$$

$$X_{TPHH} = X_{TPBH} \cdot (U_{ном. HH} / U_{ном. BH})^2, \quad (10)$$

$$X_{TPHH} = 55,545 \cdot (6,3 / 115)^2 = 0,167 \text{ Ом}.$$

«Сопротивление ВЛ:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L \quad (11)$$

где x_o – удельное сопротивление, Ом/км;

L – длина ВЛ, км.

$$X_{ЛЭП} = 0,444 \cdot 12,72 = 5,648 \text{ Ом}$$

Сопротивление энергосистемы:

$$X_C = \frac{U_{\phi}^2}{S_K}, \quad (12)$$

где S_K – мощность КЗ в начале ВЛ, МВА.

$$X_C = 115^2 / 4071 = 3,249 \text{ Ом}$$

Для точки К1, по (5-8):

$$I_{K1}'' = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (5,648 + 3,249)} = 7,46 \text{ кА},$$

$$K_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,82,$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 7,46 = 19,21 \text{ кА},$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,46 = 6,46 \text{ кА}.$$

Для точки К2 расчет аналогичен, результаты сведены в таблице 2» [17].

Таблица 2 – Токи КЗ

Участок КЗ	I'' , кА	i_y , кА	$I^{(2)}$, кА
шины 110 кВ (К1)	7,46	19,21	6,46
шины 10 кВ (К2)	5,33	13,72	4,62

Далее выбирается новое ЭО.

4 Выбор нового оборудования электрической части ГПП

Замена устаревших масляных выключателей на вакуумные – это важная модернизация, направленная на повышение безопасности, надежности и эффективности работы электрических сетей. Масляные выключатели, длительное время бывшие стандартом в электроэнергетике, постепенно заменяются новыми технологиями, среди которых наибольшее распространение получили вакуумные выключатели. Масляные выключатели имеют ряд недостатков, ограничивающих их использование в современных условиях:

- экологическая опасность, масло, используемое в выключателях, может содержать токсичные вещества, такие как полихлорированные бифенилы (ПХБ), которые опасны для окружающей среды и здоровья человека;
- пожароопасность, масло в выключателях может воспламеняться, что создает риск пожара и взрыва;
- необходимость регулярного обслуживания, масляные выключатели требуют постоянной замены масла, чистки и профилактики;
- ограниченные характеристики, масляные выключатели хуже справляются с требованиями современных энергосистем, такими как высокая скорость отключения и точность работы.

Вакуумные выключатели не содержат масла и других жидких сред, что исключает риск пожара и экологических проблем. Вакуум обеспечивает идеальное гашение дуги, что значительно повышает надежность и долговечность выключателя.

«Высоковольтные выключатели выбираются по условиям:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ}, \quad (13)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ А}, \quad (14)$$

$$I_{ном.откл} \geq I_{\kappa}, \text{ кА}, \quad (15)$$

где $I_{ном.откл}$ – ток отключения, кА;

I_{κ} – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{пр.с} \geq i_y, \text{ кА}, \quad (16)$$

где $i_{пр.с}$ – предельный сквозной ток, кА.

$$I_m^2 \cdot t_m \geq B_{\kappa}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (17)$$

где I_m – ток термической стойкости, кА;

t_m – время протекания тока, с;

B_{κ} – тепловой импульс, кА²·с:

$$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (18)$$

где $t_{откл}$ – время КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.В}, \text{ с}, \quad (19)$$

где $t_{р.з.}$ – время срабатывания РЗ, с;

$t_{откл.В}$ – время отключения выключателя, с.

Наибольший рабочий ток оборудования 110 кВ:

$$I_{\max} = \frac{S_{н.т.} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}, \quad (20)$$

где $S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$I_{\max} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А}$$

Будут установлены выключатели марки ВБП-110/2000, проверка в таблице 3» [7].

Таблица 3 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	110
$I_{ном}, \text{А}$	2000	183,7
$I_{н.откл.}, \text{кА}$	31,5	7,46
$B_{к}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	3200	167,1
$i_{дин}, \text{кА}$	80	19,21

«Внешний вид ВБП-110/2000 показан на рисунке 4.



Рисунок 4 – Выключатель 110 кВ

Максимальный ток шин ЗРУ 6 кВ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3368 \text{ А}$$

Будут установлены выключатели ВБ-10-П, проверка приведена в таблице 4» [13].

Таблица 4 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету: ввод РУ (фидеры)
U _{ном} , кВ	10	6
I _{ном} , А	4000 (630)	3368 (411,2)
I _{н.откл.} , кА	20	5,33
B _к , кА ² ·с	1200	85,3
i _{дин} , кА	40	13,72

«Внешний вид выключателя показан на рисунке 5.



Рисунок 5 – Выключатель 6 кВ

Условия выбора разъединителей:

$$U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.}, \quad (21)$$

$$I_{н.ант.} \geq I_{раб.мах.}, \quad (22)$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k, \quad (23)$$

$$i_{дин} \geq i_y. \quad (24)$$

Принимаются разъединители РНДЗ-110/600 и РВ-10/400 в цепях ОПН и ТН, проверка в таблице 5» [13].

Таблица 5 – Проверка разъединителей

Параметры	По паспорту	По расчету
U _{ном} , кВ	110	110
I _{ном} , А	1000	183,7
B _к , кА ² ·с	1200	176
i _{дин} , кА	40	19,21

Замена вентильных разрядников на ограничители перенапряжений (ОПН) – это важный шаг в модернизации и повышении надежности защиты электрических сетей от разрушительных воздействий перенапряжений. Вентильные разрядники, широко применявшиеся в прошлом столетии, имеют ряд недостатков, ограничивающих их использование в современных условиях:

- задержка срабатывания, имеют некоторую задержку при срабатывании, что может приводить к повреждениям оборудования;
- значительные остаточные напряжения, после срабатывания вентильного разрядника на защищаемом оборудовании сохраняется значительное остаточное напряжение, что также может повредить оборудование;
- необходимость обслуживания, требуют регулярного обслуживания и проверки, что увеличивает эксплуатационные расходы;

- ограниченные характеристики, не соответствуют современным требованиям по быстродействию и точности работы [8].

ОПН мгновенно реагируют на перенапряжения, обеспечивая защиту оборудования в кратчайшие сроки. После срабатывания ОПН на защищаемом оборудовании практически не остается напряжения, что минимизирует риск повреждений [12]. ОПН не требуют регулярного обслуживания и проверок, что снижает эксплуатационные расходы, имеют меньшие размеры и вес, что упрощает их установку и обслуживание [20].

«Принимаются к установке ОПНп-110/88/10/450 и ОПНп-6/7,2/10/550, проверка в таблице 6» [6].

Таблица 6 – Проверка ОПН

Параметры	По паспорту		По расчету	
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	6	110	6
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	1200	167	85
$i_{дин}, \text{кА}$	52	40	19,21	13,72

«Трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН).

Условия выбора ТТ:

$$U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.}, \quad (25)$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.мах.}, \quad (26)$$

$$Z_n \geq Z_{2\Sigma}. \quad (27)$$

Проверка на термическую и динамическую стойкость:

$$(\kappa_{терм} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{терм} \geq B_k, \quad (28)$$

$$i_{дин} = \kappa_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_y, \quad (29)$$

где $\kappa_{терм}$, $\kappa_{дин}$ – кратности стойкости;

$I_{1н}$ – номинальный ток ТТ, кА» [19].

«Принимаются элегазовые трансформаторы тока ТОГФ-110-200/5,
проверка:

$$U_{н.апт.} = 110 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 110 \text{ кВ},$$

$$I_{1н.} = 200 \text{ А} \geq I_{раб.макс.} = 183,7 \text{ А},$$

$$(250 \cdot 0,2)^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 167 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$310 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,2 = 87,67 \text{ кА} > 19,21 \text{ кА}.$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.}, \quad (30)$$

где $Z_{приб.}$, $Z_{пров.}$, $Z_{конт.}$ – сопротивления приборов, проводов и контактов, Ом.

$$Z_{пров.} = \frac{l_{пров.} \cdot \rho}{S_{пров.}}, \quad (31)$$

где $l_{пров.}$ – длина проводов, м;

ρ – удельное сопротивление, Ом·мм²/м;

$S_{пров.}$ – сечение жил, мм².

$$Z_{приб.} = \frac{S_{приб.}}{I_{приб.}^2}, \quad (32)$$

где $S_{приб.}$, $I_{приб.}$ – нагрузка, ВА, и ее номинальный ток, А.

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{18 \cdot 0,0175}{4} = 0,079 \text{ Ом},$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,079 + 0,1 = 0,219 \text{ Ом}.$$

Погрешность ТТ составит менее 10%» [18].

«Внешний вид ТТ 110 кВ показан на рисунке 6.



Рисунок 6 – Трансформаторы тока ТОГФ-110

Принимаются ТТ марки ТПЛ-10М, проверка:

$$U_{\text{н.ант.}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{н.уст.}} = 6 \text{ кВ},$$

$$I_{1\text{н.}} = 4000 (500) \text{ А} \geq I_{\text{раб.макс.}} = 3368 (411,2) \text{ А},$$

$$(55 \cdot 0,5)^2 \cdot 3 = 2269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 85,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$70 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,5 = 49,5 \text{ кА} > 14,18 \text{ кА.}$$

Сопротивление нагрузки, по (30-32):

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом,}$$

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{3 \cdot 0,0175}{4} = 0,0132 \text{ Ом,}$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,0132 + 0,1 = 0,1532 \text{ Ом.}$$

Погрешность ТТ составит менее 10%.

Внешний вид ТТ – на рисунке 7.



Рисунок 7 – Трансформатор тока ТПЛ-10М

Условия выбора ТН» [14]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (33)$$

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}. \quad (34)$$

Элегазовые трансформаторы напряжения (ТН) – это специализированные устройства, предназначенные для измерения и контроля напряжения в электрических сетях высокого напряжения. Их особенностью является использование шестифтористой серы (SF_6), известного как элегаз, в качестве изоляционной и дугогасящей среды. Элегазовые трансформаторы напряжения состоят из нескольких основных компонентов:

- измерительная часть, обеспечивает преобразование высокого напряжения в пропорциональное низкое напряжение, безопасное для измерительных приборов;
- элегазовая камера, заполняется элегазом, который обладает отличными изоляционными и дугогасящими свойствами;
- корпус, защищает внутренние элементы от внешних воздействий и предотвращает утечку элегаза;
- система вывода сигнала.

Элегазовые трансформаторы напряжения обладают рядом преимуществ по сравнению с традиционными ТН:

- элегаз обеспечивает отличное экранирование и изоляцию, что повышает точность измерений;
- элегаз не проводит электрический ток и обладает хорошими изоляционными свойствами, что повышает безопасность эксплуатации;
- элегаз не поддерживает горение, что снижает риск возникновения пожаров и взрывов;
- долговечность, элегаз обладает высокой химической устойчивостью и долговечностью, что увеличивает срок службы трансформатора.

«Принимаются ТН марки ЗНОГ-110 и НАМИ-6, внешний вид показан на рисунке 8.



Рисунок 8 – Трансформаторы напряжения

Проверка ТН» [13]:

$$U_{н.шт.} = 110 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 110 \text{ кВ},$$

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 52 \text{ ВА},$$

$$U_{н.шт.} = 6 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ},$$

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 77 \text{ ВА}.$$

Наибольшее прогнозируемое потребление СН составляет 121,2 кВА.

«Требуемая номинальная мощность ТСН, по (1):

$$S_m \geq 0,7 \cdot 121,2 = 84,8 \text{ кВА}.$$

Принимается два энергосберегающих ТСН марки
ТМГ33 ХЗК2-100-6/0,4, внешний вид показан на рисунке 9.



Рисунок 9 – Трансформатор ТМГ33 ХЗК2

Проверка ТСН по перегрузке, по (4):

$$K_n = \frac{121,2}{100} = 1,21 < 1,4$$

Максимальная перегрузка будет менее допустимой в 140 %.

Наибольший ток на вводах ЗРУ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2020 \text{ А}$$

Выбираются КРУ марки КРУ К-129 на ток до 2500 А (ввод РУНН) и 630 А (фидеры).

Внешний вид КРУ – на рисунке 10» [18].



Рисунок 10 – Ячейка КРУ

Выводы.

С учетом рассчитанных токов КЗ по местам установки проведен выбор нового современного оборудования электрической части главной понизительной подстанции ремонтной базы компании по эксплуатации атомных электростанций. Выбраны надежные и проверенные реальной эксплуатацией марки ЭО от надежных отечественных производителей, предоставляющих также весь спектр услуг по капитальному ремонту электрооборудования и его настройке и наладке. Замена устаревшего оборудования на новое обеспечит дальнейшую эффективную эксплуатацию ГПП с высоким уровнем надежности и безопасности.

5 Расчет заземляющего устройства

Заземляющее устройство (ЗУ) подстанции – это система, предназначенная для обеспечения безопасного отвода избыточных токов в землю при аварийных ситуациях, таких как короткие замыкания или попадание молний. ЗУ играет ключевую роль в защите персонала и оборудования от поражения электрическим током и повреждений. Заземляющее устройство подстанции выполняет несколько важных функций:

- отвод аварийных токов, в случае короткого замыкания или попадания молнии заземление отводит ток в землю, предотвращая опасные потенциалы на оборудовании и конструкциях;
- обеспечение электробезопасности, заземление снижает риск поражения электрическим током при случайном соприкосновении с оборудованием под опасным потенциалом;
- стабилизация потенциалов, равномерное распределение потенциала земли предотвращает возникновение опасных разностей потенциалов между различными частями подстанции;
- защита от перенапряжений, заземляющая система помогает погасить перенапряжения, возникающие при ударах молнии или коммутационных процессах.

Заземляющее устройство подстанции имеет критическое значение для безопасной и надежной работы подстанции. Уменьшает риск повреждения оборудования при аварийных ситуациях, таких как короткие замыкания или удары молнии, предотвращает искрение и возможное возгорание.

Ввиду критического износа действующего ЗУ, оно будет заменено на новое. «В сети 110 кВ максимально допустимое сопротивление заземления 0,5 Ом. Для вертикальных электродов (ВЭ) используется угловая сталь 50×50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ) – полоса 50×5 мм.

Расчетное сопротивление грунта для электродов:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (35)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом · м;

K_c – коэффициент сезонности.

$$\rho_{p6} = 400 \cdot 1,1 = 440 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{p2} = 400 \cdot 1,4 = 560 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

$$R_{\text{огз}} = \frac{\rho_{p6}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right], \quad (36)$$

где l – длина электрода, м;

d – приведенный диаметр, м;

t – расстояние от поверхности до центра электрода, м.

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (37)$$

где b – ширина уголка, мм [5].

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м},$$

$$t = 3 / 2 + 0,8 = 2,3 \text{ м},$$

$$R_{\text{огз}} = \frac{440}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 23,69 \text{ Ом}.$$

«Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{\text{огз}} / R_n, \quad (38)$$

где R_n – максимальное сопротивление заземления по ПУЭ, Ом.

$$n' = 23,69 / 0,5 \approx 48 \text{ шт}$$

Длина ГЭ:

$$l_z = 1,05 \cdot a \cdot n', \quad (39)$$

где a – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{\text{пер}} / n', \quad (40)$$

где $l_{\text{пер}}$ – периметр территории, м.

$$l_{\text{пер}} = 2 \cdot (35 + 45) = 160 \text{ м},$$

$$a = 160 / 48 = 3,33 \text{ м},$$

$$l_z = 1,05 \cdot 3,33 \cdot 48 = 167,8 \text{ м}.$$

Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{\text{эз}} = \frac{\rho_{\text{пг}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right), \quad (41)$$

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (42)$$

где b – ширина полосы, м.

$$d = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025 \text{ м},$$

$$t = 0,05 / 2 + 0,8 = 0,825 \text{ м},$$

$$R_{\text{эз}} = \frac{560}{2 \cdot 3,14 \cdot 167,8} \cdot \ln \left(\frac{167,8^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 0,306 \text{ Ом}.$$

Итого сопротивление ЗУ:

$$R_{cp} = \frac{R_{огэ} \cdot R_{э}}{R_{огэ} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{э} \cdot \eta_э}, \quad (43)$$

где η_6 , $\eta_э$ – коэффициенты использования электродов» [5].

$$R_{cp} = \frac{23,69 \cdot 0,306}{23,69 \cdot 0,42 \cdot 48 + 0,306 \cdot 0,22} = 0,411 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}$$

Схема ЗУ подстанции после реконструкции показана на рисунке 11.

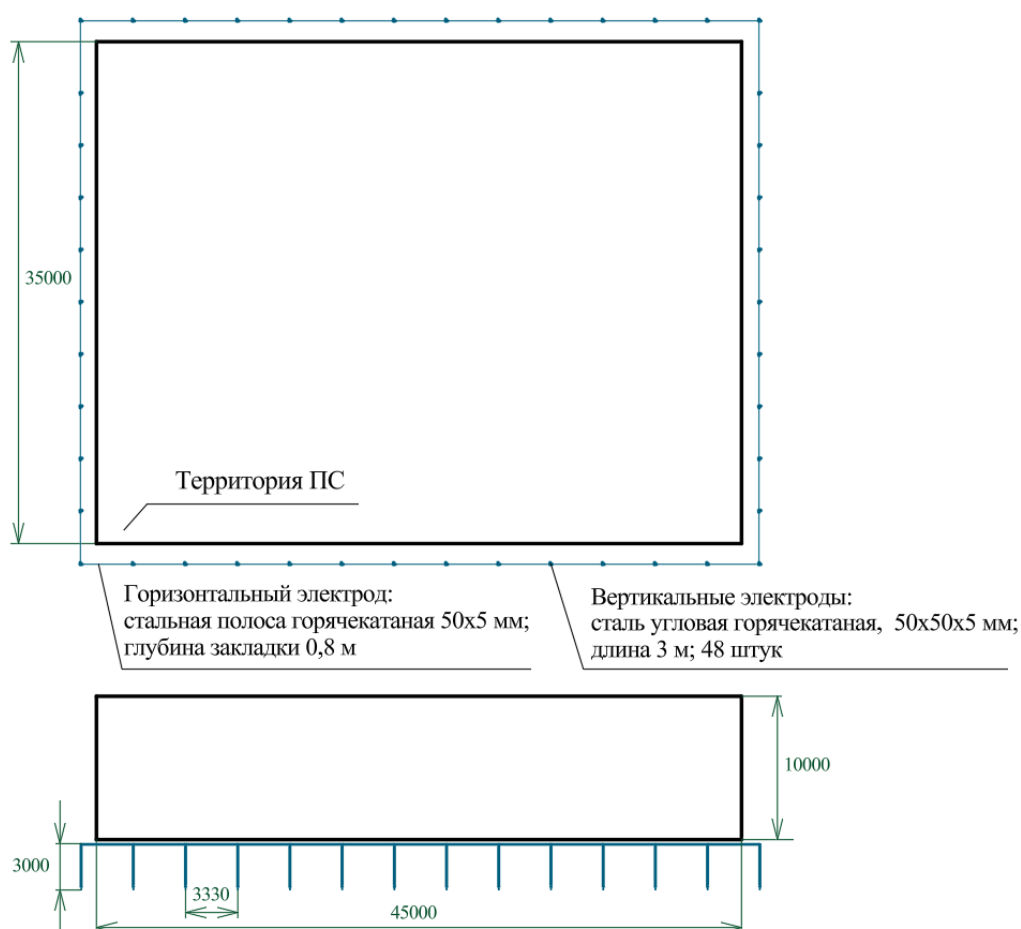


Рисунок 11 – Схема ЗУ подстанции после реконструкции

Выводы.

Ввиду критического износа действующего ЗУ, оно будет заменено на новое. Рассчитано новое ЗУ с сопротивлением согласно указаниям ПУЭ.

6 Релейная защита и автоматика, выбор микропроцессорных терминалов и расчет уставок

Релейная защита и автоматика (РЗА) на подстанции – это комплекс технических средств и устройств, предназначенных для автоматического обнаружения и устранения аварийных состояний в электрической сети, а также для обеспечения бесперебойного и надежного электроснабжения потребителей. Релейная защита и автоматика на подстанции выполняют несколько ключевых функций:

- обнаружение аварийных состояний, автоматическое выявление коротких замыканий, перегрузок и других аварийных ситуаций;
- отключение поврежденных участков, немедленное отключение участка сети, где произошла авария, для предотвращения распространения повреждений;
- автоматическое восстановление, повторное включение отключенных участков после устранения аварийной ситуации;
- защита оборудования, предотвращение повреждений трансформаторов, кабелей и другого оборудования подстанции.

Релейная защита и автоматика играют ключевую роль в обеспечении надежности и безопасности работы подстанций:

- предотвращение аварий, раннее обнаружение и устранение аварийных ситуаций предотвращает массовые отключения и повреждения оборудования;
- повышение надежности, автоматическое восстановление работы сети после аварийных ситуаций обеспечивает бесперебойное электроснабжение потребителей;
- минимизация потерь, быстрое отключение поврежденных участков сети предотвращает перерастание аварий в масштабные катастрофы.

Действующая критически изношенная и сильно устаревшая РЗА на электромеханических реле будет заменяться на современную, с

микропроцессорными терминалами, что обеспечит защиту оборудования в соответствии с актуальными требованиями.

«Защита силовых трансформаторов будет обеспечиваться терминалами БЭ2704v048, защита фидеров 10 кВ – терминалами ЭКРА 247, внешний вид – на рисунке 12.



Рисунок 12 – Терминалы релейной защиты

Проводится расчет уставок защит.

РЗ силовых трансформаторов.

Проверка ТТ производится по номинальному току, току намагничивания и по отстройке от переходных режимов.

Условие пригодности ТТ:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (44)$$

где $I_{НОМ.Т}$ – номинальный ток ВН, А;

$I_{НОМ.ТТ}$ – первичный ток ТТ, А» [3].

Для выбранных ТТ:

$$0,1 \cdot 131,2 < 200 < 2,5 \cdot 131,2 = 328 \text{ А},$$

$$0,1 \cdot 2405,7 < 4000 < 2,5 \cdot 2405,7 = 6014 \text{ А}.$$

«Условие по току намагничивания.

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (45)$$

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot 10,5}{100} = 0,172 \text{ о.е.}$$

Базисное сопротивление:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{BH}^2}{S_{н.м.}}, \quad (46)$$

$$X_{\sigma} = \frac{121^2}{25} = 585,6 \text{ Ом}$$

Сопротивление питающей ВЛ:

$$X_L = x_0 \cdot L, \quad (47)$$

где x_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км» [9].

$$X_L = 0,444 \cdot 12,72 = 5,648 \text{ Ом}$$

«Сопротивление ВЛ приводится к базисным условиям:

$$X_{*л} = 5,648 / 585,6 = 0,0096 \text{ о.е.}$$

Сопротивление контура включения:

$$X_* = X_{л} + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (48)$$

где $K_1 = 1,1..1,15$ – коэффициент насыщения стали.

$$X_* = 0,0096 + 1,1 \cdot 0,172 = 0,1985 \text{ о.е.},$$

$$X = 0,1985 \cdot 585,6 = 116,258 \text{ Ом.}$$

Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (49)$$

где A – смещение синусоиды потокосцепления.

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 121 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 116,258} = 1181,08 \text{ А}$$

Кратность тока намагничивания:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ВН.ТТ}}, \quad (50)$$

$$K_{ТТ} = \frac{1181,08}{\sqrt{2} \cdot 200} = 4,176 < 6,7.$$

Сопротивление нагрузки ТТ:

$$R_{нагр} = R_{\kappa} + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (51)$$

где R_{κ} – сопротивление кабеля, Ом;

$R_{пер}$ – сопротивление контактов, Ом;

$R_{ex.терм}$ – сопротивление терминала, Ом.

$$R_{\kappa} = \rho \cdot L / S_{\kappa}, \quad (52)$$

где ρ – удельное сопротивление жил, Ом мм²/м;

S_{κ} – сечение жил, мм²» [3].

$$R_{\kappa} = 0,029 \cdot 50 / 2,5 = 0,58 \text{ Ом},$$

$$R_{нагр} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом},$$

$$R_{нагр} = 0,64 \text{ Ом}; K_{10} = 24 \geq 20.$$

«Приведенная предельная кратность для ТТ:

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (53)$$

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (54)$$

$$K_{10} = 20 \cdot 131,2 / 200 = 13,122 < 24.$$

Условие выполняется.

Ток отсечки:

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{ТТ}, \quad (55)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 4,176 = 5,847 \text{ А},$$

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (56)$$

где $K_{НБ}$ – коэффициент небаланса.

$$I_{d \max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 7,46 = 6,269 \text{ кА}$$

Выбор типа торможения.

Самоадаптирующееся торможение обеспечивается, если амплитуда броска тока намагничивания не превышает 8-кратного первичного тока ВН трансформатора:

$$I_{амп} / I_{ном} \leq 8, \quad (57)$$

где $I_{амп}$ – амплитуда броска тока намагничивания, А;

$I_{ном}$ – первичный ток ВН, А.

$$1181,08 / 131,2 = 9,001 > 8$$

Используется традиционное торможение» [9].

«Определение минимального тока срабатывания:

$$I_{C3} > 1,1 \left(K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right), \quad (58)$$

где ε – погрешность ТТ;

$K_{пер}$ – коэффициент переходного режима;

$\Delta U_{рег}$ – диапазон РПН.

$$I_{C3} > 1,1 \left(1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,34$$

Определение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(K_{nep} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{pez}}{1 - \Delta U_{pez}} + 0,02 \right), \quad (59)$$

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,45.$$

Точка изменения крутизны тормозной характеристики:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\left(\min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*}) \right)^4}, \quad (60)$$

где $I_{БР.НАМ.i}$ – бросок тока намагничивания, А.

$$I_{БР.НАМ.min} = K_{омс} \cdot I_{НОМ.Т.} \cdot K_{бр}, \quad (61)$$

где $K_{омс}$ – коэффициент отстройки;

$K_{бр}$ – коэффициент броска тока намагничивания.

$$I_{БР.НАМ.min} = 1,1 \cdot 131,2 \cdot 5 = 721,71 \text{ А},$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45 \sqrt[3]{721,71^4} = 48,99.$$

Крутизна второго наклонного участка тормозной характеристики по рекомендации производителя принимается равной 60-70%» [3].

Максимальная токовая защита (МТЗ).

Максимальная токовая защита (МТЗ) – это основной вид релейной защиты, применяемый для защиты электрических сетей и оборудования от повреждений, вызванных токами короткого замыкания или перегрузками. Она основана на срабатывании реле при превышении током заданного порогового значения, что позволяет быстро и эффективно отключать аварийные участки сети. Максимальная токовая защита предназначена для защиты электрических сетей и оборудования от аварийных ситуаций, вызванных увеличением тока

выше нормального уровня. Специальные трансформаторы тока передают информацию о величине тока в реле, если ток превышает заданный порог, реле посылает сигнал на автоматический выключатель или другой исполнительный орган. Происходит отключение аварийного участка сети, предотвращая дальнейшее развитие аварии. МТЗ играет ключевую роль в обеспечении безопасности и надежности работы электрических сетей, обеспечивая:

- предотвращение повреждений, быстрое отключение аварийных участков сети предотвращает повреждение оборудования и сети;
- повышение надежности, надежная защита от коротких замыканий и перегрузок обеспечивает стабильную работу сети;
- минимизацию потерь, быстрое отключение аварийных участков предотвращает перерастание аварий в масштабные катастрофы.

«Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (62)$$

где K_H , K_{C3} , K_B – коэффициенты надежности, самозапуска и возврата.

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 131,2 = 182,2 \text{ А}$$

Защита от перегрузок.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (63)$$

где K_H – коэффициент надежности;

K_B – коэффициент возврата.

$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 131,2 = 154,4 \text{ А}$$

РЗ фидеров 10 кВ.

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (64)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс}, \quad (65)$$

где $I_{р.макс}$ – расчетный ток КЛ, А.

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T}, \quad (66)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы подключения ТТ;

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности» [9]:

$$k_q = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}}, \quad (67)$$

«Защита от замыканий на землю (ЗНЗ). Ток срабатывания:

$$I_{C.З.} \geq k_{ОТС} \cdot k_B \cdot I_C, \quad (68)$$

где $k_{отс}$ и k_B – коэффициенты отстройки и броска ёмкостного тока;

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (69)$$

где I_{CO} – ёмкостный ток кабеля, А/км;

L – длина КЛ, км.

Для фидеров 1-1 и 1-2, по (64-69):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,187 = 0,935 \text{ кА},$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 374,8 = 520,31 \text{ А},$$

$$I_{CP} = 520,31 \cdot \frac{1}{400 / 5} = 6,5 \text{ А},$$

$$k_q = \frac{4306}{520,31} = 8,3 \geq 1,5,$$

$$I_C = 1,25 \cdot 2,07 = 2,59 \text{ А},$$

$$I_{C3} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 2,59 = 7,76 \text{ А}.$$

Уставки защит задаются программно» [9].

Выводы.

Действующая критически изношенная и сильно устаревшая РЗА на электромеханических реле будет заменяться на современную, с микропроцессорными терминалами, что обеспечит защиту оборудования в соответствии с актуальными требованиями. Выбраны микропроцессорные терминалы РЗА, определены уставки защит. Установка современных комплектов релейной защиты значительно повысит ее технико-эксплуатационные качества и удобство использования.

Заключение

Главная понизительная подстанция обеспечивает централизованное электроснабжение ремонтной базы компании по эксплуатации атомных электростанций. Прием электрической энергии обеспечивается по двухцепной воздушной линии на открытое распределительное устройство класса напряжения 110 кВ. Через разъединители, измерительные трансформаторы и высоковольтные выключатели, электроэнергия подается на ввода силовых трансформаторов, где преобразуется в класс напряжения 6 кВ и далее подается на шины 6 кВ закрытого распределительного устройства. В основном, электрооборудование электрической части главной понизительной подстанции сильно устарело, например, масляные выключатели имеют ряд существенных недостатков, которые ограничивают их использование в современных условиях. Требуют замены ввиду устаревания конструкции и принципа действия: вентильные разрядники, измерительные трансформаторы, неэнергоэффективные трансформаторы собственных нужд. Действующее ЭО эксплуатируется уже более 37 лет при паспортном нормативном сроке 25-30 лет, это создает дополнительные риски возникновения аварийных ситуаций, которые чреваты повреждением высокоценного оборудования, длительными вынужденными перерывами электроснабжения потребителей, высокими профессиональными рисками для персонала. Ввиду сильного износа существенно повышены эксплуатационные и ремонтные затраты на поддержание работоспособности ЭО, а из-за сильного устаревания затруднены поиск и закупка качественных запасных частей и расходных материалов (ввиду прекращения или сильного сокращения поставок от производителей оборудования). На предприятии планируется установка дополнительного энергоемкого оборудования, а на данный момент на ГПП отсутствует требуемый резерв электрической мощности – по номинальной мощности силовых трансформаторов, рабочим токам измерительных трансформаторов и т.д. Данные критические недостатки

действующей электрической части ГПП указывают на необходимость проведения ее реконструкции, с учетом перспективных нагрузок и применением современного электрооборудования отечественного производства.

Проведен анализ нагрузок главной понизительной подстанции ремонтной базы, по результатам контрольных замеров расчетные максимумы нагрузок составили 27199,1 кВт, 10953,0 квар, 29321,6 кВА; ввиду наличия нагрузок первой и второй категории надежности электроснабжения на ГПП установлено два силовых трансформатора, согласно требованиям ПУЭ. Действующие трансформаторы имеют недостаточную мощность, будут установлены новые трансформаторы марки ТДН-25000/110. С учетом рассчитанных токов КЗ по местам установки проведен выбор нового современного оборудования электрической части главной понизительной подстанции. Выбраны надежные и проверенные реальной эксплуатацией марки ЭО от надежных отечественных производителей, предоставляющих также весь спектр услуг по капитальному ремонту электрооборудования и его настройке и наладке. Замена устаревшего оборудования на новое обеспечит дальнейшую эффективную эксплуатацию ГПП с высоким уровнем надежности и безопасности.

Ввиду критического износа действующего ЗУ, оно будет заменено на новое, разработано новое заземляющее устройство. Действующая критически изношенная и сильно устаревшая РЗА на электромеханических реле будет заменяться на современную, с микропроцессорными терминалами, что обеспечит защиту оборудования в соответствии с актуальными требованиями. Выбраны микропроцессорные терминалы РЗА, определены уставки защит.

Реализация данных предложений по реконструкции электрической части ГПП обеспечит ее эффективную эксплуатацию и возможность установки нового энергоемкого промышленного оборудования на объекте.

Список используемых источников

1. Вантеев А. И. Обслуживание электрических подстанций: теория и практика : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 368 с.
2. Галишников Ю. П. Трансформаторы и электрические машины : курс лекций. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 216 с.
3. Горемыкин С. А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 191 с.
4. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения: 20.04.2025).
5. Грунтович Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 271 с.
6. Гуревич В. И. Защита оборудования подстанций от электромагнитного импульса : учебно-практическое пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 304 с.
7. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В : учебное пособие. – 2-е изд., испр. и доп. М. : СОЛОН-Пресс, 2020. 538 с.
8. Иванов С.Н. Надежность электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
9. Куксин А. В. Релейная защита электроэнергетических систем : учебное пособие. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. 200 с.
10. Лакомов И. В. Техническое обслуживание электроустановок : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 152 с.
11. Малафеев А. В. Проектирование электрической части понизительных подстанций промышленного предприятия : учебное пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 312 с.

12. Монаков В. К. Электробезопасность: теория и практика : монография. – 2-изд. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 184 с.
13. Немировский А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 176 с.
14. Петухов Р.А. Электроснабжение : учебное пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.
15. Полищук В. И. Эксплуатация, диагностика и ремонт электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 203 с.
16. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
17. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания. М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2002. 149 с.
18. Сибикин Ю. Д. Современные электрические подстанции : учебное пособие. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 417 с.
19. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования : учебное пособие. – 3-е изд., испр. М. : ИНФРА-М, 2023. 214 с.
20. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учебное пособие. – 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2023. 136 с.