

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)

Цифровые технологии в электроэнергетике
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Модернизация системы АИИСКУЭ на ПС 220 кВ

Обучающийся

М.И. Маценко
(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко
(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

А.В. Прошина
(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2025

Аннотация

Изменения в систему АИИС КУЭ ГПП-4 вносились в связи со строительством новой ЛЭП 220 кВ и реконструкцией 11 ячеек 220 кВ на ОРУ 220 кВ, предусматривающей замену морально и физически устаревшего электрооборудования.

Определены цель функционирования и функции, выполняемые системой АИИС КУЭ.

Составлен перечень работ, которые должны быть произведены при модернизации АИИС КУЭ ПС.

Определены функции, выполняемые в автоматическом режиме работы АИИС КУЭ и по запросу.

Определен состав профиля нагрузки, порядок расчета мощностей и периодичность записи его в память счетчика.

Составлены требования к объему самодиагностики и ведению журнала событий.

Определены средства и способы связи между компонентами системы (между счетчиками ИИК и УСПД ИВКЭ, между ИВКЭ и сервером сбора данных ИВК).

Определено существующее состояние системы АИИС КУЭ на ПС.

В данной работе предусматривается установка нового шкафа счетчиков 220 кВ (шкаф счетчиков 220 кВ №2) в помещении панелей РЗА в новом здании ОПУ совмещенном с ЗРУ 110 кВ, перенос шкафа учета (шкаф счетчиков 220 кВ №1) из старого ОПУ в помещение панелей РЗА в новом здании ОПУ, перенос УСПД в новое ОПУ, подключение УСПД к системам передачи данных и интеграция в АСУ ТП, а также организация спутниковой связи.

Разработана структурная схема АИИС КУЭ ГПП-4.

В работе выполнен расчет нагрузок по трансформаторам тока каждого из присоединений, выбор и проверка мощности вторичных обмоток трансформаторов тока, сечений кабелей.

Произведены расчеты нагрузок трансформаторов напряжения, выбор сечения кабелей, расчет падения напряжения в кабелях, расчет токов КЗ и выбор автоматических выключателей.

Определены требования к счетчикам электрической энергии.

Рассмотрены вопросы информационной безопасности, обеспечения целостности и сохранности данных.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объёмом 56 страницы, содержит 9 таблиц и 4 рисунка.

Список используемых источников содержит 26 наименований, в том числе 5 на английском языке.

Графическая часть работы состоит из шести листов, выполненных на формате А1.

Annotation

Changes to the AIIS KUE GPP-4 system were made in connection with the construction of a new 220 kV transmission line and the reconstruction of 11 220 kV cells at the 220 kV outdoor switchgear, which provides for the replacement of morally and physically obsolete electrical equipment.

The purpose of operation and functions performed by the AIIS KUE system have been determined.

A list of works has been compiled that must be performed during the modernization of the AIIS KUE PS.

The functions performed in the automatic mode of operation of the AIIS KUE and on request have been defined.

The composition of the load profile, the procedure for calculating capacities and the frequency of recording it in the meter memory have been determined.

Requirements for the scope of self-diagnostics and event logging have been drawn up.

The means and methods of communication between the system components (between the IIC meters and the USPD IVKE, between IVKE and the IVK data collection server) have been defined.

The current state of the AIIS KUE system at the PS has been determined.

This work provides for the installation of a new 220 kV meter cabinet (220 kV meter cabinet No. 2) in the relay protection and automation panel room in the new OPU building combined with the 110 kV switchgear, the transfer of the metering cabinet (220 kV meter cabinet No. 1) from the old OPU to the relay protection and automation panel room in the new OPU building, the transfer of the USPD to the new OPU, the connection of the USPD to data transmission systems and integration into the APCS, as well as the organization of satellite communications.

A structural diagram of the AIS KUE GPP-4 has been developed.

The work includes the calculation of loads on current transformers for each connection, the selection and verification of the power of the secondary windings of current transformers, and cable cross-sections.

Calculations of voltage transformer loads, selection of cable cross-sections, calculation of voltage drop in cables, calculation of short-circuit currents and selection of circuit breakers have been made.

Requirements for electric energy meters have been defined.

Issues of information security, ensuring the integrity and safety of data have been considered. The bachelor's thesis consists of an explanatory note of 56 pages, contains 9 tables and 4 figures.

The list of sources used contains 26 titles, including 5 in English.

The graphic part of the work consists of six sheets, made in A1 format.

Содержание

Введение.....	8
1 Общая характеристика объекта автоматизации и описание комплекса АИИС КУЭ	12
1.1 Характеристика объекта автоматизации	12
1.2 Описание комплекса и компонентов системы АИИС КУЭ	13
1.3 Перечень работ по модернизации АИИС КУЭ.....	16
1.4 Функции, выполняемые в различных режимах работы АИИС КУЭ	17
1.5 Запись данных в профиль нагрузки	18
1.6 Самодиагностика и ведение журнала событий.....	19
1.7 Контроль состояния программно-технических средств	21
1.8 Средства и способы связи между компонентами системы.....	21
1.8.1 Организация каналов связи между ИИК и ИВКЭ.....	21
1.8.2 Организация каналов связи между ИВКЭ и сервером сбора данных ИВК	22
2 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии на ГПП-4	24
2.1 Существующее состояние	24
2.2 Основные технические решения	25
2.3 Трансформаторы тока.....	35
2.4 Трансформаторы напряжения.....	35
2.5 Перечень информационно-измерительных каналов (ИИК)	36
2.6 Решения по электропитанию устройств АИИС КУЭ.....	38
2.7 Решения по защите компонентов АИИС КУЭ от несанкционированного доступа	39
2.8 Обеспечение целостности и сохранности данных.....	42
2.9 Решения по комплексу технических средств.....	43
2.9.1 Основные решения по измерительным трансформаторам тока, напряжения и их вторичным цепям.....	43

2.9.2 Основные решения по выбору счетчика электрической энергии .	44
2.10 Система мониторинга и управления качеством электроэнергии.....	48
2.10.1 Существующее состояние.....	48
2.10.2 Основные технические решения.....	48
Заключение	51
Список используемой литературы	54

Введение

Подстанция ГПП-4 располагается в Хабаровском крае. Местоположение подстанции в энергосистеме приведено на рисунке 1.

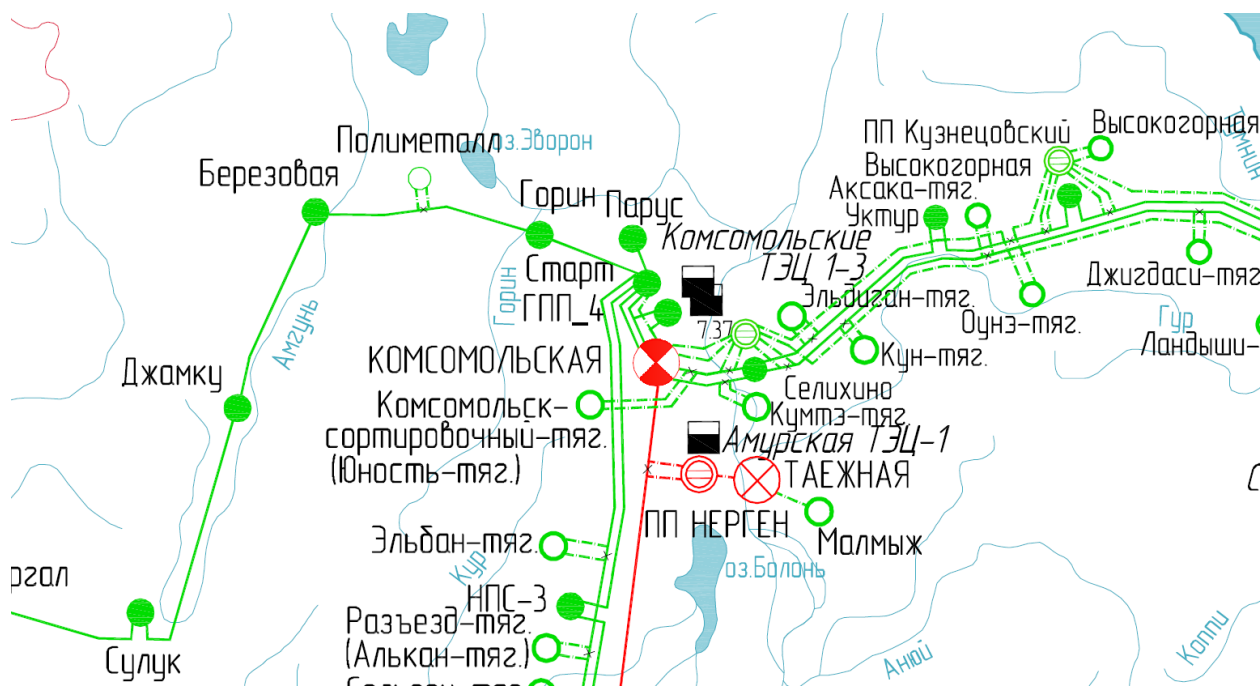


Рисунок 1 - Местоположение подстанции ГПП-4 в энергосистеме

Подстанция введена в эксплуатацию в 1981 году.

ПС эксплуатируется с постоянным дежурством оперативного персонала на объекте.

На ПС 220 кВ ГПП-4 в настоящее время установлено два автотрансформатора АДЦТН-125000/220/110/10-У1 и два масляных трансформатора собственных нужд ТМГ-630/10/0,4 кВ по 630 кВА каждый. «Электроснабжение ОРУ 110 кВ и ЗРУ 10 кВ осуществляется от АТ-1 и АТ-2.

К РУ 220 кВ в настоящее время присоединяются шесть ВЛ 220 кВ, два автотрансформатора. Распределительное устройство 220 кВ выполнено в конструктиве ОРУ по не типовой схеме «одна рабочая и обходная системы

шин с обходным выключателем и ремонтной перемычкой между обходной системой шин и второй секцией шин».

РУ 110 кВ выполнено в конструктиве ОРУ по схеме №110-13Н «две рабочие и обходная система шин».

РУ 10 кВ выполнено в конструктиве ЗРУ по схеме №10-1 «одна секционированная выключателем система шин»» [20].

Согласно предоставленным данным, величина тока однофазного КЗ на шинах 220 кВ ПС 220 кВ ГПП-4 составляет:

$I_k^{(1)} = 9,5 \text{ кА}$ – существующее значение;

$I_k^{(1)} = 10,19 \text{ кА}$ – перспектива на 2025 г.

Время срабатывания защиты при замыканиях на землю на ОРУ 220 кВ составляет: основная защита – 0,1 сек, резервная защита – 0,4 сек [25].

В работе рассматриваются вопросы модернизации системы АИИС КУЭ подстанции ГПП-4 в связи с реконструкцией ОРУ 220 кВ по типовой схеме 220-13Н.

«Схема ОРУ 220 кВ принята на основании планируемых работ по строительству ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП-4 с отпайкой на подстанцию Старт (достройка участка ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт до ПС 220 кВ ГПП-4 ориентировочной протяженностью 21 км с образованием ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП-4 №1 с отпайкой на ПС 220 кВ Старт) и планам по техническому перевооружению ПС 220 кВ ГПП-4 в части реконструкции ОРУ-220 кВ (11 ячеек)» [20]. Преимущества схемы 220-13Н заключаются в достаточно высокой надежности, малом количестве выключателей (один на одно присоединение) и относительно малом времени перерыва электроснабжения при авариях на одной из систем шин.

Данная схема применяется там, где есть повышенные требования к надежности питания каждой ВЛ и отсутствие возможности отключения всех присоединений секции (системы шин) на время ревизии и ремонта этой секции сборных шин [19].

На объекте предусматривается реконструкция 11 ячеек 220 кВ на ОРУ 220 кВ на ПС 220 кВ ГПП-4.

В объем реконструкции первичного оборудования ОРУ 220 кВ входит:

- замена масляных выключателей У-220 на элегазовые (4 шт.);
- установка нового элегазового выключателя 220 кВ в ячейке секционного выключателя (1 шт.);
- замена существующих разъединителей 220 кВ типа РНДЗ на новые горизонтально-поворотные разъединители (31 шт.);
- установка дополнительных горизонтально-поворотных разъединителей 220 кВ для реализации схемы 220-13Н (6 шт.);
- замена трансформаторов тока отдельностоящих элегазовых ТТ 220 АТ-1 (3 шт.) на новые;
- замена трансформаторов тока, встроенных в существующие элегазовые выключатели 220 кВ (24 шт.);
- существующие масляные ТН 220 кВ 1 и 2 СШ 220 кВ принимаются к установке на новых фундаментах и новых металлоконструкциях;
- существующие ОПН 220 ТН-1 и ОПН 220 ТН-2 принимаются к установке на новых фундаментах и новых металлоконструкциях;
- существующий отдельностоящий масляный ТН-ОСШ-220 ф.А подлежит замене на новый элегазовый ТН 220 кВ;
- замена порталных металлоконструкций на ОРУ 220 кВ на новые;
- металлоконструкции для установки оборудования ОРУ 220 кВ подлежат замене.

Реконструкция ОРУ 220 кВ происходит со смещением ячеек 220 кВ (ориентировочно на 4 м).

Реконструкция существующих ВЛ предусмотрена в части замены провода в пролетах захода ВЛ на порталы ПС без изменения сечения и пропускной способности.

Размещение нового оборудования 220 кВ на ПС 220 кВ ГПП-4 планируется выполнить в границах занимаемого существующего оборудования 220 кВ ячеек №1-11 ОРУ 220 кВ.

Устанавливаемое оборудование ОРУ 220 кВ монтируется на металлоконструкциях сборных на болтовых соединениях. Металлоконструкции поставляются с заводской антикоррозийной защитой, обработанные методом горячего цинкования [1].

На ОРУ 220 кВ применена гибкая ошиновка. Спуски к оборудованию и внутри ячейковые связи выполнены проводом марки АС 400/51.

Климатическое исполнение оборудования, устанавливаемого на открытой территории подстанции, принято У1.

Прокладка силовых и контрольных кабелей по территории ПС 220 кВ ГПП-4 организована в новых наземных ж/б лотках, по металлоконструкциям оборудования (в подвесных металлических коробах) и металлорукаве с ПВХ изоляцией, не поддерживающей горение.

Предусматривается перенос существующего оборудования, а также установка нового оборудования в новое ОПУ, совмещенное с ЗРУ 110 кВ.

К числу информационно-технологических систем (ИТС), реализуемых и реконструируемых на подстанции и рассматриваемых в данной работе, относятся системы:

- «автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ);
- система мониторинга и управления качеством электроэнергии (СМиУКЭ)» [9].

Цель бакалаврской работы заключается в разработке технических мероприятий по модернизации системы АИИСКУЭ ПС 220 кВ ГПП-4 в связи со строительством новой ЛЭП 220 кВ и заменой морально и физически устаревшего электрооборудования ОРУ 220 кВ.

1 Общая характеристика объекта автоматизации и описание комплекса АИИС КУЭ

«Целью функционирования АИИС КУЭ ПС 220 кВ ГПП-4 является автоматическое измерение и учёт активной и реактивной электроэнергии и мощности с привязкой всех измерений электроэнергии и мощности к единому календарному времени; обеспечение филиала ПАО «ФСК ЕЭС» и смежных субъектов ОРЭ своевременной, полной и достоверной информацией необходимой для коммерческих расчётов, в том числе и на ОРЭ, об объёмах поступившей и отпущенной электроэнергии в технологическом процессе функционирования ЕНЭС; расчёт за транспортируемую электроэнергию и приобретаемую на ОРЭ электроэнергию для компенсации потерь» [10].

1.1 Характеристика объекта автоматизации

«Существующая система АИИС КУЭ на ПС 220 кВ ГПП-4 используется для:

- выполнения измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, получаемой и отпускаемой по коммерческим и техническим точкам учета;
- автоматического или автоматизированного сбора привязанных к единому астрономическому времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранения данных об измеренных величинах в базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа;
- предоставления данных о результатах измерений и состоянии средств измерений коммерческого учета электроэнергии;

- предоставления данных о результатах измерений и состоянии средств измерений коммерческого учета электроэнергии (по запросу) смежным участникам оптового рынка электрической энергии и мощности;
- обеспечения защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне» [20].

1.2 Описание комплекса и компонентов системы АИИС КУЭ

«АИИС КУЭ ПС 220 кВ ГПП-4 состоит из следующих функциональных подсистем:

- измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ)» [9].

На уровне ИИК реализуются следующие функции:

- «автоматическое измерение физических величин приращений активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- запись данных графика нагрузки;
- самодиагностика и автоматическая регистрация событий, сопровождающих процессы измерения, в «Журнале событий»;
- синхронизация времени;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в памяти счетчиков;
- передачу измеренных величин и записей журнала событий в ИВКЭ;
- безопасность хранения информации и программного обеспечения;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и к «Журналу событий» счетчика со стороны ИВКЭ;

- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО» [9].

На уровне ИВКЭ реализуются следующие функции:

- а) «создание и редактирование описания расчётной схемы объекта, в которую входят:
 - 1) параметры каналов сбора информации и взаимодействия с внешними изделиями;
 - 2) параметры обмена информацией между УСПД и ИВК;
 - 3) даты перехода на зимнее и летнее время;
 - 4) текущая дата и время;
 - 5) расчетные коэффициенты измерительных каналов (коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - 6) логические номера точек измерения и паспортные данные счетчиков электрической энергии (типа счетчика, заводского номера, коэффициентов преобразования измерительных каналов и др.);
 - 7) параметры настройки, расчетные соотношения и константы, определяемые индивидуальными особенностями объекта;
- б) автоматический, сбор данных коммерческого учета, технической и служебной информации со всех ИИК ТИ, обслуживаемых данным УСПД, с заданной периодичностью;
- в) хранение полученной информации: профилей нагрузки, показаний счётчиков, параметров электросети с заданной при конфигурировании глубиной;
- г) отображение текущего системного времени (часы, минуты, секунды) на внешнем компьютере или мониторе. Ведение календаря (число, месяц, год), учет зимнего и летнего времени, длительности расчетного периода с помощью энергонезависимых часов;

- д) автоматическая коррекция системного времени в УСПД и в счетчиках по сигналам точного календарного времени, получаемого от ИВК;
- е) регистрация событий, сопровождающих сбор, обработку и предоставление данных;
- ж) обработка информации, принятой от счетчиков, в соответствии с заданными алгоритмами обработки и параметрами конфигурации УСПД;
- з) расчет показателей электрической энергии, приведенных к первичной стороне, на основе данных, измеряемых счетчиками, и расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
- и) запись в журнале событий информации о проведении коррекции времени;
- к) контроль, диагностика и тестирование работы технических средств и ПО с возможностью отображения их состояния;
- л) ведение справочной информации;
- м) хранение результатов измерений коммерческого учета, коммерческой, технической, служебной и справочной информации;
- н) безопасное хранение данных;
- о) обеспечение обмена данными между УСПД и ИВК, в том числе:
 - 1) предоставление доступа к УСПД со стороны ИВК с возможностью автоматического резервирования каналов передачи данных;
 - 2) предоставление доступа к собранной для коммерческого учета технической и служебной информации и журналам событий со стороны ИВК;

- 3) обеспечение доступа к счётчику электрической энергии по запросу от верхнего уровня («чтение» данных, поступающих со счетчика и конфигурационных параметров точки измерения);
- 4) предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу доступа к сервисному ПО путем их непосредственного отображения на АРМ;
- 5) разграничение полномочий на доступ к данным по заданным группам точек учёта с вводом пароля» [9].

1.3 Перечень работ по модернизации АИИС КУЭ

Перечень работ по модернизации АИИС КУЭ должен включать в себя:

- «разработку Технического задания (ТЗ), Технорабочего проекта (ТРП), эксплуатационной документации (ЭД) на АИИС КУЭ ПС;
- разработку программы и методики испытаний (ПМИ) по установлению соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям ОРЭМ;
- оформление опросных листов;
- поставку оборудования;
- проведение строительно-монтажных и пуско-наладочных работ;
- опытную эксплуатацию АИИС КУЭ ПС» [21];
- проведение предварительных испытаний на соответствие АИИС КУЭ ПС техническим требованиям ОРЭМ с оформлением Протокола предварительных испытаний;
- «проведение поверки АИИС КУЭ (по ИК, относящихся к сфере государственного регулирования), проведение калибровки (по ИК, не относящимся к сфере государственного регулирования);
- оформление паспортов-протоколов на измерительные комплексы (согласно требованиям ОРЭМ);

- разработку методики измерений МИ (при модернизации, расширении – разработка дополнений к МИ) электроэнергии (по всем ИК), аттестация МИ в органах Ростехрегулирования (по ИК, относящимся к сфере государственного регулирования);
- проведение испытаний с целью утверждения типа единичного экземпляра СИ и внесению АИИС КУЭ ПС в Федеральный реестр СИ с получением Свидетельства Сертификат об утверждении типа СИ (по ИК, относящимся к сфере государственного регулирования)» [21];
- ввод АИИС КУЭ ПС в промышленную эксплуатацию.

1.4 Функции, выполняемые в различных режимах работы АИИС КУЭ

«Все функции, выполняемые АИИС КУЭ, можно разделить на автоматические функции и на выполняемые по командам персонала.

В автоматическом режиме выполняются следующие основные функции:

- измерение физических величин;
- запись данных графика нагрузки;
- самодиагностика и ведение журнала событий в ИИК;
- передача измеренных величин и записей журнала событий в ИВК;
- контроль достоверности измерительной информации;
- формирование архива измеренных величин;
- формирование архива технической и диагностической информации;
- доступ к коммерческой информации;
- доступ к технической и диагностической информации;
- контроль состояния программно-технических средств.

По запросу выполняются следующие функции:

- формирование отчетных электронных документов для передачи их на уровень ИВК;
- перевод основного на резервный канал и наоборот.

Измерение физических величин производится в каждом ИИК ТИ.

Функция выполняется постоянно.

При измерении физических величин счётчик выполняет следующее:

- аналогово-цифровое преобразование входных сигналов тока и напряжения;
- расчет данных потребленных (выданных) электроэнергии и мощности;
- получение именованных физических единиц заданной размерности» [18].

1.5 Запись данных в профиль нагрузки

«Из расчётных данных о выработке/потреблении мощности формируется профиль нагрузки с установленным периодом (1, 3 или 30 мин), по умолчанию установлен период 30 мин. Профиль записывается в память счетчика» [23].

В профиле нагрузки счетчика отражается следующая информация:

- активная мощность прямого направления P^+ ;
- реактивная мощность прямого направления Q^+ ;
- активная мощность обратного направления P^- ;
- реактивная мощность обратного направления Q^- ;
- реактивная мощность 1-ого квадранта $Q1$;
- реактивная мощность 2-ого квадранта $Q2$;
- реактивная мощность 3-ого квадранта $Q3$;
- реактивная мощность 4-ого квадранта $Q4$;

- активная составляющая вектора полной мощности 1-ого квадранта P_I ;
- активная составляющая вектора полной мощности 2-ого квадранта P_{II} ;
- активная составляющая вектора полной мощности 3-ого квадранта P_{III} ;
- активная составляющая вектора полной мощности 4-ого квадранта P_{IV} ;
- активная составляющая вектора полной мощности 1-ого квадранта Q_I ;
- активная составляющая вектора полной мощности 2-ого квадранта Q_{II} ;
- активная составляющая вектора полной мощности 3-ого квадранта Q_{III} ;
- активная составляющая вектора полной мощности 4-ого квадранта Q_{IV} .

Все характеристики графиков нагрузки программируются с помощью ПО.

«Вычисление мощностей трехфазной системы производится алгебраически (с учетом знака направления) суммированием соответствующих мощностей однофазных измерений» [6].

Знаки мощностей однофазных измерений формируются по-разному, в зависимости от конфигурирования счетчика (однонаправленный, двунаправленный).

1.6 Самодиагностика и ведение журнала событий

«Счетчик проводит самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений.

Счётчики записывают определённые типы событий в журнал событий. Запись каждого события сопровождается датой и временем, в которое оно произошло. Это даёт возможность последующего анализа работы счётчика, фактов вмешательства в его работу, а также устранения ошибок. Для надёжности работы журнал событий не может быть удалён» [26].

В журнале событий счётчика фиксируются дата и время какого-либо события:

- включение и отключение питания счетчика;
- попытки несанкционированного доступа;
- факты связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- сброс максимальной мощности;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях.

«Контроль работоспособности программно-технических средств осуществляется на всех уровнях и во всех подсистемах АИИС КУЭ.

В ИИК, ИВКЭ выполняются тестовые самопроверки. Во время сеансов связи осуществляется анализ взаимодействия и исправности каналов связи» [24].

Синхронизация времени включает в себя:

- проверку и синхронизацию времени УСПД ИВКЭ с ИВК;
- проверку и синхронизацию времени счетчиков электрической энергии.

«Контроль времени в ИВКЭ и ИИК ТИ происходит в каждый сеанс связи с ИВК (один раз в 30 мин). В случае обнаружения отклонения внутреннего времени в приборе измерения электроэнергии формируется сообщение об ошибке. Синхронизация времени в ИИК ТИ осуществляется при каждом опросе счетчика» [17].

1.7 Контроль состояния программно-технических средств

«Контроль работоспособности программно-технических средств осуществляется на всех уровнях и во всех подсистемах АИИС КУЭ.

В ИИК, ИВКЭ выполняются тестовые самопроверки. Во время сеансов связи осуществляется анализ взаимодействия и исправности каналов связи» [22].

Синхронизация времени включает в себя:

- проверку и синхронизацию времени УСПД ИВКЭ с ИВК;
- проверку и синхронизацию времени счетчиков электрической энергии.

«Контроль времени в ИВКЭ и ИИК ТИ происходит в каждый сеанс связи с ИВК (один раз в 30 мин). В случае обнаружения отклонения внутреннего времени в приборе измерения электроэнергии формируется сообщение об ошибке» [17]. Синхронизация времени в ИИК ТИ осуществляется при каждом опросе счетчика.

1.8 Средства и способы связи между компонентами системы

1.8.1 Организация каналов связи между ИИК и ИВКЭ

«Информация в цифровом виде с уровня ИИК передается на уровень ИВКЭ по цифровой линии связи построенной на основе интерфейса RS-485 со скоростью передачи данных не менее 9600 бит/с.

Взаимодействие между счетчиками ИИК и УСПД ИВКЭ осуществляется по инициативе УСПД.

Запрос, выдаваемый УСПД, содержит:

- номер счетчика, с которого необходимо считать данные;
- состав запрашиваемых данных;
- текущее время и при необходимости, команду на коррекцию времени в соответствии с текущим временем.

Состав данных, передаваемых от счетчика в УСПД:

- измеренные данные о потребленных активной и реактивной электроэнергии» [7], [8];
- диагностическая информация о состоянии счетчика.

1.8.2 Организация каналов связи между ИВКЭ и сервером сбора данных ИВК

Организация информационного взаимодействия между ИВКЭ и сервером сбора данных ИВК выполнена на базе основного и резервного каналов связи, передающих данные с ИИК.

«Передача результатов измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений между ИВКЭ и сервером ИВК возможна как в режимах автоматической передачи данных, так и в режиме выполнения запроса «по требованию»» [8].

Выводы по разделу.

Определены цель функционирования и функции, выполняемые системой АИИС КУЭ.

«АИИС КУЭ ПС 220 кВ ГПП-4 состоит из следующих функциональных подсистем:

- измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ)» [9].

Составлен перечень работ, которые должны быть произведены при модернизации АИИС КУЭ ПС.

Определены функции, выполняемые в автоматическом режиме работы АИИС КУЭ и по запросу.

Определен состав профиля нагрузки, порядок расчета мощностей и периодичность записи его в память счетчика. Вычисление мощностей трехфазной системы производится алгебраически (с учетом знака

направления) суммированием соответствующих мощностей однофазных измерений.

Знаки мощностей однофазных измерений формируются по-разному, в зависимости от конфигурирования счетчика (однонаправленный, двунаправленный).

Составлены требования к объему самодиагностики и ведению журнала событий. В ИИК, ИВКЭ выполняются тестовые самопроверки.

Синхронизация времени включает в себя:

- проверку и синхронизацию времени УСПД ИВКЭ с ИВК;
- проверку и синхронизацию времени счетчиков электрической энергии.

Определены средства и способы связи между компонентами системы (между счетчиками ИИК и УСПД ИВКЭ, между ИВКЭ и сервером сбора данных ИВК).

2 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии на ГПП-4

2.1 Существующее состояние

В настоящее время на ПС 220 кВ ГПП-4 функционирует АИИС КУЭ. В шкафу 104 в ОПУ располагается УСПД (RTU).

В панели 18Р в ОПУ расположены счетчики присоединений 1АТ (10, 110 кВ), 2АТ (10, 110 кВ), ОМВ 110 кВ.

В шкафу 58Р в ОПУ размещены счетчики присоединений ВЛ 220 кВ ГПП-4 - НПС-3, ВЛ 220 кВ НПС-2 – ГПП-4, ОСЭВ 220.

В панели учета 121р в ОПУ размещены счетчики присоединений ВЛ 220 кВ и ВЛ 110 кВ.

В ЩСН (панель №1, 4, 6) в ОПУ размещены счетчики 0,4 кВ.

Передача данных от счетчиков предусматривается по интерфейсу RS-485 в шкафы технологических коммутационных устройств (ТКУ), далее данные передаются в шкаф центральных коммутационных устройств (ЦКУ).

В ОПУ располагается АРМ АИИС КУЭ.

Резервное питание счетчиков реализовано от шкафов ТКУ.

Синхронизация времени реализована от устройства синхронизации системного времени (УССВ) в шкафу УСПД по GPS.

Данные АИИС КУЭ передаются по цифровым каналам в ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» и филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока.

«В качестве основного канала связи используется ВОЛС, в качестве резервного канала – спутниковый канала связи» [15].

Предусматривается перенос УСПД в новое ОПУ совмещенное с ЗРУ 110 кВ, подключение УСПД к системам передачи данных и интеграция в АСУ ТП, а также организация спутниковой связи.

2.2 Основные технические решения

В данной работе предусматривается установка шкафа счетчиков 220 кВ (шкаф счетчиков 220 кВ №2) в помещении панелей РЗА в новом здании ОПУ совмещенном с ЗРУ 110 кВ. В данном шкафу будут установлены счетчики электрической энергии по присоединениям:

- ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП-4 №3;
- ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП-4 №2 с отпайкой на ПС Старт;
- ВЛ 220 кВ Горин – ГПП-4;
- ВЛ 220 кВ ГПП-4 – Парус;
- автотрансформатор №1, сторона 220 кВ;
- автотрансформатор №2, сторона 220 кВ.

Схема размещения точек учета АИИС КУЭ ГПП-4 показана на рисунке 2.

Проектируемая система имеет категорию технической сложности 3.

Коэффициент «метрологической сложности» - 1.

Коэффициент «развитости информационных функций» - 1.

Коэффициент «развитости и управляющих функций» - 1

Решениями данной работы предусматривается перенос шкафа учета (шкаф счетчиков 220 кВ №1) из старого ОПУ в помещение панелей РЗА в новом здании ОПУ совмещенном с ЗРУ 110 кВ. В данном шкафу расположены счетчики электрической энергии по присоединениям:

- ВЛ 220 кВ НПС-2 – ГПП-4;
- ВЛ 220 кВ ГПП-4 – НПС-3;
- ОСЭВ (данный счетчик будет использован для присоединения - ОВ 220 кВ);

- ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП-4 №1 с отпайкой на ПС ГПП-4 (счетчик для данного присоединения предусматривается в смежных работах «Строительство ВЛ 220 кВ комсомольская – ГПП-4 №1 с отпайкой на Старт (достройка участка ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП-4 до ПС 220 кВ Старт ориентировочной протяженностью 21 км с образованием ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП-4 №1 с отпайкой на ПС 220 кВ Старт)» [20]).

В данной работе предусматривается подключение проектируемых и переносимых счетчиков электрической энергии присоединений 220 кВ к УСПД.

В данной работе предусматривается установка двух преобразователей интерфейса в шкафу УСПД для сбора информации со счетчиков, расположенных в шкафах счетчиков 220 кВ №1 и №2.

В работе не рассматривается перенос или замена счетчиков отходящих линий 10 кВ, расположенных в ячейках ЗРУ 10 кВ, так как реконструкция АИИС КУЭ 10 кВ не предусмотрена заданием на ВКР.

В данной работе предусматривается перенос счетчиков 10 кВ НН 1АТ, и НН 2АТ из панели 18Р в ячейки ЗРУ 10 кВ №13 и №14.

В работе не рассматривается замена счетчиков стороны 10 кВ АТ1 и АТ2 (только перенос в связи с демонтажем панели 18Р) и трансформаторов тока в ячейках ЗРУ 10 кВ №13 и №14, так как реконструкция АИИС КУЭ 10 кВ не предусмотрена заданием на ВКР.

В данной работе предусматривается перенос оборудования (АРМ) из шкафа ЦКУ в старом ОПУ в шкаф УСПД в помещении панелей РЗА в новом здании ОПУ совмещенном с ЗРУ 110 кВ.

В данной работе предусматривается реконструкция каналов связи между шкафами ТКУ-2 и УСПД:

- установка коммутатора в шкаф ТКУ-2;
- установка медиаконвертера в шкаф ТКУ-2;
- установка медиаконвертера в шкаф УСПД.

В качестве канала связи между шкафами УСПД и ТКУ-2 предусматривается оптический Ethernet.

«Подключение проектируемых счетчиков электроэнергии в шкафу счетчиков №2 и переносимых счетчиков электроэнергии в шкафу счетчиков №1 предусматривается по RS-485 к УСПД непосредственно через преобразователь интерфейса RS-485/Ethernet» [20].

Подключение переносимых счетчиков электроэнергии АТ №1 и АТ №2 стороны 10 кВ предусматривается к существующему RS-485.

Подключение всех каналов связи от УСПД к счетчикам электроэнергии резервируется при помощи их дублирования.

Собранная на подстанции информация по учету электроэнергии передается по основному (ВОЛС) и двум резервным каналам связи (ВОЛС, спутник).

Передача информации в АСУ ТП ПС 220 кВ ГПП-4 из УСПД предусматривается через коммутатор и межсетевой экран.

Канал организации связи с АСУ ТП - локальная сеть стандарта Ethernet.

С УСПД через коммутатор осуществляется также передача данных по интерфейсу Ethernet на АРМ АИИС КУЭ.

Структурная схема АИИС КУЭ приведена на рисунке 3.

Расчет нагрузок на ТТ приведен в таблице 1.

На рисунке 4 приведена диаграмма для выбора сечения жил контрольных кабелей.

Таблица 1 - Определение расчетной нагрузки на трансформаторы тока

Показатель / присоединение		Обозначение и расчетная формула	ОРУ 220 кВ									
			ТТ В 220 АТ-1	ТТ В 220 АТ-2	ТТ В 220 НПС-2	ТТ В 220 НПС-3	ТТ ОВ 220	ТТ В 220 Горин	ТТ В 220 Парус	ТТ В 220 Комсо мольск ая №3	ТТ В 220 Комсо мольск ая №2	ТТ В 220 Комсо мольск ая №1
			ТА1	ТА1	ТА1	ТА1	ТА1	ТА1	ТА1	ТА1	ТА1	ТА1
Напряжение, кВ		U	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Трансформат ор тока	Номинальный ток, А	$I_{нн}$	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
	Класс точности	-	0,2S	0,2S	0,2S	0,2S	0,2S	0,2S	0,2S	0,2S	0,2S	0,2S
Допустимая нагрузка на ТТ, Ом		Zдоп	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Максимальная нагрузка в фазе		Zф	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Коэффициенты		n	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
		d	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Отношение Iбаз / Zдоп		$I_{баз} / Z_{доп} = 143(1-n)/d$	130,8	130,8	130,8	130,8	130,8	130,8	130,8	130,8	130,8	130,8
Базисная длина кабеля		$I_{баз} = (I_{баз}/Z_{доп}) \cdot Z_{доп}$	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0
Действительная длина кабеля от ТТ до панелей защиты, м		lдейств	250	290	310	270	430	370	450	230	470	390
Отношение		lдейств/ Iбаз	1,59	1,85	1,97	1,72	2,74	2,36	2,87	1,46	2,99	2,48
Расчетное сечение жил контрольного кабеля, мм ²		S	4	6	6	6	10	6	10	4	10	10
Принятое в работе сечение жил контрольного кабеля. мм ²		Sприн	6	6	6	6	10	10	10	6	10	10

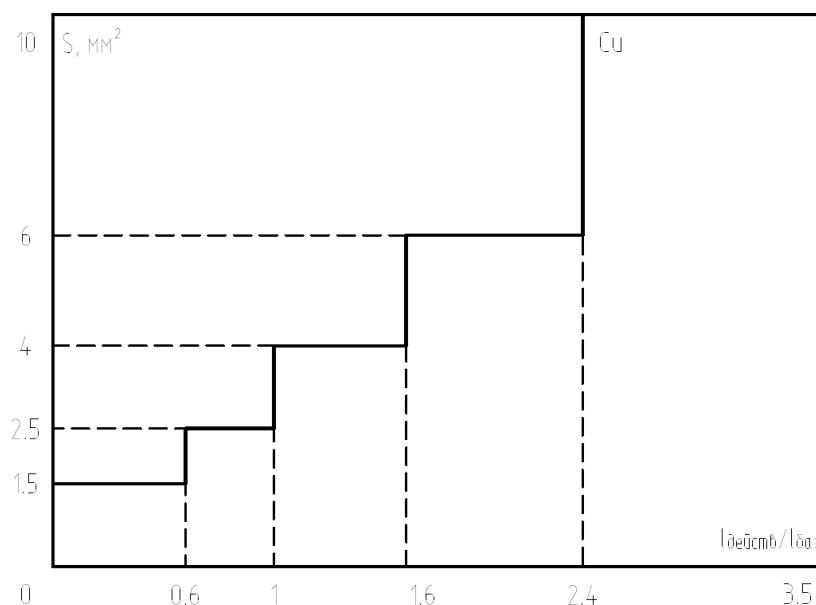


Рисунок 4 - Диаграмма для выбора сечения жил контрольных кабелей

Определение расчетной нагрузки на трансформаторы тока. Расчетное сопротивление при определении расчетной нагрузки трансформаторов тока, соединенных в звезду определялось по формуле:

$$R_{\text{расч}} = R_{\text{каб.}} + R_{\text{приб.}} + R_{\text{пер}}, \quad (1)$$

где $R_{\text{расч.}}$ – расчетное полное сопротивление рассматриваемой цепи, Ом;

« $R_{\text{приб.}}$ – расчетное сопротивление приборов, Ом;

$R_{\text{пер.}}$ – суммарное переходное сопротивление контактов и клемм, $R_{\text{пер.}} = 0,05$ Ом.

$R_{\text{каб.}}$ – расчетное сопротивление проводов и кабелей вторичной цепи, Ом» [1];

$$R_{\text{каб.}} = \frac{l}{g \cdot S}, \quad (2)$$

где l – длина кабеля (провода);

S - сечение кабеля (провода), мм²;

g - удельная проводимость - для меди – 57 м/(Ом·мм²).

Результаты выбора сечения кабелей представлены таблице 2.

Таблица 2 - Выбор и проверка мощности вторичных обмоток трансформаторов тока, сечений кабелей

Трансформатор тока									Кабели			Приборы. Потребляемая мощность, ВА			Rприб, Ом	Rдо гр., Ом	Rра сч, Ом (3- ф)	Rра сч, Ом (1- ф)	Проверка Rдоп > Rрасч (норм, режим)			Rра сч, ВА (нор м. реж им)	Загр узка , % от Sно м (нор м, реж им)
Обозначение	№ обм .	Назначен ие обмотки	Уно м. кВ	Ипер в., А	Ивто р., А	Кл. точ н.	Sно м, ВА	Rдо п, Ом	Сеч ени е S, мм ²	Дли на l, м	Rкаб, Ом	Устр- ва РЗА	Изм ер. пре обр.	При бор ы уче та									
ТТ 220 АТ-1	ТА 1	учет	220	120 0	5	0,2S	30	1,2	6	250	0,731	0	0	0,00 1	0,0000	0	0,78 1	1,51 2	1,2	>	0,8	19,5	65,1
ТТ В 220 АТ-2	ТА 1	учет	220	120 0	5	0,2S	30	1,2	6	290	0,848	0	0	0,00 1	0,0000	0	0,89 8	1,74 6	1,2	>	0,9	22,4	74,8
ТТ В 220 НПС-2	ТА 1	учет	220	120 0	5	0,2S	30	1,2	6	310	0,906	0	0	0,00 1	0,0000	0	0,95 6	1,86 3	1,2	>	1,0	23,9	79,7
ТТ В 220 НПС-3	ТА 1	учет	220	120 0	5	0,2S	30	1,2	6	270	0,789	0	0	0,00 1	0,0000	0	0,84 0	1,62 9	1,2	>	0,8	21,0	70,0
ТТ ОВ 220	ТА 1	учет	220	120 0	5	0,2S	30	1,2	10	430	0,754	0	0	0,00 1	0,0000	0	0,80 4	1,55 9	1,2	>	0,8	20,1	67,0
ТТ В 220 Горин	ТА 1	учет	220	120 0	5	0,2S	30	1,2	10	370	0,649	0	0	0,00 1	0,0000	0	0,69 9	1,34 8	1,2	>	0,7	17,5	58,3
ТТ В 220 Парус	ТА 1	учет	220	120 0	5	0,2S	30	1,2	10	450	0,789	0	0	0,00 1	0,0000	0	0,84 0	1,62 9	1,2	>	0,8	21,0	70,0
ТТ В 220 Комсомольская №3	ТА 1	учет	220	120 0	5	0,2S	30	1,2	6	230	0,673	0	0	0,00 1	0,0000	0	0,72 3	1,39 5	1,2	>	0,7	18,1	60,2
ТТ В 220 Комсомольская №2	ТА 1	учет	220	120 0	5	0,2S	30	1,2	10	470	0,825	0	0	0,00 1	0,0000	0	0,87 5	1,69 9	1,2	>	0,9	21,9	72,9
ТТ В 220 Комсомольская №1	ТА 1	учет	220	120 0	5	0,2S	30	1,2	10	390	0,684	0	0	0,00 1	0,0000	0	0,73 4	1,41 8	1,2	>	0,7	18,4	61,2

Результаты расчета нагрузок ТН приведены в таблице 3, а выбор сечения кабелей и автоматических выключателей приведены в таблице 4.

Таблица 3 - Результаты расчета нагрузок ТН

Трансформатор напряжения		ТН-1 220	ТН-2220
Вторичная обмотка (назначение)		Осн. №1 А, В, С, N	Осн. №1 А,В, С, N
Класс точности		0,2	0,2
Номинальная мощность вторичной обмотки, ВА		120	120
Предельная мощность вторичной обмотки, ВА		1000	1000
Потребители			
РЗ	Потребление, ВА	0	0
	Количество	0	0
ПА	Потребление, ВА	0	0
	Количество	0	0
РАС	Потребление, ВА	0	0
	Количество	0	0
ОМП	Потребление, ВА	0	0
	Количество	0	0
АИИС КУЭ	Потребление, ВА	1,2	1,2
	Количество	5	4
АСУ ТП, измерения	Потребление, ВА	0,0	0,0
	Количество	0	0
СМиУКЭ	Потребление, ВА	0,0	0,0
	Количество	0	0
Догрузочный резистор	Потребление, ВА	4-0,0	40,0
	Количество	1	1
Суммарная нагрузка на обмотку ТН в рабочем режиме		46,00	44,80
Суммарная нагрузка на обмотку ТН в ремонтном режиме		50,80	50,80
Коэффициент загрузки ТН в рабочем режиме, %		38,3	37,3
Коэффициент загрузки ТН в рабочем режиме в допустимом интервале от 25% до 100%		V	V
Коэффициент загрузки ТН в ремонтном режиме, %		42,3	42,3
Коэффициент загрузки ТН в ремонтном режиме до 100%		V	V
Заключение о допустимости применения ТН		V	V
Допустимые падения напряжения, не более, % (согласно п. 3.4.5.2 ПУЭ)			
Счётчиков учета (АИИС КУЭ), ИП		0,25	

Таблица 4 – Расчет падения напряжения в кабелях, расчет токов КЗ и выбор автоматических выключателей

Трансформатор напряжения Обмотка (назначение)		ТН-1 220 Осн. №1 А, В, С, N	ТН-2 220 Осн. №1 А, В, С, N
Кабель Полус ТН - Шкаф зажимов ТН	Тип проводника	ВБШвнг (А)-LS	ВБШвнг (А)-LS
	l _{факт.} , м	5	5
	p, Ом-мм ² /м	0,0175	0,0175
	S _{прин.} (фазный), мм ²	16	16
	R _{факт.} (фазный). Ом	0,005	0,005
	ΔU _{факт.} , В	0,0083	0,0083
	ΔU _{факт.} , %	0,01	0,01
Кабель Шкаф зажимов ТН - Шкаф РПР АИИС КУЭ 220 кВ	Марка	ВБШвнг (А)-LS	ВБШвнг (А)-LS
	l _{факт.} , м	230	350
	p, Ом-мм ² /м	0,0175	0,0175
	S _{прин.} (фазный), мм ²	16	16
	R _{факт.} (фазный). Ом	0,252	0,383
	ΔU _{факт.} , В	0,09	0,13
	ΔU _{факт.} , %	0,16	0,23
Кабель Шкаф РПР АИИС КУЭ 220 кВ - Шкафы счётчиков 220 кВ	Марка	КВВГЭнг (А)-LS	КВВГЭнг (А)-LS
	l _{факт.} , м	6	6
	p, Ом-мм ² /м	0,0175	0,0175
	S _{прин.} (фазный), мм ²	2,5	2,5
	R _{факт.} (фазный). Ом	0,042	0,042
	ΔU _{факт.} , В	0,10	0,15
	ΔU _{факт.} , %	0,18	0,25
Сеть	I _{ном} , А	2,08	2,08
	I _{ном} , А	6	6
Автоматический выключатель	I _{откл.доп.} , А	6000	6000
	I _{отс} /I _{ном}	5	5

2.3 Трансформаторы тока

«Согласно ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия» пределы допускаемой токовой и угловой погрешностей ТТ класса точности 0,2S при измерениях в рабочих условиях применения при установившемся режиме соответствуют значениям, указанным в таблице 5» [3].

Таблица 5 - Предел допускаемой погрешности ТТ

«Класс точности	Первичный ток, % от номинальног о	Предел допустимой погрешности			Предел вторичной нагрузки, % от номинальной
		Токовой, %	Угловой		
			Мин	Срад	
0,2S	1	±0,75	±30	±0,9	25-100» [3]
	5	±0,35	±15	±0,45	
	20	±0,2	±10	±0,3	
	100	±0,2	±10	±0,3	
	120	±0,2	±10	±0,3	

«Коэффициент трансформации ТТ должен быть выбран таким образом, чтобы при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40 % номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5 %» [3].

2.4 Трансформаторы напряжения

«Согласно ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические требования» пределы допускаемой погрешности напряжения и угловой погрешности ТН класса точности 0,2 при измерениях в рабочих условиях при установившемся режиме работы соответствуют значениям, указанным в таблице 6» [2].

Таблица 6 – Предел допускаемой погрешности ТН

«Класс точности»	Предел допустимой погрешности		
	Напряжения, %	Угловой, %	
		Мин	Срад
0,2	±0,2	±10	±0,3» [2]

2.5 Перечень информационно-измерительных каналов (ИИК)

Информация для информационно-измерительных каналов (ИИК) для ПС 220 кВ ГПП-4 приведена в таблицах 7, 8.

Таблица 7 – Перечень информационно-измерительных каналов (ИИК) для точек учета 220 кВ, заменяемых в данной работе

Класс напряжения присоединений	Наименование присоединений	Электросчетчик				Трансформатор напряжения				Трансформатор тока				Примечание
		Вид учёта (КУ/ТУ)	Класс точности акт./реакт. энер.	Направления учёта, шт.	Межповерочный интервал, лет, не менее	Класс точности	Фазы	Межповерочный интервал, лет, не менее	Коэффициент трансформации	Класс точности	Фазы	Межповерочный интервал, лет, не менее	Коэффициент трансформации	
220 кВ	ВЛ 220 кВ Комсомольска я ГПП-4 №3	ТУ	0,2S/0,5	2	12	0,2	3	8	$220/\sqrt{3}; 0,1/\sqrt{3}$	0,2S	3	8	1200/5	-
	ВН АТ №1	ТУ	0,2S/0,5	2	12	0,2	3	8	$220/\sqrt{3}; 0,1/\sqrt{3}$	0,2S	3	8	1200/5	-
	ВН АТ №2	ТУ	0,2S/0,5	2	12	0,2	3	8	$220/\sqrt{3}; 0,1/\sqrt{3}$	0,2S	3	8	1200/5	-
	ВЛ 220 кВ Горин – ГПП-4	ТУ	0,2S/0,5	2	12	0,2	3	8	$220/\sqrt{3}; 0,1/\sqrt{3}$	0,2S	3	8	1200/5	-
	ВЛ 220 кВ ГПП-4 – Парус	ТУ	0,2S/0,5	2	12	0,2	3	8	$220/\sqrt{3}; 0,1/\sqrt{3}$	0,2S	3	8	1200/5	-

Продолжение таблицы 7

Класс напряжения присоединений	Наименование присоединений	Электросчетчик				Трансформатор напряжения				Трансформатор тока				Примечание
		Вид учёта (КУ/ТУ)	Класс точности акт./реакт. энер.	Направления учёта, шт.	Межповерочный интервал, лет, не менее	Класс точности	Фазы	Межповерочный интервал, лет, не менее	Коэффициент трансформации	Класс точности	Фазы	Межповерочный интервал, лет, не менее	Коэффициент трансформации	
220 кВ	ВЛ 220 кВ Комсомольска – ГПП-4 №2 с отпайкой на ПС Старт	КУ	0,2S/0,5	2	12	0,2	3	8	$220/\sqrt{3}$; $0,1/\sqrt{3}$	0,2S	3	8	1200/5	-

Таблица 8 – Перечень информационно-измерительных каналов (ИИК) для точек учета 220 кВ, переносимых в данной работе

Класс напряжения присоединений	Наименование присоединений	Электросчетчик				Трансформатор напряжения				Трансформатор тока				Примечание
		Вид учёта (КУ/ТУ)	Класс точности акт./реакт. энер.	Направления учёта, шт.	Межповерочный интервал, лет, не менее	Класс точности	Фазы	Межповерочный интервал, лет, не менее	Коэффициент трансформации	Класс точности	Фазы	Межповерочный интервал, лет, не менее	Коэффициент трансформации	
220 кВ	ВЛ 220 кВ НПС-2 - ГПП-4	КУ	0,2S/0,5	2	12	0,2	3	8	$220/\sqrt{3}$; $0,1/\sqrt{3}$	0,2S	3	8	1200/5	-
	ВЛ 220 кВ ГПП-4 – НПС-3	КУ	0,2S/0,5	2	12	0,2	3	8	$220/\sqrt{3}$; $0,1/\sqrt{3}$	0,2S	3	8	1200/5	-

Продолжение таблицы 8

Класс напряжения присоединений	Наименование присоединений	Электросчетчик				Трансформатор напряжения				Трансформатор тока				Примечание
		Вид учёта (КУ/ТУ)	Класс точности акт./реакт. энер.	Направления учёта, шт.	Межповерочный интервал, лет, не менее	Класс точности	Фазы	Межповерочный интервал, лет, не менее	Коэффициент трансформации	Класс точности	Фазы	Межповерочный интервал, лет, не менее	Коэффициент трансформации	
220 кВ	Обходной выключатель 220 кВ	КУ	0,2S/0,5	2	12	0,2	3	8	$220/\sqrt{3}$; $0,1/\sqrt{3}$	0,2S	3	8	1200/5	-
	ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП-4 №1 с отпайкой на ПС Старт	КУ	0,2S/0,5	2	12	0,2	3	8	$220/\sqrt{3}$; $0,1/\sqrt{3}$	0,2S	3	8	1200/5	-

2.6 Решения по электропитанию устройств АИИС КУЭ

Электропитание вновь проектируемого и переносимого оборудования АИИС КУЭ (счетчики электроэнергии присоединений 220 кВ) в составе шкафа счетчиков 220 кВ №1 и №2, осуществляется через существующий ИБП в составе шкафа УСПД [16].

Электропитание переносимых счетчиков электроэнергии АТ №1 и АТ №2 предусматривается от ИБП в шкафу ТКУ-2 в ЗРУ 10 кВ.

2.7 Решения по защите компонентов АИИС КУЭ от несанкционированного доступа

Сохранность передаваемой информации обеспечивается защитой от несанкционированного доступа оборудования ИИК, ИВКЭ и каналов связи.

«В процессе эксплуатации ИИК должны быть приняты меры, исключающие несанкционированное увеличение допустимой нагрузки во вторичных цепях трансформаторов тока и напряжения. Для обеспечения выполнения этого требования необходимо опломбирование или маркирование знаками визуального контроля всех разъемных соединений электрических цепей, подключение к которым дополнительных технических устройств или замена может привести к увеличению допустимой нагрузки на измерительные трансформаторы.

Подключение электросчетчиков к измерительным обмоткам трансформаторов тока осуществляется через пломбируемые клеммные коробки отдельно от вторичных обмоток цепей релейной защиты, электроизмерительных и фиксирующих приборов» [14].

Подключение электросчетчиков к трансформаторам напряжения осуществляется отдельным кабелем, защищенным от короткого замыкания автоматическим выключателем.

«При отсутствии возможности пломбирования вторичных выводов ТТ и ТН, автоматических выключателей необходимо произвести маркирование знаками визуального контроля.

Маркирование знаками визуального контроля клеммных соединений осуществляется только при условии снятия с них напряжения с соблюдением действующих правил техники безопасности.

Все шкафы с активным оборудованием имеют механические замки. Кабельные проводки ведутся в кабельных лотках» [6], [13].

«При отсутствии возможности пломбирования перечисленных выше объектов, необходимо производить маркирование знаками визуального контроля путем закрепления их поверх места стыковки элементов корпуса.

Шкафы, в которых размещается оборудование АИИС, пломбируются таким образом, чтобы любой доступ к оборудованию был возможен только при снятии пломбы. Все контактные соединения вторичных цепей (включая соединения измерительных приборов) измерительных трансформаторов маркируются в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 27.12.1997г. N 1619 «О ревизии средств учета электрической энергии и маркировании их специальными знаками визуального контроля». Испытательные клеммные колодки, клеммные коробки измерительных трансформаторов пломбируются в соответствии с их технической документацией. Все средства защиты информации, включая криптографические, поставляются с соответствующими государственными сертификатами» [12].

Контроллер УСПД обеспечивает ввод и корректировку значений параметров настройки в оперативной памяти, с фиксацией времени корректировки и кода оператора. Для защиты от несанкционированного доступа предусмотрена программная и аппаратная защита от просмотра и изменений параметров контроллера. Программная защита заключается в использовании пароля, который необходимо ввести оператору для доступа к изменению параметров контроллера.

«Счетчики имеют встроенные программные (пароль) и аппаратные (аппаратная блокировка) способы защиты от несанкционированного доступа к данным. Кроме того, поскольку в счетчиках нет движущихся частей, счетчики невосприимчивы к попыткам механического воздействия, которые могут иметь место с электромеханическими счетчиками. Аудиторская способность счетчика обеспечивает запись времени:

- выключения/включения счетчика;
- коррекции времени и даты;

- коррекции расписания праздничных дней;
- коррекции тарифного расписания;
- сброса регистров накопленной энергии;
- открытия/закрытия защитной верхней крышки счетчика;
- открытия/закрытия крышки контактной колодки» [7].

Счетчики имеют два уровня опломбирования:

- «верхняя крышка счетчика пломбируется путем нанесения оттиска ОТК предприятия-изготовителя и службой, осуществляющей поверку счетчика;
- защитная крышка контактной колодки пломбируется организацией, обслуживающей счетчик.

Программно-аппаратная защита счетчиков:

- на заводе-изготовителе устанавливается программно-аппаратная блокировка, запрещающая полное перепрограммирование счетчика, т. е. изменение измеряемых данных, коэффициентов трансформации, данных профиля нагрузки, постоянных и т.д.;
- перепрограммирование возможно только после открытия канала связи со счетчиком и ввода пароля второго уровня доступа.

Программная защита заключается в том, что программное обеспечение счетчика позволяет установить три уровня паролей:

- уровень пользователя;
- уровень «хозяина»;
- заводской уровень.

На первом уровне доступа разрешается:

- считывать параметры и данные;
- программировать сетевой адрес и пароль первого уровня доступа;
- корректировать время и управлять состоянием выхода телеуправления» [8].

На втором уровне доступа разрешается:

- управлять счетчиками;
- изменять (перепрограммировать) уставки и параметры.

«Организационным мероприятием, ограничивающим доступ к оборудованию ИИК, является составление списка лиц, имеющих право доступа к названному оборудованию» [7]. Режим допуска и список допущенных лиц оформляется приказом по предприятию и утверждается главным инженером.

2.8 Обеспечение целостности и сохранности данных

«В проектируемой АИИС КУЭ обеспечивается целостность и сохранность данных при отключении электропитания, при выходе из строя отдельных комплексов и модулей, включая выход из строя измерительного оборудования и каналов связи. АИИС КУЭ остается работоспособной при отключении электропитания на время работы от ИБП в составе существующего шкафа УСПД.

При отключениях электропитания, отказах технических средств, измерительного оборудования и каналов связи в комплексах АИИС КУЭ вводится алгоритм процедуры блокирования записи ложной информации. После восстановления электропитания, вводится алгоритм процедуры восстановления требуемого объема информации по всей иерархии АИИС КУЭ до времени, определенного регламентом.

В АИИС КУЭ обеспечивается сохранность информации при возникновении любых нештатных ситуаций, а также при авариях. Авариями - потеря питания и отказы (потери работоспособности) технических и программно-технических средств, измерительного оборудования и каналов связи» [11].

«Защита от потери информации при авариях обеспечивается следующими мероприятиями:

- для электросчетчиков и их соединительных связей с УСПД и сервером ИВК - путем оперативного (раз в 30 мин. или раз в час) вычисления небаланса электроэнергии объекта, сравнения его с доступным значением и выдачи персоналу сообщения при нарушениях;
- для УСПД при потере питания — путем электропитания от существующего ИБП в составе шкафа УСПД, а также путем хранения данных и программных средств в энергонезависимой памяти;
- для УСПД при аппаратных отказах — путем регулярной (не реже раза в сутки) передачи данных с объекта в центр сбора информации» [7].

2.9 Решения по комплексу технических средств

2.9.1 Основные решения по измерительным трансформаторам тока, напряжения и их вторичным цепям

«Трансформаторы тока по своим техническим и метрологическим характеристикам должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015» [3].

Трансформаторы напряжения по своим техническим и метрологическим характеристикам соответствуют требованиям ГОСТ 1983-2015.

Класс точности ТТ 220 кВ – 0,2S.

Класс точности ТН 220 кВ – 0,2.

ТТ и ТН имеют отдельную вторичную обмотку для подключения средств АИИС КУЭ.

Подключение цепей напряжения к счетчикам электроэнергии от существующих ТН осуществляется через шкаф №48 РПР АИИС КУЭ 220 кВ.

2.9.2 Основные решения по выбору счетчика электрической энергии

Технические параметры и метрологические характеристики расчётных электросчётчиков должны отвечать требованиям ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S» [4] и ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии» [5].

«Счетчики, устанавливаемые на ПС должны отвечать следующим требованиям:

- измерение активной и реактивной энергии и мощности с классом точности не хуже 0,2S в режиме многотарифности;
- измерение параметров электросети с нормированными погрешностями;
- фиксацию максимальной мощности нагрузки с заданным усреднением;
- фиксацию даты и времени максимальной активной и реактивной мощности для каждой тарифной зоны;
- запись и хранение данных графика нагрузки и параметров сети в памяти счетчика;
- передачу результатов измерений по цифровым каналам связи;
- автоматический контроль нагрузки и сигнализацию о выходе параметров сети за установленные пределы» [4];
- наличие календаря и часов (точность хода встроенных энергонезависимых часов не хуже $\pm 5,0$ сек./сутки с внешней автоматической синхронизацией, работающей в составе системы обеспечения единого времени (COEB));
- «наличие «Журнала событий»;

- защита от несанкционированного изменения параметров, а также от записи, при этом защита обеспечивается на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.)» [4];
- наличие резервного источника питания;
- «межповерочный интервал не менее 12-и лет;
- средняя наработка на отказ – не менее 100000 часов» [4];
- наличие двух цифровых выходов интерфейса RS-485 для передачи информации на вышестоящие уровни.

Перечень средств измерений приведен в таблице 9.

Таблица 9 - Перечень средств измерений

Канал учёта		Средство измерения		Наименование измеряемой величины
Номер измерительного канала	Наименование измерительного канала	Вид СИ	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики	
1	ВЛ 220 кВ Комсомольская- ГПП-4 №3	ТТ фазы «А»	Кл. точности 0,2S	Электроэнергия активная и реактивная
		ТТ фазы «В»	Кл. точности 0,2S	
		ТТ фазы «С»	Кл. точности 0,2S	
		ТН	Кл. точности 0,2	
		Счётчик электрической энергии электронный	Кл. точности 0,2S/0,5 I _{ном} =5А, U _{ном} =3×57/100В	
2	Автотрансформатор №1	ТТ фазы «А»	Кл. точности 0,2S	Электроэнергия активная и реактивная
		ТТ фазы «В»	Кл. точности 0,2S	
		ТТ фазы «С»	Кл. точности 0,2S	
		ТН	Кл. точности 0,2	
		Счётчик электрической энергии электронный	Кл. точности 0,2S/0,5 I _{ном} =5А, U _{ном} =3×57/100В	

Продолжение таблицы 9

Канал учёта		Средство измерения		Наименование и измеряемой величины
Номер измерительного канала	Наименование измерительного канала	Вид СИ	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики	
3	ВЛ 220 кВ ГПП-4 – НПС-3	ТТ фазы «А»	Кл. точности 0,2S	Электроэнергия активная и реактивная
		ТТ фазы «В»	Кл. точности 0,2S	
		ТТ фазы «С»	Кл. точности 0,2S	
		ТН	Кл. точности 0,2	
		Счётчик электрической энергии электронный	Кл. точности 0,2S/0,5 I _{ном} =5А, U _{ном} =3×57/100В	
4	Автотрансформатор №2	ТТ фазы «А»	Кл. точности 0,2S	Электроэнергия активная и реактивная
		ТТ фазы «В»	Кл. точности 0,2S	
		ТТ фазы «С»	Кл. точности 0,2S	
		ТН	Кл. точности 0,2	
		Счётчик электрической энергии электронный	Кл. точности 0,2S/0,5 I _{ном} =5А, U _{ном} =3×57/100В	
5	ВЛ 220 кВ НПС-2 - ГПП-4	ТТ фазы «А»	Кл. точности 0,2S	Электроэнергия активная и реактивная
		ТТ фазы «В»	Кл. точности 0,2S	
		ТТ фазы «С»	Кл. точности 0,2S	
		ТН	Кл. точности 0,2	
		Счётчик электрической энергии электронный	Кл. точности 0,2S/0,5 I _{ном} =5А, U _{ном} =3×57/100В	
6	ВЛ 220 кВ Горин-ГПП-4	ТТ фазы «А»	Кл. точности 0,2S	Электроэнергия активная и реактивная
		ТТ фазы «В»	Кл. точности 0,2S	
		ТТ фазы «С»	Кл. точности 0,2S	
		ТН	Кл. точности 0,2	
		Счётчик электрической энергии электронный	Кл. точности 0,2S/0,5 I _{ном} =5А, U _{ном} =3×57/100В	

Продолжение таблицы 9

Канал учёта		Средство измерения		Наименование измеряемой величины
Номер измерительного канала	Наименование измерительного канала	Вид СИ	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики	
7	ОВ-220	ТТ фазы «А»	Кл. точности 0,2S	Электроэнергия активная и реактивная
		ТТ фазы «В»	Кл. точности 0,2S	
		ТТ фазы «С»	Кл. точности 0,2S	
		ТН	Кл. точности 0,2	
		Счётчик электрической энергии электронный	Кл. точности 0,2S/0,5 I _{ном} =5А, U _{ном} =3×57/100В	
8	ВЛ 220 кВ ГПП-4-Парус	ТТ фазы «А»	Кл. точности 0,2S	Электроэнергия активная и реактивная
		ТТ фазы «В»	Кл. точности 0,2S	
		ТТ фазы «С»	Кл. точности 0,2S	
		ТН	Кл. точности 0,2	
		Счётчик электрической энергии электронный	Кл. точности 0,2S/0,5 I _{ном} =5А, U _{ном} =3×57/100В	
9	ВЛ 220 кВ Комсомольская-ГПП-4 №2 с отпайкой на ПС Старт	ТТ фазы «А»	Кл. точности 0,2S	Электроэнергия активная и реактивная
		ТТ фазы «В»	Кл. точности 0,2S	
		ТТ фазы «С»	Кл. точности 0,2S	
		ТН	Кл. точности 0,2	
		Счётчик электрической энергии электронный	Кл. точности 0,2S/0,5 I _{ном} =5А, U _{ном} =3×57/100В	
10	ВЛ 220 кВ Комсомольская-ГПП-4 №1 с отпайкой на ПС Старт	ТТ фазы «А»	Кл. точности 0,2S	Электроэнергия активная и реактивная
		ТТ фазы «В»	Кл. точности 0,2S	
		ТТ фазы «С»	Кл. точности 0,2S	
		ТН	Кл. точности 0,2	
		Счётчик электрической энергии электронный	Кл. точности 0,2S/0,5 I _{ном} =5А, U _{ном} =3×57/100В	

2.10 Система мониторинга и управления качеством электроэнергии

2.10.1 Существующее состояние

В настоящее время на ПС 220 кВ ГПП-4 функционирует система мониторинга и управления качеством электроэнергии (СМиУКЭ)

В шкафу 97р в ОПУ (шкаф ПТК СМиУКЭ) располагается контроллер (PS-01PQ) и измерительные преобразователи (МИП-2).

Контроль осуществляется по двум присоединениям (ввод 110 кВ 1АТ и ВЛ 220 кВ Горин - ГПП-4).

Информация с ПС 220 кВ ГПП-4 передается в ПТК СМиУКЭ ИА ФСК ЕЭС по цифровым каналам связи.

В данной работе не предусматривается изменение системы качества электроэнергии.

2.10.2 Основные технические решения

В данной работе предусматривается перенос шкафа ПТК СМиУКЭ из старого ОПУ в помещение панелей РЗА в новом ОПУ совмещенным с ЗРУ 110 кВ.

В данной работе предусматривается перезавод цепей тока и напряжения в существующий МИП-2 для присоединения ВЛ 220 кВ Горин – ГПП-4. (от существующих ТТ и ТН 220 кВ).

В данной работе не предусматривается перезавод цепей тока и напряжения в существующий МИП-2 для присоединения ввода 110 кВ 1АТ, так как в данной работе не предусматривается реконструкция присоединений 110 кВ.

Выводы по разделу.

Определено существующее состояние системы АИИС КУЭ на ПС.

В шкафу 104 в ОПУ располагается УСПД.

В панели 18Р в ОПУ расположены счетчики присоединений 1АТ (10, 110 кВ), 2АТ (10, 110 кВ), ОМВ 110 кВ, а в шкафу 58Р размещены счетчики

присоединений ВЛ 220 кВ ГПП-4 - НПС-3, ВЛ 220 кВ НПС-2 – ГПП-4, ОСЭВ 220.

Передача данных от счетчиков предусматривается по интерфейсу RS-485 в шкафы технологических коммутационных устройств (ТКУ), далее данные передаются в шкаф центральных коммутационных устройств (ЦКУ).

В ОПУ располагается АРМ АИИС КУЭ.

Резервное питание счетчиков реализовано от шкафов ТКУ.

Синхронизация времени реализована от устройства синхронизации системного времени (УССВ) в шкафу УСПД по GPS.

Изменения в систему АИИС КУЭ вносятся в связи со строительством новой ЛЭП 220 кВ и реконструкцией 11 ячеек 220 кВ на ОРУ 220 кВ, предусматривающей замену морально и физически устаревшего электрооборудования.

В данной работе предусматривается установка нового шкафа счетчиков 220 кВ (шкаф счетчиков 220 кВ №2) в помещении панелей РЗА в новом здании ОПУ совмещенном с ЗРУ 110 кВ, перенос шкафа учета (шкаф счетчиков 220 кВ №1) из старого ОПУ в помещение панелей РЗА в новом здании ОПУ, перенос УСПД в новое ОПУ, подключение УСПД к системам передачи данных и интеграция в АСУ ТП, а также организация спутниковой связи.

Подключение проектируемых счетчиков электроэнергии в шкаф счетчиков №2 и переносимых счетчиков электроэнергии в шкаф счетчиков №1 предусматривается по RS-485 к УСПД непосредственно через преобразователь интерфейса RS-485/Ethernet.

В данной работе предусматривается реконструкция каналов связи между шкафами ТКУ-2 и УСПД:

- установка коммутатора в шкаф ТКУ-2;
- установка медиаконвертера в шкаф ТКУ-2;
- установка медиаконвертера в шкаф УСПД.

В качестве канала связи между шкафами УСПД и ТКУ-2 предусматривается оптический Ethernet.

Собранная на подстанции информация по учету электроэнергии передается по основному (ВОЛС) и двум резервным каналам связи (ВОЛС, спутник).

Разработана структурная схема АИИС КУЭ ГПП-4.

В работе выполнен расчет нагрузок по трансформаторам тока каждого из присоединений, выбор и проверка мощности вторичных обмоток трансформаторов тока, сечений кабелей.

Произведены расчеты нагрузок трансформаторов напряжения, выбор сечения кабелей, расчет падения напряжения в кабелях, расчет токов КЗ и выбор автоматических выключателей.

ТТ выбраны класса точности 0,2S, а ТН класса точности 0,2. ТТ и ТН имеют отдельную вторичную обмотку для подключения средств АИИС КУЭ.

Определены требования к счетчикам электрической энергии.

Электропитание вновь проектируемого и переносимого оборудования АИИС КУЭ (счетчики электроэнергии присоединений 220 кВ) в составе шкафа счетчиков 220 кВ №1 и №2, осуществляется через существующий ИБП в составе шкафа УСПД.

Рассмотрены вопросы информационной безопасности, обеспечения целостности и сохранности данных.

Заключение

Цель бакалаврской работы заключалась в разработке технических мероприятий по модернизации системы АИИСКУЭ ПС 220 кВ ГПП-4 в связи со строительством новой ЛЭП 220 кВ и заменой морально и физически устаревшего электрооборудования ОРУ 220 кВ.

Определены цель функционирования и функции, выполняемые системой АИИС КУЭ.

«АИИС КУЭ ПС 220 кВ ГПП-4 состоит из следующих функциональных подсистем:

- измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ)» [9].

Составлен перечень работ, которые должны быть произведены при модернизации АИИС КУЭ ПС.

Определены функции, выполняемые в автоматическом режиме работы АИИС КУЭ и по запросу.

Определен состав профиля нагрузки, порядок расчета мощностей и периодичность записи его в память счетчика. Вычисление мощностей трехфазной системы производится алгебраически (с учетом знака направления) суммированием соответствующих мощностей однофазных измерений.

Знаки мощностей однофазных измерений формируются по-разному, в зависимости от конфигурирования счетчика (однонаправленный, двунаправленный).

Составлены требования к объему самодиагностики и ведению журнала событий. В ИИК, ИВКЭ выполняются тестовые самопроверки. Синхронизация времени включает в себя:

- проверку и синхронизацию времени УСПД ИВКЭ с ИВК;

- проверку и синхронизацию времени счетчиков электрической энергии.

Определены средства и способы связи между компонентами системы (между счетчиками ИИК и УСПД ИВКЭ, между ИВКЭ и сервером сбора данных ИВК).

Определено существующее состояние системы АИИС КУЭ на ПС.

В шкафу 104 в ОПУ располагается УСПД.

В панели 18Р в ОПУ расположены счетчики присоединений 1АТ (10, 110 кВ), 2АТ (10, 110 кВ), ОМВ 110 кВ, а в шкафу 58Р размещены счетчики присоединений ВЛ 220 кВ ГПП-4 - НПС-3, ВЛ 220 кВ НПС-2 – ГПП-4, ОСЭВ 220.

Передача данных от счетчиков предусматривается по интерфейсу RS-485 в шкафы технологических коммутационных устройств (ТКУ), далее данные передаются в шкаф центральных коммутационных устройств (ЦКУ).

В ОПУ располагается АРМ АИИС КУЭ.

Резервное питание счетчиков реализовано от шкафов ТКУ.

Синхронизация времени реализована от устройства синхронизации системного времени (УССВ) в шкафу УСПД по GPS.

Изменения в систему АИИС КУЭ вносятся в связи со строительством новой ЛЭП 220 кВ и реконструкцией 11 ячеек 220 кВ на ОРУ 220 кВ, предусматривающей замену морально и физически устаревшего электрооборудования.

В данной работе предусматривается установка нового шкафа счетчиков 220 кВ (шкаф счетчиков 220 кВ №2) в помещении панелей РЗА в новом здании ОПУ совмещенном с ЗРУ 110 кВ, перенос шкафа учета (шкаф счетчиков 220 кВ №1) из старого ОПУ в помещение панелей РЗА в новом здании ОПУ, перенос УСПД в новое ОПУ, подключение УСПД к системам передачи данных и интеграция в АСУ ТП, а также организация спутниковой связи.

Подключение проектируемых счетчиков электроэнергии в шкаф счетчиков №2 и переносимых счетчиков электроэнергии в шкаф счетчиков

№1 предусматривается по RS-485 к УСПД непосредственно через преобразователь интерфейса RS-485/Ethernet.

В данной работе предусматривается реконструкция каналов связи между шкафами ТКУ-2 и УСПД:

- установка коммутатора в шкаф ТКУ-2;
- установка медиаконвертера в шкаф ТКУ-2;
- установка медиаконвертера в шкаф УСПД.

В качестве канала связи между шкафами УСПД и ТКУ-2 предусматривается оптический Ethernet.

Собранная на подстанции информация по учету электроэнергии передается по основному (ВОЛС) и двум резервным каналам связи (ВОЛС, спутник).

Разработана структурная схема АИИС КУЭ ГПП-4.

В работе выполнен расчет нагрузок по трансформаторам тока каждого из присоединений, выбор и проверка мощности вторичных обмоток трансформаторов тока, сечений кабелей.

Произведены расчеты нагрузок трансформаторов напряжения, выбор сечения кабелей, расчет падения напряжения в кабелях, расчет токов КЗ и выбор автоматических выключателей.

ТТ выбраны класса точности 0,2S, а ТН класса точности 0,2. ТТ и ТН имеют отдельную вторичную обмотку для подключения средств АИИС КУЭ.

Определены требования к счетчикам электрической энергии.

Электропитание вновь проектируемого и переносимого оборудования АИИС КУЭ (счетчики электроэнергии присоединений 220 кВ) в составе шкафа счетчиков 220 кВ №1 и №2, осуществляется через существующий ИБП в составе шкафа УСПД.

Рассмотрены вопросы информационной безопасности, обеспечения целостности и сохранности данных.

Список используемой литературы

1. Васильев А. А. Электрическая часть станций и подстанций. М.: Энергия. 2000. 608 с.
2. ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136398> (дата обращения: 17.10.2024).
3. ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136399> (дата обращения: 16.10.2024).
4. ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200098806> (дата обращения: 18.10.2024).
5. ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200098807> (дата обращения: 18.10.2024).
6. ГОСТ 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,5S и 0,5. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200039104> (дата обращения: 07.09.2024).
7. ГОСТ Р 51275 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200057516> (дата обращения: 23.09.2024).
8. ГОСТ Р 52069.0 Защита информации. Система стандартов. Основные положения. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200102287> (дата обращения: 23.09.2024).

9. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции: учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.
10. Марков В.С. Главные электрические схемы и схемы питания собственных нужд электростанций и подстанций: учебное пособие. Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2020. 192 с. ISBN 978-5-9729-0403-7. URL: <https://znanium.com/catalog/product/1167711> (дата обращения: 15.09.2024).
11. Положение о порядке проведения ревизии и маркирования специальными знаками визуального контроля средств учета электрической энергии. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901719833> (дата обращения: 09.09.2024).
12. Постановлением Правительства РФ от 27.12.1997г. N 1619 О ревизии средств учета электрической энергии и маркировании их специальными знаками визуального контроля URL: <https://base.garant.ru/175721/> (дата обращения: 10.10.2024).
13. ПОТ Р М-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200007226> (дата обращения: 21.09.2024).
14. Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901839683?marker=6540IN> (дата обращения: 26.09.2024).
15. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. Москва: ИНФРА-М, 2023. 832 с. ISBN 978-5-16-018172-1. URL: <https://znanium.com/catalog/product/1910868> (дата обращения: 12.10.2024).
16. РД 34.20.116-93 Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200031853> (дата обращения: 09.10.2024).

17. РМ4-4-85 Системы автоматизации технологических процессов. Проектирование систем электропитания. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200057215> (дата обращения: 07.10.2024).
18. СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства URL: <https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.044-2010.pdf> (дата обращения: 16.10.2024).
19. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.10.248-2017_.pdf (дата обращения: 17.10.2024).
20. Техническая информация о ПС 220 кВ ГПП-4 URL: https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/future_plan/public_discussion/2024/final/75_KHa_barovskii_krai.pdf (дата обращения: 20.10.2024).
21. Технические требования к автоматизированным информационно-измерительным системам коммерческого учета электроэнергии (мощности) субъектов ОРЭ. URL: <http://petroenergocenter.ru/articles/avt2-2/> (дата обращения: 13.09.2024).
22. Brando G., Cervone A., Del Pizzo A., Dannier A., Bova B. A Distribution Power Electronic Transformer with MMC // Applied Sciences. 2018 PP. 1-12.
23. Hase Y. Handbook of Power System Engineering. England: John Wiley & Sons, 2011. 401 p.
24. Hickey R.B., Robert B. Electrical Engineer's Portable Handbook. USA: McGraw-Hill Companies, 2012. 575 p.
25. Whitaker J.C. AC power systems. 4rd ed. California: CRC Press is an imprint of Taylor & Francis Group, 2014. 428 p.
26. Zamboti M., Fortes M.Z., Fernandes H.S., Moura M.B., Guadelupe P., Fernandes N.C. Software to manage transformers using intelligent electronic device // Ingenieria e Investigacion. 2016. V 36. N 1. PP. 85-89.