

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем
электроснабжения
(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Внедрение АСКУЭ на подстанции «Ахлебинино» села
Николаевское»

Студент

Е.В. Маряхин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

В.А. Шаповалов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

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

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Допустить к защите

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

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

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

Оглавление

Введение.....	3
Глава 1. Анализ существующих систем учета.....	5
1.1. Виды систем учета электроэнергии.....	5
1.2. Обоснование выбора АСКУЭ на подстанции «Ахлебинино».....	5
1.3 Исследование влияния внедренной АСКУЭ на потери электроэнергии	8
Глава 2. Разработка мероприятий по автоматизации учета количества потребленной и выданной электрической энергии.....	12
2.1 Очередность создания системы и объем каждой очереди.....	12
2.2 Основные технические решения.....	14
2.3 Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие.....	32
Глава 3. Оценка показателей эффективности от внедрения системы автоматизации.....	38
3.1 Основные положения по оценке надежности АИИС КУЭ.....	38
3.2 Идентификация АИИС КУЭ.....	39
3.3 Цели расчета надежности.....	40
3.4 Выбор номенклатуры расчетных показателей надежности.....	40
3.5 Исходные данные.....	42
3.6 Расчет показателей надежности.....	43
3.7 Представление результатов расчета.....	61
3.8 Анализ результатов расчета и выбора оборудования.....	63
3.9 Расчет необходимого комплекта ЗИП.....	64
Заключение.....	70
Список используемых источников.....	72

ВВЕДЕНИЕ

В последнее время в связи с удорожанием энергоресурсов в России возникла необходимость выделить в отдельную отрасль измерение и учет всех видов энергоресурсов. Учёт энергоресурсов имеет колоссальное значение при их производстве и потреблении.

Современное оборудование и технологии способны обеспечить надежный учет и контроль электроэнергии, что позволяет использовать их наиболее эффективным образом.

«Современная цивилизованная торговля энергоресурсами основана на использовании автоматизированного приборного энергоучета, сводящего к минимуму участие человека на этапе измерения, сбора и обработки данных и обеспечивающего достоверный, точный, оперативный и гибкий учет.» [6]

На подстанциях, отнесенных к единой национальной (общероссийской) электрической сети с целью комплексного решения задач коммерческого и технического учета электроэнергии, целенаправленного управления режимами электропотребления и обеспечения надежности электроснабжения создаются автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), осуществляющие коммерческий учет электроэнергии в соответствии с требованиями оптового рынка электроэнергии.

Высокое качество, своевременность и достоверность информации, передаваемой от подстанций на верхние уровни энергосистемы, являются главными критериями в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии. Для соответствия этим критериям на подстанциях производят ввод автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности.

АИИС КУЭ с техническим учетом электроэнергии позволяет получить картину энергопотребления каждого присоединения ПС в режиме максимально приближенном к реальному времени и, соответственно,

планировать подключение новых присоединений с максимальной эффективностью.

Помимо автоматизации процесса коммерческого и технического учета электроэнергии и мощности на ПС, АИИС КУЭ также предназначается для контроля распределения и потребления электроэнергии и мощности, проходящей через все присоединения ПС.

Объектом автоматизации является ПС 110/10 кВ «Ахлебинино», входящая в зону обслуживания филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» Калугаэнерго. Место расположения ПС: Калужская обл., Перемышльский район, с. Николаевское.

Целью магистерской диссертации является повышение надежности снабжения электроэнергией потребителей на подстанции «Ахлебинино».

Поставленная цель требует решения следующих задач:

1. Анализ существующих систем учета.
2. Разработка мероприятий по автоматизации учета количества потребленной и выданной электрической энергии.
3. Оценка показателей эффективности от внедрения системы автоматизации.

Глава 1. Анализ существующих систем учета

1.1. Виды систем учета электроэнергии

Различают расчетный (коммерческий) учет электроэнергии и технический учет. Расчетным учетом электроэнергии называют учет отпущенной потребителям электроэнергии для денежного расчета за неё. Техническим (контрольным) учетом электроэнергии называется учет для контроля расхода электроэнергии в зданиях, внутри предприятий и т.п.

«Счетчики электроэнергии, устанавливаемые для расчетного учета, называются расчетными. Счетчики, устанавливаемые для технического учета, называются счетчиками технического учета. В общем случае учет электроэнергии не ограничивается расчетным и техническим учетом для здания или предприятия.» [23]

1.2. Обоснование выбора АСКУЭ на подстанции «Ахлебинино»

«Потребление электроэнергии в настоящее время представляет большой интерес для энергетических компаний, которым необходим точный профиль для управления установленными системами, а также для разработки будущих расширений и изменений.» [18, 30]

«Потребность в росте эффективности и надежности электросетей способствует развитию интеллектуальных сетей электроснабжения.» [17]

«Полностью интеллектуальная сеть будущего позволит бытовым приборам обмениваться данными со смарт-счетчиками и обеспечить возможность сетей для эффективного использования инфраструктуры, реагирования на запросы и управления энергопотреблением.» [19, 27]

Объектом автоматизации является ПС 110/35/10 кВ «Ахлебинино», входящая в зону обслуживания филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» Калугаэнерго.

Целью создания и функционирования Автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии

и мощности (АИИС КУЭ) является измерение и автоматизированный учет количества потребленной и выданной электрической энергии в соответствии с однолинейной электрической схемой и перечнем точек учета для определения величин учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии.

«АИИС КУЭ ПС «Ахлебинино» должна обеспечивать автоматизацию следующих основных функций:

- измерение, обработка, накопление, хранение и отображение микропроцессорными электросчетчиками на местах их установки измерительной информации о потребленной и выданной активной и реактивной энергии и мощности;

- сбор данных измерений от коммерческих и технических счетчиков по цифровым интерфейсам;

- сбор информации о состоянии объектов измерений (положение коммутационных аппаратов присоединений коммерческого учета электроэнергии на подстанции) с интервалом 1 минута;

- поддержание единого системного времени с целью обеспечения синхронных измерений;

- контроль качества переданной (полученной) электроэнергии;

- контроль достоверности данных;

- вычисление балансов электроэнергии на объекте по уровням напряжения и по объекту в целом в заданные моменты или периоды времени;

- определение потерь электроэнергии при ее передаче;

- передачу результатов измерений, информации о состоянии средств и объектов измерений (не реже 1 раза в сутки) заинтересованным субъектам ОРЭ и Системному оператору в протоколах стандарта МЭК;

- формирование XML документов, удовлетворяющих требованиям Приложения 11.1.1 (Положения о реестре субъектов ОРЭ);

- формирование электронной цифровой подписи (ЭЦП) для XML документов;

- передачу (по запросу) результатов измерения количественных параметров электроэнергии и информации о сбоях в системе в АСУ ТП ПС в протоколе МЭК 60870-5-104;

- хранение результатов измерений, данных о состоянии средств и объектов измерений;

- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;

- настройку и конфигурирование системы.» [10]

«АИИС КУЭ должна иметь два уровня:

- первый уровень включает в себя измерительно-информационные комплексы (ИИК) точек коммерческого и технического учета;

- второй уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ).» [4]

«ИИК обеспечивает автоматическое проведение измерений в точке измерений, ведение журнала событий. В его состав входят:

- счетчики электрической энергии;

- измерительные трансформаторы тока и напряжения;

- вторичные измерительные цепи. Дополнительно на ИИК возлагается функция автоматического расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки.

ИВКЭ содержит программно-технические средства, обеспечивающие:

- интерфейс доступа к информации по учету электроэнергии в ИИК;

- сбор информации по учету электроэнергии от ИИК;

- сбор и обработку информации о состоянии средств измерений;

- сбор и обработку информации о состоянии объектов измерений;

- автоматическую и автоматизированную (по запросу) передачу результатов измерений в ИВК;

- автоматизированную выдачу информации о 30-минутном электропотреблении по присоединениям и сбоях в системе в АСУ ТП ПС.» [5]

«В состав ИВКЭ входят:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД);
- устройство синхронизации системного времени (УССВ);
- средства передачи информации в ЦСОД.» [14]

1.3 Исследование влияния внедренной АСКУЭ на потери электроэнергии

Предложенная структурная схема выполнена на полный объем развития ПС, и подразумевает установку двух УСПД типа RTU-325H и микропроцессорные счетчики электрической энергии типа СЭТ4ТМ.03.

Информация от счетчиков электрической энергии присоединений 220, 110, 35 кВ и собственных нужд 0,4 кВ собирается УСПД RTU-325H №1 по интерфейсу RS-485, при этом цифровые выходы счетчиков объединяются в магистрали интерфейсов в соответствии с их размещением.

Информация от счетчиков электрической энергии присоединений КРУН 10 кВ собирается УСПД RTU-325H №2, установленного в КРУН, и передается по волоконно-оптической линии связи, с применением конвертеров Ethernet, в УСПД RTU-325H №1. Информация от счетчиков электрической энергии РУ СН 10 кВ передается в УСПД RTU-325H №2 по интерфейсу RS-485. Для защиты от импульсных перенапряжений и предотвращения токовых перегрузок по линиям связи применяются модули грозозащиты. Дискретные сигналы типа “сухой контакт” поступают в УСПД RTU-325H №1 с блок-контактов выключателей 220 кВ, и в УСПД RTU-325H №2 с контактов выключателей 10 кВ. Синхронизация системного времени обеспечивается устройством синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-1 (ИТФ «Системы и технологии», г. Владимир), которое подключается к УСПД RTU-325H №1 по интерфейсу RS-232. УСПД №1 рассылает сигналы синхронизации на счетчики электрической энергии и УСПД №2 при их опросе с точностью не хуже $\pm 5,0$ с/сутки. Для обеспечения контроля качества электрической энергии на шинах КРУН 10 кВ, в шкафу УСПД №1 устанавливаются два ПКЭ. Приборы подключаются к локальной

вычислительной сети (ЛВС) АСУ ТП. Интеграция АИИС КУЭ с АСУ ТП ПС обеспечивается посредством цифрового интерфейса Ethernet. При этом из АИИС КУЭ в АСУ ТП передаются синхронизованные по времени показания счетчиков электроэнергии, сигналы состояния объектов измерений коммерческого учета, а также информация о неисправности компонентов системы (неисправность УСПД, счетчиков). УСПД RTU-325H №1 подключается к локальной вычислительной сети (ЛВС) АСУ ТП через сетевой коммутатор. Собранная в УСПД информация передается в центр сбора и обработки данных (филиал ОАО «МРСК Центра и Приволжья» «Калугаэнерго») по двум каналам связи:

- волоконно-оптическая линия связи (основной);
- коммутируемый телефонный канал (резервный).

«Значения показателей надежности информационно-вычислительных комплексов (ИВК) рекомендуется иметь не ниже заданных:

- коэффициент готовности – не менее 0,99;
- среднее время восстановления - не более 1 часа (при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя).» [9]

«Надежность ИИК, определяется как совокупность надежности измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии. В качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983 и ГОСТ 7746, выбираются средний срок службы и средняя наработка до отказа.» [7]

«Значения показателей надежности счетчиков электроэнергии рекомендуется иметь не ниже заданных:

- средняя наработка на отказ – не менее 35000 часов;
- среднее время восстановления - не более 7 суток (при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя).

Значения показателей надежности СОЕВ рекомендуется иметь не ниже заданных:

- коэффициент готовности – не менее 0,95;

– среднее время восстановления – не более 168 часов (при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя).» [7]

«Требования по обеспечению надежности должны выполняться при модернизации, новом строительстве энергообъектов и сопровождении (наличие эксплуатационной документации, ЗИП, паспортов или справок производителя) АИИС, ИВКЭ, ИВК, ИИК и СОЕВ.» [13]

«Выполнение требований к показателям надежности должно подтверждаться расчетами на этапах проектирования, проверкой при испытаниях АИИС и ее компонентов (комплексов), а также подтверждаться в период их эксплуатации. Для повышения надёжности рекомендуется резервирование отдельных компонент АИИС и использование избыточной информации.» [7]

Контроля качества электроэнергии на границах балансовой принадлежности необходим для обеспечения требуемых качественных показателей электроэнергии и уровня обслуживания участников рынка. Согласно ГОСТ 13109-97 «качество электроэнергии определяется по следующим показателям:

- установившееся отклонение напряжения;
- размах изменения напряжения;
- доза фликера;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- отклонение частоты;
- длительность провала напряжения;
- импульсное напряжение;
- коэффициент временного перенапряжения.» [1]

«При определении значений некоторых показателей качества электроэнергии используют следующие вспомогательные параметры электрической энергии:

- частоту повторения изменений напряжения;
- интервал между изменениями напряжения;
- глубину провала напряжения;
- частоту появления провалов напряжения;
- длительность импульса по уровню 0,5 его амплитуды;
- длительность временного перенапряжения.» [8]

«Непрерывный технологический контроль качества электроэнергии должен выполняться на шинах 10 кВ приборами контроля качества электрической энергии, в которых на основании вычислений по мгновенным значениям параметров электрических режимов должны определяться коэффициенты несинусоидальности токов и напряжений, коэффициенты гармоник, коэффициенты несимметрии и др. Информация о результатах контроля качества электроэнергии должна сохраняться в архиве для последующего ретроспективного анализа, отображения на дисплеях АРМ и передачи в центр сбора информации.» [20]

Замена старых счетчиков на более современные позволяет увеличить сбор средств за электроэнергию на 10-20 % за счет повышения достоверности учета. Однако максимальный эффект в этом направлении возможен только при кардинальном повышении точности сбора данных и исключении человеческого фактора. Это достигается путем внедрения автоматизированного учета при помощи АСКУЭ. Помимо точного учета потребления электроэнергии, АСКУЭ позволяют выявлять случаи хищения и несанкционированного подключения потребителей к сети. Это позволяет успешно преодолевать подавляющее большинство факторов, провоцирующих коммерческие потери при передаче электроэнергии.

Глава 2. Разработка мероприятий по автоматизации учета количества потребленной и выданной электрической энергии

2.1 Очередность создания системы и объем каждой очереди

Основным видом деятельности ПС 110/10 кВ «Ахлебинино» является: прием, преобразование и поставка (продажа) электрической энергии по установленным тарифам в соответствии с диспетчерскими графиками электрических нагрузок.

Для обеспечения достоверных данных АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебинино» система должна быть оборудована в таком объеме точек учета, который позволит контролировать оперативный баланс отпускаемой по всем отходящим фидерам электроэнергии.

Стадиями модернизации АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебинино» являются:

- разработка проекта и рабочей документации;
- ввод в действие АИИС КУЭ в объеме обязательных требований, устанавливаемых «Техническими требованиями к АИИС КУЭ ОРЭ».

Объем стадии «ввод в действие АИИС КУЭ в объеме обязательных требований, устанавливаемых «Техническими требованиями к АИИС КУЭ ОРЭ» включает в себя следующие этапы:

- этап «организационной подготовки», включающий в себя реализацию проектных решений по организационной структуре АИИС КУЭ, обеспечению подразделений, участвующих во внедрении системы, соответствующей нормативно-технической документацией;
- этап «комплектация», включающий в себя приобретение серийно выпускаемых изделий согласно спецификации, а также осуществление входного контроля их качества соответствующими службами подрядчика;
- этап «строительно-монтажных работ», объем которого определяется проектной документацией;

– этап «пусконаладочных работ», включающий в себя автономную наладку вновь установленных технических и программных средств, загрузку исходной информации в базу данных и комплексную наладку всех средств системы;

– этап «проведения предварительных испытаний», в ходе которого проводится проверка АИИС КУЭ на работоспособность в соответствии с программой испытаний, устранение неисправностей, корректировка эксплуатационной документации, оформление акта «О приемке АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию» с указанием срока ее проведения;

– этап «опытной эксплуатации», включающий в себя определения фактических значений количественных и качественных характеристик АИИС КУЭ с фиксацией отказов, сбоев, аварийных ситуаций, изменения параметров, документации, замечания эксплуатационного персонала в рабочем журнале, аттестация в Госстандарте России методики выполнения измерений (МВИ) на информационно-измерительный канал (ИИК), сертификация АИИС КУЭ как единичного экземпляра средства измерения с внесением в Госреестр РФ средств измерений, опломбирование средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ с составлением соответствующего акта, оформление акта «О завершении опытной эксплуатации и допуске системы к приемочным испытаниям»;

– этап «приемочные испытания», проводящийся в рамках работы приемочной комиссии, определяющей соответствие АИИС КУЭ, согласно разработанной программе и методике испытаний, требованиям технического задания и проектной документации с оформлением акта «О приемке АИИС КУЭ во временную эксплуатацию» и присвоением класса качества системы;

– этап «временная эксплуатация», включающий в себя мероприятия по устранению замечаний, выявленных во время приемочных испытаний, с оформлением акта «О приемке АИИС КУЭ в постоянную эксплуатацию»;

– этап «постоянная эксплуатация».

Работы по модернизации АИИС КУЭ будут выполняться в следующем порядке:

1. Существующее оборудование АИИС КУЭ, расположенное в ОПУ на ПС подлежит демонтажу.

2. В помещении панелей РЗА, ЩСН (ОПУ) монтируется навесной шкаф УСПД «ЭКОМ3000» с модемом GSM связи.

3. Вновь устанавливаемые счетчики СЭТ-4ТМ.03М.01 размещаются в проектируемых ячейках 10 кВ и монтируются на заводе с прокладкой вторичных цепей. При монтаже ЗРУ-10 кВ прокладываются цепи резервного питания и кабели связи до УСПД в ОПУ.

4. Вновь устанавливаемые счетчики СЭТ-4ТМ.03М.08 размещаются на панели ЩСН (панель ВНЗ) на заводе с прокладкой вторичных цепей. При монтаже ЩСН прокладываются цепи резервного питания и кабели связи до УСПД в ОПУ.

5. Наладка системы проводится поэтапно с учетом последовательности перевода линий на новые присоединения. Система АИИС КУЭ находится постоянно в работе. На данном этапе и при проведении реконструкции системы передача данных осуществляется по каналу GSM связи.

2.2 Основные технические решения

2.2.1 Решения по структуре системы и составляющих ее подсистем.

Структура АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебинино», по требованиям нормативных документов, на каждом предприятии является иерархической и построена на основании стратегии объединения информационно-вычислительных комплексов (ИВК) в единую информационную систему АИИС КУЭ ОАО «МРСК Центра и Приволжья».

Иерархическая структура АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебинино» представляет собой:

1-ый уровень - ИИК. В данный уровень (совокупность точек учета) входят все точки учёта, задействованные в системе АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ

«Ахлебинино». «Данная зона выполняет функцию проведения измерений. ИИК обеспечивает автоматическое проведение измерений в точках измерений. В его состав входят:

- счетчики электрической энергии;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- вторичные измерительные цепи.» [12]

«Трансформаторы тока и напряжения подключаются к счетчикам через коробки испытательные переходные, расположенные около счетчика. Выводы измерительных трансформаторов в цепях коммерческого учета защищены от несанкционированного доступа.» [16] Аналоговые сигналы тока и напряжения поступают на входы счетчика и преобразуются в цифровую форму. Затем выполняется расчет значений потребляемой электрической энергии и запись этих значений в память счетчика.

«2-ой уровень - ИВКЭ. Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ) включает в себя устройство сбора и передачи данных, выполняющего функцию консолидации информации.» [15] УСПД предназначено для накопления и обработки данных, поступающих с 1-го уровня, счётчиков коммерческого учета и передачи в автоматическом режиме информации на вышестоящие уровни АИИС КУЭ, и являются основными источниками легитимной информации для коммерческих расчётов. ИВКЭ обеспечивает:

- автоматический сбор, обработку и хранение информации полученной от ИИК;
- многотарифный учет и оперативный контроль электроэнергии и мощности;
- расчет имеющихся величин по групповым каналам измерения;
- при необходимости контроль состояния электрических схем;
- ведения журнала событий и сбор параметров электросети;
- автоматический сбор и обработку информации о состоянии средств измерений ИИК;

– гибкую настройку и расширенную диагностику с выводом данных в WEB-сервер и на дисплей;

– обеспечивает интерфейсы доступа к этой информации.

«Дополнительно на ИВКЭ возложена функция расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки учета. В состав ИВКЭ входят:

– специализированный промконтроллер (УСПД), обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК и информационно-вычислительный комплекс (ИВК);

– технические средства приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры).» [21]

«УСПД «ЭКОМ-3000М» является модульным, программно конфигурируемым, IBM PC совместимым, промышленным компьютером.» [22] ЭКОМ-3000М находится в пылебрызгозащитном металлическом корпусе со степенью защиты IP66. Навесной шкаф УСПД размещается в ОПУ ПС 110/10 кВ «Ахлебинино».

3-ий уровень – «Уровень сервера АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья». Уровень сервера АИИС КУЭ включает в себя сервер АИИС КУЭ и дополнительные автоматизированные рабочие места (АРМ). Сервер предназначен для сбора и обработки первичной информации, поступающей со 2-го уровня – уровня сбора и передачи данных (УСПД) – ИВКЭ и синхронизации встроенных часов УСПД и нижестоящего уровня (ИИК) по единому астрономическому времени, устанавливаемому устройством синхронизации системного времени (УССВ). Сервер АИИС КУЭ также выступает в качестве основного источника формирования базы данных АИИС КУЭ. Для синхронизации внутренних часов УСПД применено устройство синхронизации времени (УСВ). Оно выполнено на базе GPS-приемника, встроенного в ЭКОМ-3000М, который «принимает сигналы единого календарного времени со спутников системы глобального позиционирования (GPS), находящихся в зоне радиовидимости.» [11] Синхронизация внутренних часов УСПД выполняется автоматически. В

процессе сбора информации из ИИК УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчике и в случае расхождения текущего времени в ИИК с текущим временем ИВКЭ более двух секунд, УСПД автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках.

Электрическое питание оборудования ИВКЭ осуществляется от АВР однофазной сети переменного тока напряжением 220В и частотой 50Гц и выполнено через источник бесперебойного питания (ИБП), который установлен в шкафу УСПД ЭКОМ-3000М. ИБП обеспечивает непрерывность в электроснабжении ИВКЭ за счет использования встроенных аккумуляторов. Также ИБП контролирует значение сетевого напряжения. При выходе значения напряжения за установленные пределы, ИБП автоматически переключается на встроенные аккумуляторы. Структура АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебинино» после модернизации будет включать в себя:

- 46 измерительных каналов (измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики);
- 1 узел сбора и обработки первичной информации (УСПД);
- 1 сервер филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья».

2.2.2 Решения по взаимосвязи со смежными системами.

Выбранные счетчики электрической энергии и мощности СЭТ-4ТМ.03М способны передавать информацию по двум интерфейсам RS-485.

Предусмотрена возможность функционирования смежных систем АИИС КУЭ на следующих уровнях:

- на уровне ИИК (счетчиков) – выбран тип счетчика, способного передавать информацию по двум интерфейсам RS-485;
- на уровне ИВКЭ (УСПД) – в существующем УСПД имеются свободные интерфейсные разъемы для подключения дополнительной каналообразующей аппаратуры.

2.2.3 Решения по режимам функционирования и диагностирования работы системы.

Предусматриваются следующие режимы функционирования АИИС КУЭ ПС «Ахлебинино»:

- штатный режим;
- автономный режим;
- сервисный режим.

Штатный режим.

В штатном режиме все компоненты АИИС работают в заданных режимах. Измерение и расчет потребления электрической энергии выполняется с заданным классом точности в автоматическом режиме. Сбор, обработка и передача информации, синхронизация системного времени АИИС с единым календарным временем выполняется в автоматическом режиме. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в счетчиках, о сбоях в работе оборудования ИВКЭ, оборудования передачи информации. Оборудование функционирует круглосуточно, в автоматическом режиме, при этом не требуется вмешательство обслуживающего персонала.

Автономный режим.

В автономный режим работы АИИС переходит при отказе канала связи. Компоненты АИИС функционируют автономно. ИИК продолжают выполнять измерение приращений активной и реактивной электроэнергии и сохранять данные в архивах счётчиков глубиной до 113 суток. При восстановлении связи УСПД автоматически выполняет сбор пропущенных данных из ИИК и автоматически выполняет запись в базу данных полученной информации.

Сервисный режим.

Сервисный режим работы предназначен для изменения конфигурации АИИС КУЭ, добавления новых объектов учета, а также при ремонте или замене вышедших из строя компонентов АИИС.

2.2.4 Расчетная численность, профессионально-классификационный состав работников, функции обслуживающего персонала подстанции.

В состав оперативно-эксплуатационного персонала входят:

– системный программист (администратор системы), поддерживающий работу аппаратного и программного обеспечения комплекса технических средств АИИС КУЭ;

– системный оператор, осуществляющий контроль работоспособности системы, анализ выработки и отпуска электроэнергии с шин предприятия, проведения энергосберегающих мероприятий;

– инженер по обслуживанию комплекса технических средств АИИС КУЭ.

Требования по квалификации эксплуатационного персонала сведены в таблицу 1.

Таблица 1 - Требования по квалификации эксплуатационного персонала

Персонал	Требования к квалификации
1	2
Администратор (системный программист)	Высшее профессиональное техническое образование, стаж работы в должности инженера АСУП или техника-программиста
Системный оператор	Высшее или среднее профессиональное инженерно-экономическое образование, стаж работы в должности инженера (техника) энергетического направления, знание информационно-вычислительных технологий.

1	2
Инженер	Высшее или среднее профессиональное техническое образование, стаж работы в должности инженера-электрика.

Функции персонала в зависимости от их объёма могут совмещаться. Допущенный к эксплуатации подобной системы персонал должен предварительно пройти обучение и изучить технику безопасности в объёме, предусмотренном в инструкции по эксплуатации системы.

В обязанности обслуживающего персонала входит проведение следующих мероприятий:

- профилактический осмотр (оперативный контроль работы устройств по индикаторам, сравнение текущих показаний на первых трёх уровнях системы, визуальный контроль внешнего вида и надёжности подключения кабелей внешних проводок к зажимам устройств);

- технический осмотр - плановый периодический контроль закрепленным персоналом исправной работы устройств в соответствии с инструкциями по обслуживанию (сравнение текущих показаний на первых трёх уровнях системы);

- внеплановое обслуживание при возникновении неисправностей.

В обязанности персонала осуществившего монтаж и наладку после ввода системы в постоянную эксплуатацию, входит проведение следующих мероприятий:

- гарантийное обслуживание (сопровождение) системы в течение года;
- послегарантийное обслуживание (сопровождение) системы при заключении соответствующего договора;

- настройка системы в случаях изменении ключевых параметров (дискретности учета и сбора, календаря) или расширение системы.

Виды технического обслуживания технических средств АИИС КУЭ ПС «Ахлебинино» сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Виды технического обслуживания

№ п.п	Виды технического обслуживания	Периодичность проведения	Исполнитель
1	Технический осмотр	Раз в месяц	Оперативно-эксплуатационный персонал
2	Эксплуатационная проверка	Два раза в год	Представитель обслуживающей организации. Оперативноэксплуатационный персонал
3	Внеплановое обслуживание	При возникновении необходимости	Представитель обслуживающей организации. Поставщик оборудования

Данные ежемесячного осмотра должны фиксироваться дежурным персоналом в регистрационном журнале. Техническое обслуживание вычислительных средств, входящие в состав АИИС КУЭ, определяется правилами обслуживания ПЭВМ, но должно производиться только допущенным к техническому обслуживанию персоналом. Эксплуатационная проверка производится в соответствии с документацией на систему АИИС КУЭ.

2.2.5 Состав функций, реализуемых АИИС

Перечень функций реализуемых АИИС:

- автоматическое проведение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- автоматическое проведение измерений величин времени и интервалов времени;

- автоматическая коррекция времени в ИИК, ИВКЭ;
- периодический, один раз в 30 минут, автоматический сбор в УСПД ИВКЭ результатов измерений со всех ИИК, входящих в состав данного ИВКЭ;
- периодический, один раз в 30 минут, автоматический сбор в УСПД ИВКЭ данных о состоянии средств измерений («журналов событий») со всех ИИК, входящих в состав данного ИВКЭ;
- автоматическое хранение результатов измерений, состояний средств измерений в памяти ИИК на глубину не менее 113 суток;
- автоматическое хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в памяти ИВКЭ на глубину до 10 лет при отключенном питании;
- контроль достоверности результатов измерений;
- автоматическую передачу результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в Центр сбора информации АИИС ОАО «МРСК Центра и Приволжья»;
- синхронизацию времени ИВКЭ и ИИК с единым календарным временем;
- возможность съема информации со счетчика автономным способом;
- возможность визуального контроля информации на индикаторе счетчика;
- механическую защиту от несанкционированного доступа и пломбирование счетчика;
- механическую защиту от несанкционированного доступа и пломбирование УСПД ИВКЭ;
- защиту от несанкционированного доступа на программном уровне при параметрировании счетчика установкой пароля;
- защиту от несанкционированного доступа на программном уровне при параметрировании УСПД ИВКЭ установкой пароля;
- ведение нормативно-справочной информации;

– предоставление эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным.

2.2.6 Решения по комплексу технических средств (КТС) и его размещению.

Комплекс технических средств АИИС КУЭ ПС «Ахлебинино» включает в себя:

1. Измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Типы и основные характеристики измерительных трансформаторов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Типы и основные характеристики измерительных трансформаторов

Тип	Класс точности	Номер в Госреестре
Трансформаторы тока		
ТОЛ-10-І-14 У2	0,5S	47959-11
ТОЛ-10-М-4 УХЛ2	0,5S	47959-11
ТШП-0,66	0,5S	47957-11
Трансформаторы напряжения		
3хЗНОЛП.4-10 У2	0,5	46738-11

2. Первичные приборы учета электроэнергии – счетчики СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,5S.

В системе используются микропроцессорные многофункциональные счетчики электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03М.01 и СЭТ-4ТМ.03М.08.

Счетчики СЭТ-4ТМ.03М и СЭТ-4ТМ.03М.09 измеряют напряжение (фазное и межфазное), ток по каждой фазе сети, коэффициент мощности, частоту сети, текущее время, дату, температуру внутри счетчика. Кроме того, счетчик может использоваться как измеритель показателей качества

электроэнергии. Счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М зарегистрированы в Госреестре средств измерений под № 36697-08.

Основные технические характеристики:

– класс точности СЭТ-4ТМ.03М.01: 0,5S по активной энергии, 1,0 – по реактивной;

– класс точности СЭТ-4ТМ.03М.08: 0,5S по активной энергии, 1,0 – по реактивной;

– номинальное напряжение: $3\sqrt{(57,7-115)/(100-200)}$ В для СЭТ-4ТМ.03М.01, $3\sqrt{(120-230)/(208-400)}$ В для СЭТ-4ТМ.03М.08;

– номинальный (максимальный) ток: 5 (10) А;

– потребление цепей напряжения: < 1,0 ВА для СЭТ-4ТМ.03М, < 2,5 ВА для СЭТ-4ТМ.03М.08;

– потребление цепей тока: не более 0,1 ВА; – диапазон рабочих температур: минус 40 ... + 60 °С;

– интерфейсный выход: RS-485 (2 выхода);

– импульсные выходы.

«Счетчики типа СЭТ-4ТМ. в составе ИИК обеспечивает следующие параметры надежности:

– возможен съем информации со счетчика автономным способом, счетчик обеспечивает возможность считывания, программирования и перепрограммирования параметров через интерфейсы RS-485 или оптический порт;

– средняя наработка до отказа не менее 140000 часов;

– возможен визуальный контроль информации на счетчике, счетчик имеет жидкокристаллический индикатор для отображения учтенной электроэнергии и измеряемых величин;

– счетчик обеспечивает ведение журнала(ов) событий (журнал событий, журнал показателей качества электроэнергии, журнал превышения порога мощности и статусный журнал);

– межповерочный интервал составляет 12 лет;

– среднее время восстановления - не более 2 часов.

Счетчик в составе ИИК обеспечивает следующие параметры защищенности:

– счетчик обеспечивает программную защиту (установка паролей) от несанкционированного изменения параметров, а также от записи;

– счетчик имеет защиту от несанкционированного механического доступа, корпус пломбируется изготовителем и поверителем, крышка клеммной колодки пломбируется эксплуатирующей организацией;

– счетчик обеспечивает программную защиту от несанкционированного предоставления информации;

– счетчик обеспечивает сохранение информации в журнале событий при отсутствии питания;

– для защиты счетчиков при параметрировании на каждый счетчик устанавливается свой пароль;

– счетчик обеспечивает программную защиту от несанкционированного изменения параметров, измеренных данных и журналов событий.

«Счетчик в составе ИИК обеспечивает следующие параметры функциональной полноты:

– Счетчик обеспечивает возможность проводить автоматический учет приращений реактивной и активной электроэнергии с цикличностью измерения 30 минут;

– Счетчик обеспечивает возможность установки и измерения времени и интервалов времени;

– Класс точности счётчиков коммерческого учета: активной энергии - 0,5S; реактивной энергии - 1,0;

– Счетчик имеет возможность коррекции времени;

– Счетчик обеспечивает хранение профиля нагрузки в энергонезависимой памяти с получасовым интервалом на глубину не менее 113 суток;

- Счетчик обеспечивает измерение активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом и вычисление электроэнергии за интервалы времени (приращение электроэнергии);
- Счетчик обеспечивает измерение мгновенной мощности;
- Счетчик обеспечивает ведение встроенного календаря и часов;
- Счетчик обеспечивает предоставление измеренных данных и журналов событий счетчика;
- Счетчик обеспечивает подключение цифровых интерфейсов компонентов АИИС, в том числе автономного считывания, удаленного доступа и параметрирования.» [24]

«Счетчик в составе ИИК обеспечивает следующие параметры автоматизации:

- точность хода энергонезависимых встроенных часов не хуже 0,5 секунд в сутки в нормальных условиях;
- автоматическое хранение в энергонезависимой памяти профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 113 суток;
- автоматическую внешнюю синхронизацию времени от системы обеспечения единого времени;
- автоматическую самодиагностику при включении питания, по расписанию и по внешнему запросу.» [29]

3. Устройство сбора и передачи данных.

В результате модернизации АИИС КУЭ предусматривается применение УСПД – «ЭКМ 3000».

Данное устройство удовлетворяет следующим требованиям:

- требованиями п.п. 4.2 Приложения № 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования» (редакция с изменениями, утвержденными Наблюдательным советом от 29.02.2008г.).

- возможностью подключения через Ethernet-порт УСПД магистральных взаимно изолированных шин интерфейса RS-485 от счётчиков коммерческого учёта, и терминала сотовой связи;

- подключение УСПД через Ethernet-порт и коммутируемый канал связи на основе канала волоконно-оптической линии связи к серверу АИИС КУЭ ОАО «МРСК Центра и Приволжья»;

- наличия в УСПД резервных портов интерфейсов RS-485, RS-232 и Ethernet на развитие и (или) адаптацию системы к новым требованиям;

- наличие защиты от несанкционированного доступа к информации, как на уровне аппаратной, так и программной части.

В качестве каналов связи, задействованных в АИИС КУЭ ПС «Ахлебинино» используются:

– выделенные каналы связи RS-485 между группами счётчиков, организованные посредством экранированного интерфейсного кабеля связи «витая пара»;

– выделенные каналы связи между УСПД и группами счётчиков, организованные посредством экранированного интерфейсного кабеля связи "витая пара" с последующим преобразованием в Ethernet канал;

– коммутируемый канал связи между УСПД и сервером АИИС КУЭ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» организованный с использованием канала связи на основе волоконно-оптической линии связи;

– коммутируемые каналы сотовой связи стандарта GSM 900/1800 (резервный канал), объединяющий в единое информационное поле УСПД подстанции и сервер АИИС КУЭ ОАО «МРСК Центра и Приволжья».

2.2.7 Решения по составу информации.

Информационные связи между комплексами задач в АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебинино» показаны на рисунке 1.

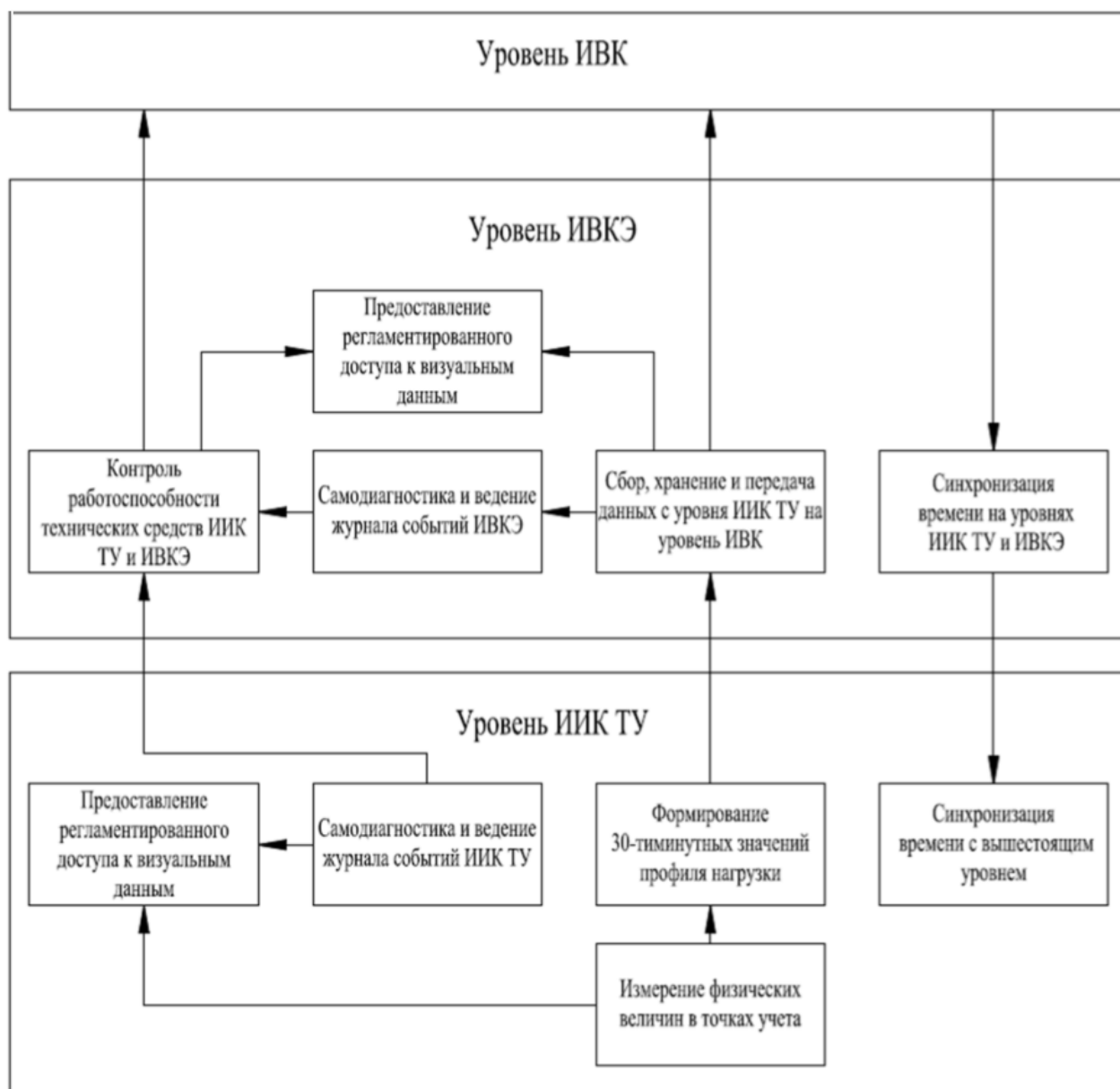


Рисунок 1 - Информационные связи между комплексами задач в АИИС КУЭ

Входной информацией уровня ИИК АИИС КУЭ ПС «Ахлебнино» являются физические именованные величины с заданной размерностью, которые несут информацию о количестве потребляемой активной и реактивной электроэнергии и мощности в точках учета.

Накопление полученных после измерений данных в счетчиках происходит с указанием времени проведения измерения. Также происходит

запись журнала событий (данных диагностики), с указанием времени возникновения события.

По запросу осуществляется передача измеренных данных и записей журнала событий счетчиков в УСПД.

Входной информацией уровня ИВКЭ АИИС КУЭ ПС «Ахлебинино» являются:

- информация, получаемая от счетчиков электрической энергии, расположенных в точках учета;
- корректирующий время сигнал, отправляемый системой устройства синхронизации системного времени (УССВ).

Выходной информацией уровня ИИК ТУ АИИС КУЭ ПС «Ахлебинино» является информация, получаемая от счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М.

Выходной информацией уровня ИВКЭ ТУ АИИС КУЭ ПС «Ахлебинино» техническая, технологическая и служебная информация, получаемая от устройства сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000».

Программное обеспечение счетчиков выполняет следующие функции:

- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- автоматическое проведение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- автоматическую передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений («журналов событий») в УСПД ИВКЭ;
- автоматическое проведение измерений величин времени и интервалов времени;
- попытки несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- автоматическую коррекцию времени в ИИК;
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;

- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывы питания;
- автоматическое хранение результатов измерений, состояний средств измерений в памяти счетчика на глубину не менее 35 суток;
- возможность съема информации со счетчика автономным способом;
- возможность визуального контроля информации на индикаторе счетчика;
- самодиагностика счетчика;
- защиту счетчика от несанкционированного доступа к информации;
- синхронизацию времени ИИК с единым календарным временем;
- пароль счетчика;
- аппаратная защита памяти.

Программное обеспечение УСПД выполняет следующие функции:

- периодический, один раз в 30 минут, автоматический сбор данных о состоянии средств измерений («журналов событий») со всех ИИК, входящих в состав данного ИВКЭ;
- автоматическую самодиагностику и регистрацию событий в «Журнале событий» УСПД:
- периодический, один раз в 30 минут, автоматический сбор результатов измерений со всех ИИК, входящих в состав данного ИВКЭ;
- обработку результатов измерений в соответствии с параметрированием УСПД;
- автоматическую проверку и коррекцию текущего времени в ИИК;
- автоматическое хранение результатов измерений, состояний средств измерений ИВКЭ на глубину не менее 35 суток;
- автоматическое проведение измерений величин времени и интервалов времени;
- автоматическую передачу результатов измерений и данных о состоянии средств объектов измерений в Центр сбора информации АИИС ОАО «МРСК Волги»;

- синхронизацию времени ИВКЭ и ИИК с единым календарным временем;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений хранящимся в ИВКЭ со стороны Центра сбора информации АИИС ОАО «МРСК Волги»;
- параметрирование (установку настраиваемых параметров) при первоначальной установке, после вывода из ремонта, в процессе эксплуатации самого УСПД и при замене счетчиков, изменении схемы учета, коммуникационных параметров и т.п.;
- защиту УСПД от НСД на программном уровне при параметрировании установкой пароля.

2.2.8 Решения по составу программных средств.

В состав программных средств входят следующие компоненты:

- 1) Программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» – предназначено для параметризации счетчиков СЭТ-4ТМ.

Основные функции:

- считывание параметров и данных;
- программирование и перепрограммирование параметров;
- управление счетчиками через интерфейсы связи.

- 2) ПО Конфигуратор 3000 – предназначена для автоматизации конфигурации УСПД ЭКОМ3000М.

«Использование программы позволяет решать следующие задачи:

- Обеспечение визуализации секционной структуры файлов конфигурации, которые могут находиться как на локальных или сетевых дисках, так и непосредственно в УСПД, подключенных к последовательному интерфейсу;

- Выполнение проверки конфигурации на наличие конфликтов и соответствие формальной логике (в однозначных случаях производится исправления в конфигурации);

– Обеспечение доступа к редактированию отдельных параметров и групп параметров, в соответствии с установленными правами доступа;

– Конструирование формул преобразования для всех типов каналов на основе встроенного списка типовых алгоритмов с полуавтоматическим приведением единиц измерения.» [17]

Программное обеспечение ЭКОМ-3000М оперирует с двумя файлами конфигурации USPD.CEG, USPD.INI. Эти файлы идентичны друг другу по структуре и набору параметров, но отличаются назначением и правами доступа. Файл с расширением .CEG содержит, главным образом, параметры необходимые для обеспечения работоспособности отдельных модулей и УСПД в целом.

Файл с расширением .INI служит для настройки ЭКОМ-3000М на конкретный объект измерений и содержит, как правило, параметры, определяющие особенности и детали измерения и расчета отдельных параметров и величин.

3) ПО «Тест 3000» - обеспечивает тестирование УСПД.

2.3 Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие

Мероприятия по подготовке объекта ПС «Ахлебинино» к вводу АИИС КУЭ ПС в действие включают в себя следующие работы:

- мероприятия по вводу системы в постоянную эксплуатацию;
- работы по обучению и проверки квалификации персонала;
- мероприятия по изменению структуры объекта автоматизации.

2.3.1 Мероприятия по вводу системы АИИС КУЭ в постоянную эксплуатацию.

Порядок работ по вводу системы АИИС КУЭ ПС «Ахлебинино» в постоянную эксплуатацию определен техническим заданием на модернизацию системы АИИС КУЭ. Основные этапы работ представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Перечень работ по вводу АИИС КУЭ в постоянную эксплуатацию

Наименование этапа	Цель, содержание этапа	Регламентирующие документы	Наименование отчетной документации
1	2	3	4
Разработка технического проекта (ТП) и рабочей документации (РД)	Создание технического проекта и рабочей документации в соответствии с разработанным техническим заданием на модернизацию АИИС КУЭ	РД 50-34.698-90	АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебенино». Технический проект
			АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебенино». Рабочая документация
Экспертиза технорабочего проекта	Проведение процедуры определения соответствия технорабочего проекта техническому заданию		Экспертное заключение

1	2	3	4
<p>Утверждение типа системы как единичного средства измерений и внесение его в Государственный реестр средств измерений</p>	<p>Разработка программы и методики испытаний для утверждения типа средств измерения</p>	<p>ПР 50.2.009-94, МИ 2246- 2001, ПР 50.2.006-94, Порядок проведения испытаний и Утверждения типа средств измерений (утв. Постановлением Госстандарта РФ от 08.02.1994г. №8)</p>	<p>Программа и методика испытаний для целей утверждения АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебинино» как типа средств измерений</p>
	<p>Описание типа средств измерений</p>		<p>Описание типа средства измерения АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебинино»</p>
	<p>Методика поверки типа средств измерения</p>		<p>Методика поверки АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебинино» Сертификат утверждения АИИС КУЭ как единого средства измерения</p>

1	2	3	4
			<p>Протоколы испытаний АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебинино» в целях утверждения типа средства измерения</p>
<p>Разработка технического задания (ТЗ) на методику выполнения измерений (МВИ)</p>	<p>Проведение работ по испытаниям на предмет соответствия техническим требованиям ОРЭ</p>	<p>ГОСТ Р 8.563-96</p>	<p>ТЗ на МВИ АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебинино»</p>
<p>Разработка МВИ</p>			<p>МВИ АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебинино»</p>
<p>Аттестация МВИ в Госстандарте России</p>			<p>Свидетельство о соответствии с внесением в федеральный реестр МВИ</p>
<p>Комплектация</p>	<p>Приобретение оборудования и материалов, входной контроль качества</p>	<p>Спецификация оборудования, изделий и материалов</p>	<p>Акт передачи оборудования и материалов</p>

1	2	3	4
Проведение монтажных работ	Техническая и технологическая реализация решений, отраженных в технорабочем проекте	Рабочая документация	Акты выполненных монтажных работ
Проведение пусконаладочных работ	Отладка функционирования системы		Акты выполненных работ. Акты автономных испытаний
Опытная эксплуатация АИИС КУЭ	Проверка функциональности и работоспособности системы		Журнал опытной эксплуатации АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебинино»
			Акт завершения опытной эксплуатации АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебинино»

1	2	3	4
Метрологическая проверка АИИС КУЭ в региональном органе Госстандарта			Свидетельство о поверке АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебинино»
Приемочные испытания АИИС КУЭ	Приемка АИИС КУЭ в постоянную эксплуатацию		Акт приемки АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебинино» в постоянную эксплуатацию

Модернизация и автоматизация системы учета электроэнергии подстанции представляет собой набор сложных организационно-технических мероприятий, которые проводятся на подстанции при изменении внешних и внутренних факторов, влияющих на эффективность приёма, преобразования и распределения электроэнергии.

Цель модернизации оборудования и системы учета на подстанции — это достижение технико-экономических и качественных показателей отпускаемой электроэнергии и более глубокая, удобная и технически точная интеграция с оптовым рынком электрической энергии и мощности.

Глава 3. Оценка показателей эффективности от внедрения системы автоматизации

3.1 Основные положения по оценке надежности АИИС КУЭ

Выбранное оборудование для АИИС КУЭ ПС «Ахлебинино» разработано для удовлетворения жестких «требований надежности и готовности в следующих аспектах:

- прочная механическая конструкция;
- защищенность от электрических помех;
- высококачественные компоненты;
- проверенные в эксплуатации электронные блоки;
- полностью проверенное программное обеспечение;
- отображение сообщений об ошибках;
- быстрая замена дефектных модулей;
- гарантийное и послегарантийное обслуживание.» [26]

«Высокая гибкость системы обеспечивает резервирование на следующих уровнях:

- линии связи;
- электропитание;
- хранение данных.» [31]

«Многие факторы влияют на надежность и готовность АИИС КУЭ. Показатели надежности и резервирование оборудования являются наиболее важными факторами обеспечения надежности системы. АИИС КУЭ проектируется с учетом удовлетворения строгих требований надежности в следующих аспектах:

- применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС - Стандартов;
- стойкость к электромагнитным воздействиям;
- ремонтпригодность;
- программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;

- мощные функции контроля процесса работы и развитые средства диагностики системы;
- резервирование элементов системы.» [28]

3.2 Идентификация АИИС КУЭ

Идентификация АИИС КУЭ произведена в соответствии с ГОСТ 27.301-95. «АИИС КУЭ предназначена для сбора, обработки, регистрации, передачи и хранения параметров информации энергопотребления, поступающих от счётчиков электроэнергии.

При расчете показателей надежности учитываются элементы системы, отказы которых влияют на передачу данных в центр сбора информации.» [3]

Критерием отказа АИИС КУЭ ПС «Ахлебинино» является не предоставление коммерческой информации на сервер АИИС КУЭ ОАО «МРСК Центра и Приволжья».

В системе АИИС КУЭ при выходе из строя трансформаторов напряжения одной секции шин осуществляется переключение на ТН другой смежной секции.

Используется резервирование каналов передачи данных.

Наряду с основным питанием счетчиков СЭТ-4ТМ.03М от цепей измерения, используется дополнительное питание от щита собственных нужд.

Классификация АИИС КУЭ ПС «Ахлебинино» соответствует ГОСТ 27.003. «АИИС КУЭ является изделием конкретного назначения, имеющим один основной вариант применения по назначению. По числу возможных состояний АИИС относится к изделиям, которые в процессе эксплуатации могут находиться в двух состояниях – работоспособном или неработоспособном. В состав модернизируемой системы входят изделия непрерывного длительного применения.» [2]

Состав элементов приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Состав элементов АИИС КУЭ ПС «Ахлебинино»

№ п/п	Наименование	Тип	Состояние после отказа	Количество
1	ТТ	ТОЛ-10-I-14 У2	Не восстанавливается	42
		ТОЛ-10-M-4 УХЛ2	Не восстанавливается	4
		ТШП-0,66	Не восстанавливается	2
2	ТН	3хЗНОЛП.4-10 У2	Не восстанавливается	4
3	Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	Восстанавливается	48
4	УСПД	ЭКОМ-3000М	Восстанавливается	1
5	GPS - приемник	-	Восстанавливается	1
6	ИБП	Smart-UPS SUA750i	Восстанавливается	1

3.3 Цели расчета надежности

Целями расчёта надежности является:

- анализ надежности различных функциональных структур системы;
- расчет ожидаемого уровня надежности системы;
- обоснование и проверка эффективности предлагаемых мер, направленных на повышение надежности;
- расчеты и обоснование выбора комплектов запасных изделий прилагаемых (ЗИП), оптимизация технического обслуживания и ремонта системы.

3.4 Выбор номенклатуры расчетных показателей надежности

Выбор показателей надежности производился в соответствии с номенклатурой показателей безотказности, ремонтпригодности для изделий вида I в соответствии с ГОСТ 27.003.

В соответствии с проведенной в ГОСТ 27.003 классификацией системы были выбраны следующие «показатели безотказности и ремонтпригодности:

1. Измерительные трансформаторы тока и напряжения относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведет к катастрофическим последствиям, стареющим, неремонтопригодным.

Таким образом, выбираются следующие показатели надежности:

- средняя наработка до отказа;
- срок службы.

2. Счетчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведет к катастрофическим последствиям.

Выбираются следующие показатели надежности:

- средняя наработка на отказ;
- среднее время восстановления.

3. ИВКЭ относится к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которого в предельное состояние не ведет к катастрофическим последствиям.

Выбираются следующие показатели надежности:

- средняя наработка на отказ;
- среднее время восстановления.

4. СОЕВ относится к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которого в предельное состояние не ведет к катастрофическим последствиям.» [31]

Выбираются следующие показатели надежности:

- среднее время восстановления;
- коэффициент готовности.

По составу рассчитываемых показателей надежности в зависимости от представленных расчетных моделей используется метод расчета безотказности.

По основным принципам расчета используется структурный метод расчета.

3.5 Исходные данные

Исходными данными для расчета надежности системы являются показатели надежности отдельных компонентов системы, взятые либо из паспортов, либо из технических условий на эти компоненты. Показателями надежности выбираются время восстановления (T_v) и наработка на отказ (T_o) для восстанавливаемых компонентов системы и наработка до отказа ($T_{ср}$) для невосстанавливаемых компонентов.

Невосстанавливаемыми компонентами системы являются измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН).

Для расчета коэффициента готовности отдельных функциональных структур и системы в целом все компоненты системы, включая ТТ и ТН, считаются восстанавливаемыми.

Восстановление ТТ и ТН производится путем замены на новые. При отсутствии ТТ и ТН в ЗИП замена вышедшего из строя трансформатора (покупка, демонтаж и монтаж) займет около месяца. Таким образом, время восстановления ТТ и ТН принимаем равным $T_v=720$ часов.

Среднее время восстановления для УСПД ЭКОМ-3000М и его компонентов завод-производитель устанавливает менее 2 часов. Для счетчика СЭТ-4ТМ.03М – не более 2 часов.

Комплексные показатели надежности отдельных элементов системы представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Комплексные показатели надежности отдельных элементов системы

Наименование	Тип	То, (час)	Тсл, (лет)	Тв, (час)
ТТ	ТОЛ-10-І-14 У2	40×10^5	25	720
ТТ	ТОЛ-10-М-4 УХЛ2	40×10^5	25	720
ТТ	ТШП-0,66	40×10^5	25	720
ТН	3хЗНОЛП.4-10 У2	$4,4 \times 10^5$	25	720
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	$1,4 \times 10^5$	30	2
УСПД	ЭКОМ-3000М	$0,75 \times 10^5$	30	2
GPS - приемник	-	$0,75 \times 10^5$	30	2
ИБП	Smart-UPS SUA750i	$2,5 \times 10^5$	-	1

3.6 Расчет показателей надежности

Ниже приведен расчет показателей надежности различных функциональных структур системы и анализ влияния отдельных компонентов на надежность системы. При расчете интенсивность отказов принимается постоянной. Вероятность безотказной работы как функцию времени принимаем подчиненной экспоненциальному закону, т.е.

$$P_i(t) = \exp(-\lambda_i \cdot t),$$

«где P_i - вероятность безотказной работы i -го элемента за время t ;

λ_i - интенсивность отказа i -го элемента, 1/ч.» [25]

$$\lambda_i = \frac{1}{T_{oi}},$$

где T_{oi} - наработка до отказа i -го элемента, ч.

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i,$$
$$K_G = \frac{T_O}{T_O + T_B},$$

где K_G - коэффициент готовности;

T_O - наработка на отказа, ч;

T_B - время восстановления, ч.

$$\mu_i = \frac{1}{T_{Bi}},$$

где μ_i - интенсивность восстановления, 1/ч.

$$\gamma_i = \frac{\lambda_i}{\mu_i},$$

где γ_i - отношение интенсивности отказа к интенсивности восстановления.

$$\gamma_t = \sum_{i=1}^n \gamma_i,$$
$$K_{OGi} = K_{Gi} \cdot P_i(t),$$

где $K_{OGi}(t)$ - коэффициент оперативной готовности.

Расчет ведется для следующих функциональных структур и групп:

- уровень ИВКЭ;
- уровень ИИК (все ИИК: гр.ТТ + гр.ТН + гр.эл/сч);
- уровень СОЕВ;

- отдельный ИИК;
- система в целом.

Для указанных выше структур и групп рассчитываются показатели надежности:

- время восстановления, Тв;
- интенсивность отказа, λ;
- коэффициент оперативной готовности, Ког;
- коэффициент готовности, Кг;
- наработка на отказ, То.

Показатели надежности рассчитываются для двух расчетных периодов – 24 часа и 720 часов (1 месяц).

Расчет показателей надежности ИВКЭ.

В эту группу входит источник бесперебойного питания и устройство сбора и передачи данных (УСПД).

Для УСПД ЭКОМ-3000М время наработки на отказ 75 000 ч, следовательно:

$$\lambda_{\text{УСПД}} = \frac{1}{T_o} = \frac{1}{75000} = 1,33 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Время восстановления 2 ч. Интенсивность восстановления:

$$\mu_1 = \frac{1}{2} = 0,5.$$

Отношение интенсивности отказа к интенсивности восстановления:

$$\gamma_1 = \frac{1,33 \cdot 10^{-5}}{0,5} = 2,66 \cdot 10^{-5}.$$

Для ИБП время наработки на отказ 25 000 ч, следовательно:

$$\lambda_{ИБП} = \frac{1}{T_o} = \frac{1}{25000} = 0,4 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Время восстановления 1 ч. Интенсивность восстановления:

$$\mu_2 = \frac{1}{1} = 1.$$

Отношение интенсивности отказа к интенсивности восстановления:

$$\gamma_2 = \frac{0,4 \cdot 10^{-5}}{1} = 0,4 \cdot 10^{-5}.$$

ИВКЭ в целом (УСПД+ИБП):

$$\lambda_{ИВКЭ} = \lambda_{УСПД} + \lambda_{ИБП} = (1,33 + 0,4) \cdot 10^{-5} = 1,73 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Отношение интенсивности отказа к интенсивности восстановления:

$$\gamma_{ИВКЭ} = \gamma_1 + \gamma_2 = (2,66 + 0,4) \cdot 10^{-5} = 3,06 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Время восстановления, час:

$$T_{в ИВКЭ} = \frac{\gamma_{ИВКЭ}}{\lambda_{ИВКЭ}} = \frac{3,06 \cdot 10^{-5}}{1,73 \cdot 10^{-5}} = 1,77.$$

Наработка на отказ, час:

$$T_{O \text{ ИВКЭ}} = \frac{1}{\lambda_{\text{ИВКЭ}}} = \frac{1}{1,73 \cdot 10^{-5}} = 57803,47.$$

Вероятность безотказной работы за время $t = 24$ ч:

$$P_{\text{ИВКЭ}}(24) = \exp(-\lambda_{\text{ИВКЭ}} \cdot t) = \exp(-1,73 \cdot 10^{-5} \cdot 24) = 0,999.$$

Вероятность отказа за 24 ч:

$$Q_{\text{ИВКЭ}} = 1 - P_{\text{ИВКЭ}}(24) = 1 - 0,999 = 0,001.$$

Вероятность безотказной работы за время $t = 720$ ч:

$$P_{\text{ИВКЭ}}(720) = \exp(-\lambda_{\text{ИВКЭ}} \cdot t) = \exp(-1,73 \cdot 10^{-5} \cdot 720) = 0,988.$$

Вероятность отказа за 720 ч:

$$Q_{\text{ИВКЭ}} = 1 - P_{\text{ИВКЭ}}(720) = 1 - 0,988 = 0,012.$$

Коэффициент готовности ИВКЭ:

$$K_{Г \text{ ИВКЭ}} = \frac{T_{O \text{ ИВКЭ}}}{T_{O \text{ ИВКЭ}} + T_{В \text{ ИВКЭ}}} = \frac{57803,47}{57803,47 + 1,77} = 0,9999.$$

Коэффициент оперативной готовности ИВКЭ для $t = 24$ ч:

$$K_{ОГ \text{ ИВКЭ}}(24) = K_{Г \text{ ИВКЭ}} \cdot P_{\text{ИВКЭ}}(24) = 0,999.$$

Коэффициент оперативной готовности ИВКЭ для $t = 720$ ч:

$$\kappa_{ОГ\ ИВКЭ}(720) = \kappa_{Г\ ИВКЭ} \cdot P_{ИВКЭ}(720) = 0,988.$$

Расчет показателей надежности ИИК.

В эту группу входят 48 ИИК, в том числе: 48 электросчетчиков, 48 трансформаторов тока, 4 трансформатора напряжения.

Критерием отказа группы считаем выход из строя любого из перечисленных выше изделий.

Группа ТТ (48 шт.):

Наработка на отказ, час:

$$T_{O\ ТТ} = \frac{(40 \cdot 42 + 40 \cdot 4 + 40 \cdot 2) \cdot 10^5}{48} = 40 \cdot 10^5,$$

$$\lambda_{ТТ} = \frac{1}{T_O} = \frac{1}{40 \cdot 10^5} = 0,025 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Время восстановления (с учетом ранее сделанного допущения для невозстанавливаемых изделий), час:

$$T_{B\ ТТ} = 720.$$

Интенсивность восстановления:

$$\mu_{ТТ} = \frac{1}{720} = 0,0014.$$

Отношение интенсивности отказа к интенсивности восстановления:

$$\gamma_{TT} = \frac{0,025 \cdot 10^{-5}}{0,0014} = 17,86 \cdot 10^{-5}.$$

Группа ТН (4 шт.):

Наработка на отказ, час:

$$T_{O\ TH} = \frac{4,4 \cdot 4 \cdot 10^5}{4} = 4,4 \cdot 10^5,$$

$$\lambda_{TH} = \frac{1}{T_O} = \frac{1}{4,4 \cdot 10^5} = 0,227 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Время восстановления (с учетом ранее сделанного допущения для невосстанавливаемых изделий), час:

$$T_{B\ TH} = 720.$$

Интенсивность восстановления:

$$\mu_{TH} = \frac{1}{720} = 0,0014.$$

Отношение интенсивности отказа к интенсивности восстановления:

$$\gamma_{TH} = \frac{0,227 \cdot 10^{-5}}{0,0014} = 162,34 \cdot 10^{-5}.$$

Группа счетчиков (48 шт.):

Наработка на отказ, час:

$$T_{O_{сч}} = \frac{1,4 \cdot 10^5}{48} = 0,03 \cdot 10^5,$$

$$\lambda_{сч} = \frac{1}{T_O} = \frac{1}{0,03 \cdot 10^5} = 33,33 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Время восстановления, час:

$$T_{B_{сч}} = 2.$$

Интенсивность восстановления:

$$\mu_{сч} = \frac{1}{2} = 0,5.$$

Отношение интенсивности отказа к интенсивности восстановления:

$$\gamma_{сч} = \frac{33,33 \cdot 10^{-5}}{0,5} = 66,66 \cdot 10^{-5}.$$

Группа ИИК (ТТ+ТН+счетчики):

$$\lambda_{ИИК} = \lambda_{ТТ} + \lambda_{ТН} + \lambda_{сч} = (0,025 + 0,227 + 33,33) \cdot 10^{-5} = 33,582 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Отношение интенсивности отказа к интенсивности восстановления:

$$\gamma_{ИИК} = \gamma_{ТТ} + \gamma_{ТН} + \gamma_{сч} = (17,87 + 162,34 + 66,66) \cdot 10^{-5} = 246,87 \cdot 10^{-5}.$$

Время восстановления, час:

$$T_{в\ иик} = \frac{\gamma_{иик}}{\lambda_{иик}} = \frac{246,87 \cdot 10^{-5}}{33,582 \cdot 10^{-5}} = 7,35.$$

Наработка на отказ, час:

$$T_{о\ иик} = \frac{1}{\lambda_{иик}} = \frac{1}{33,582 \cdot 10^{-5}} = 2977,79.$$

Вероятность безотказной работы за время $t = 24$ ч:

$$P_{иик}(24) = \exp(-\lambda_{иик} \cdot t) = \exp(-33,582 \cdot 10^{-5} \cdot 24) = 0,992.$$

Вероятность отказа за 24 ч:

$$Q_{иик} = 1 - P_{иик}(24) = 1 - 0,992 = 0,008.$$

Вероятность безотказной работы за время $t = 720$ ч:

$$P_{иик}(720) = \exp(-\lambda_{иик} \cdot t) = \exp(-33,582 \cdot 10^{-5} \cdot 720) = 0,785.$$

Вероятность отказа за 720 ч:

$$Q_{иик} = 1 - P_{иик}(720) = 1 - 0,785 = 0,215.$$

Коэффициент готовности:

$$K_{Г\ иик} = \frac{T_{о\ иик}}{T_{о\ иик} + T_{в\ иик}} = \frac{2977,79}{2977,79 + 7,35} = 0,9975.$$

Коэффициент оперативной готовности для $t = 24$ ч:

$$\kappa_{OG\ ИИК}(24) = \kappa_{Г\ ИИК} \cdot P_{ИИК}(24) = 0,989.$$

Коэффициент оперативной готовности для $t = 720$ ч:

$$\kappa_{OG\ ИИК}(720) = \kappa_{Г\ ИИК} \cdot P_{ИИК}(720) = 0,783.$$

Расчет показателей надежности СОЕВ.

В эту группу входят таймеры счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, приемник GPS, УСПД ЭКОМ- 3000М.

Таймеры счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.

Наработка на отказ, час:

$$T_{O\ сч} = \frac{1,4 \cdot 10^5}{48} = 0,03 \cdot 10^5,$$

$$\lambda_{сч} = \frac{1}{T_O} = \frac{1}{0,03 \cdot 10^5} = 33,33 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч}.$$

Время восстановления, час:

$$T_{B\ сч} = 2.$$

Интенсивность восстановления:

$$\mu_{сч} = \frac{1}{2} = 0,5.$$

Отношение интенсивности отказа к интенсивности восстановления:

$$\gamma_{сч} = \frac{33,33 \cdot 10^{-5}}{0,5} = 66,66 \cdot 10^{-5}.$$

Приемник GPS:

Наработка на отказ, час:

$$T_{O\ GPS} = 75000,$$

$$\lambda_{GPS} = \frac{1}{T_O} = \frac{1}{75000} = 1,33 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч}.$$

Время восстановления, час:

$$T_{B\ сч} = 2.$$

Интенсивность восстановления:

$$\mu_{GPS} = \frac{1}{2} = 0,5.$$

Отношение интенсивности отказа к интенсивности восстановления:

$$\gamma_{GPS} = \frac{1,33 \cdot 10^{-5}}{0,5} = 2,66 \cdot 10^{-5}.$$

УСПД ЭКОМ-3000М:

Наработка на отказ, час:

$$T_{O\ УСВД} = 75000,$$

$$\lambda_{УСПД} = \frac{1}{T_O} = \frac{1}{75000} = 1,33 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч}.$$

Время восстановления, час:

$$T_{B\text{ сч}} = 2.$$

Интенсивность восстановления:

$$\mu_{\text{УСПД}} = \frac{1}{2} = 0,5.$$

Отношение интенсивности отказа к интенсивности восстановления:

$$\gamma_{\text{УСПД}} = \frac{1,33 \cdot 10^{-5}}{0,5} = 2,66 \cdot 10^{-5}.$$

СОЕВ в целом (таймеры счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, приемник GPS, УСПД ЭКОМ- 3000М):

$$\lambda_{\text{СОЕВ}} = \lambda_{\text{УСПД}} + \lambda_{\text{GPS}} + \lambda_{\text{сч}} = (1,33 + 1,33 + 33,33) \cdot 10^{-5} = 35,99 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч}.$$

Отношение интенсивности отказа к интенсивности восстановления:

$$\gamma_{\text{СОЕВ}} = \gamma_{\text{УСПД}} + \gamma_{\text{GPS}} + \gamma_{\text{сч}} = (2,66 + 2,66 + 66,66) \cdot 10^{-5} = 71,98 \cdot 10^{-5}.$$

Время восстановления, час:

$$T_{B\text{ СОЕВ}} = \frac{\gamma_{\text{СОЕВ}}}{\lambda_{\text{СОЕВ}}} = \frac{71,98 \cdot 10^{-5}}{35,99 \cdot 10^{-5}} = 2.$$

Наработка на отказ, час:

$$T_{O\ COEB} = \frac{1}{\lambda_{COEB}} = \frac{1}{35,99 \cdot 10^{-5}} = 2978,55.$$

Вероятность безотказной работы за время $t = 24$ ч:

$$P_{COEB}(24) = \exp(-\lambda_{COEB} \cdot t) = \exp(-35,99 \cdot 10^{-5} \cdot 24) = 0,992.$$

Вероятность отказа за 24 ч:

$$Q_{COEB} = 1 - P_{COEB}(24) = 1 - 0,992 = 0,008.$$

Вероятность безотказной работы за время $t = 720$ ч:

$$P_{COEB}(720) = \exp(-\lambda_{COEB} \cdot t) = \exp(-35,99 \cdot 10^{-5} \cdot 720) = 0,772.$$

Вероятность отказа за 720 ч:

$$Q_{COEB} = 1 - P_{COEB} = 1 - 0,772 = 0,228.$$

Коэффициент готовности:

$$K_{Г\ COEB} = \frac{T_{O\ COEB}}{T_{O\ COEB} + T_{B\ COEB}} = \frac{2978,55}{2978,55 + 2} = 0,9993.$$

Коэффициент оперативной готовности для $t = 24$ ч:

$$K_{OG\ ИИК}(24) = K_{Г\ ИИК} \cdot P_{ИИК}(24) = 0,991.$$

Коэффициент оперативной готовности для $t = 720$ ч:

$$\kappa_{ОГ\ СОЕВ}(720) = \kappa_{Г\ СОЕВ} \cdot P_{ИИК}(720) = 0,721.$$

Расчет показателей надежности АИИС (все ИИК + ИВКЭ + СОЕВ).

$$\lambda_{АИИС} = \lambda_{ИИК} + \lambda_{ИВКЭ} + \lambda_{СОЕВ} = (33,582 + 1,73 + 35,99) \cdot 10^{-5} = 71,302 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч}.$$

Отношение интенсивности отказа к интенсивности восстановления:

$$\gamma_{АИИС} = \gamma_{ИИК} + \gamma_{ИВКЭ} + \gamma_{СОЕВ} = (246,87 + 3,06 + 71,98) \cdot 10^{-5} = 321,91 \cdot 10^{-5}.$$

Время восстановления, час:

$$T_{В\ АИИС} = \frac{\gamma_{АИИС}}{\lambda_{АИИС}} = \frac{321,91 \cdot 10^{-5}}{71,302 \cdot 10^{-5}} = 4,51.$$

Наработка на отказ, час:

$$T_{О\ АИИС} = \frac{1}{\lambda_{АИИС}} = \frac{1}{71,302 \cdot 10^{-5}} = 1402,49.$$

Вероятность безотказной работы за время $t = 24$ ч:

$$P_{АИИС}(24) = \exp(-\lambda_{АИИС} \cdot t) = \exp(-71,302 \cdot 10^{-5} \cdot 24) = 0,983.$$

Вероятность отказа за 24 ч:

$$Q_{\text{АИИС}} = 1 - P_{\text{АИИС}}(24) = 1 - 0,983 = 0,017.$$

Вероятность безотказной работы за время $t = 720$ ч:

$$P_{\text{АИИС}}(720) = \exp(-\lambda_{\text{АИИС}} \cdot t) = \exp(-71,302 \cdot 10^{-5} \cdot 720) = 0,598.$$

Вероятность отказа за 720 ч:

$$Q_{\text{АИИС}} = 1 - P_{\text{АИИС}} = 1 - 0,598 = 0,402.$$

Коэффициент готовности:

$$K_{\text{Г АИИС}} = \frac{T_{\text{О АИИС}}}{T_{\text{О АИИС}} + T_{\text{В АИИС}}} = \frac{1402,49}{1402,49 + 4,51} = 0,997.$$

Коэффициент оперативной готовности для $t = 24$ ч:

$$K_{\text{ОГ АИИС}}(24) = K_{\text{Г АИИС}} \cdot P_{\text{АИИС}}(24) = 0,98.$$

Коэффициент оперативной готовности для $t = 720$ ч:

$$K_{\text{ОГ АИИС}}(720) = K_{\text{Г АИИС}} \cdot P_{\text{АИИС}}(720) = 0,596.$$

Расчет показателей надежности отдельного ИИК.

В эту структуру входят трансформатор тока, трансформатор напряжения и один электросчетчик. Трансформаторы тока и трансформатор напряжения имеют самые низкие показатели надежности, поэтому считаем по показателям

надежности данных трансформаторов. Критерием отказа системы считаем выход из строя любого элемента ИИК.

Трансформатор тока:

Наработка на отказ, час:

$$T_{O_{TT}} = 40 \cdot 10^5,$$

$$\lambda_{TT} = \frac{1}{T_O} = \frac{1}{40 \cdot 10^5} = 0,025 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Время восстановления, час:

$$T_{B_{TT}} = 720.$$

Интенсивность восстановления:

$$\mu_{TT} = \frac{1}{720} = 0,0014.$$

Отношение интенсивности отказа к интенсивности восстановления:

$$\gamma_{TT} = \frac{0,025 \cdot 10^{-5}}{0,0014} = 17,86 \cdot 10^{-5}.$$

Трансформатор напряжения:

Наработка на отказ, час:

$$T_{O_{TN}} = 4,4 \cdot 10^5,$$

$$\lambda_{TN} = \frac{1}{T_O} = \frac{1}{4,4 \cdot 10^5} = 0,227 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Время восстановления, час:

$$T_{B TH} = 720.$$

Интенсивность восстановления:

$$\mu_{TH} = \frac{1}{720} = 0,0014.$$

Отношение интенсивности отказа к интенсивности восстановления:

$$\gamma_{TH} = \frac{0,227 \cdot 10^{-5}}{0,0014} = 162,34 \cdot 10^{-5}.$$

Счетчик:

Наработка на отказ, час:

$$T_{O_{сч}} = 1,4 \cdot 10^5,$$
$$\lambda_{сч} = \frac{1}{T_O} = \frac{1}{1,4 \cdot 10^5} = 0,71 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч.}$$

Время восстановления, час:

$$T_{B_{сч}} = 2.$$

Интенсивность восстановления:

$$\mu_{сч} = \frac{1}{2} = 0,5.$$

Отношение интенсивности отказа к интенсивности восстановления:

$$\gamma_{сч} = \frac{0,71 \cdot 10^{-5}}{0,5} = 1,42 \cdot 10^{-5}.$$

ИИК (ТТ+ТН+счетчики):

$$\lambda_{ИИК1} = \lambda_{ТТ} + \lambda_{ТН} + \lambda_{сч} = (0,025 + 0,227 + 0,71) \cdot 10^{-5} = 1,012 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ч}.$$

Отношение интенсивности отказа к интенсивности восстановления:

$$\gamma_{ИИК1} = \gamma_{ТТ} + \gamma_{ТН} + \gamma_{сч} = (17,87 + 162,34 + 1,42) \cdot 10^{-5} = 181,63 \cdot 10^{-5}.$$

Время восстановления, час:

$$T_{В ИИК1} = \frac{\gamma_{ИИК1}}{\lambda_{ИИК1}} = \frac{181,63 \cdot 10^{-5}}{1,012 \cdot 10^{-5}} = 179,48.$$

Наработка на отказ, час:

$$T_{О ИИК1} = \frac{1}{\lambda_{ИИК1}} = \frac{1}{1,012 \cdot 10^{-5}} = 98814,23.$$

Вероятность безотказной работы за время $t = 24$ ч:

$$P_{ИИК1}(24) = \exp(-\lambda_{ИИК1} \cdot t) = \exp(-1,012 \cdot 10^{-5} \cdot 24) = 0,9998.$$

Вероятность отказа за 24 ч:

$$Q_{ИИК1} = 1 - P_{ИИК1}(24) = 1 - 0,9998 = 0,0002.$$

Вероятность безотказной работы за время $t = 720$ ч:

$$P_{ИИК1}(720) = \exp(-\lambda_{ИИК1} \cdot t) = \exp(-1,012 \cdot 10^{-5} \cdot 720) = 0,993.$$

Вероятность отказа за 720 ч:

$$Q_{ИИК1} = 1 - P_{ИИК1}(720) = 1 - 0,993 = 0,007.$$

Коэффициент готовности:

$$\kappa_{Г ИИК1} = \frac{T_{О ИИК1}}{T_{О ИИК1} + T_{В ИИК1}} = \frac{98814,23}{98814,23 + 179,48} = 0,998.$$

Коэффициент оперативной готовности для $t = 24$ ч:

$$\kappa_{ОГ ИИК1}(24) = \kappa_{Г ИИК1} \cdot P_{ИИК1}(24) = 0,998.$$

Коэффициент оперативной готовности для $t = 720$ ч:

$$\kappa_{ОГ ИИК1}(720) = \kappa_{Г ИИК1} \cdot P_{ИИК1}(720) = 0,991.$$

3.7 Представление результатов расчета

АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Ахлебенино» является системой, состоящей из ИВКЭ, ИИК, СОЕВ.

Отказом системы является нарушение работоспособности системы в целом.

Отказом отдельных структур и групп является нарушение работоспособности любого элемента этих структур и групп.

Неизбежная потеря данных о потребленной энергии точки учета возможна в случае выхода из строя ТТ, ТН или электросчетчика. В остальных случаях после восстановления вышедшего из строя элемента система автоматически восстановит недостающую информацию.

Полному восстановлению данных способствует свойство выбранных электросчетчиков хранить получасовые значения потребленной энергии свыше 35 суток.

Учитывая вышеизложенное, можно сказать, надежность системы, с точки зрения своевременной и полной доставки информации в Центр сбора информации АИИС ОАО «МРСК Центра и Приволжья», определяется надежностью уровня ИИК, показатели надежности которого можно принять за показатели надежности АИИС КУЭ ПС «Ахлебино».

Расчетные показатели надежности отдельных функциональных структур и системы в целом представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчетные показатели надежности

Показатели надежности	ИВКЭ	ИИК(48)	СОЕВ	ИИК(1)	АИИС
1	2	3	4	5	6
Время восстановления, Тв (час)	1,77 (<24)	7,35	2 (<168)	179,48	4,51
Наработка на отказ, То (час)	57803,47 (>35000)	2977,79	2978,55	98814,23 (>35000)	1402,49
Вероятность безотказной работы, P(24)	0,999	0,992	0,992	0,9998	0,983
Вероятность отказа за 24 ч, Q(24)	0,001	0,008	0,008	0,0002	0,017
Вероятность безотказной работы, P(720)	0,988	0,785	0,772	0,993	0,598

1	2	3	4	5	6
Вероятность отказа за 720 ч, $Q(720)$	0,012	0,215	0,278	0,007	0,402
Коэффициент готовности, K_g	0,9999	0,9975	0,9993 ($>0,95$)	0,998	0,997
Коэффициент оперативной готовности для $t = 24$ ч, $K_{ог}(24)$	0,999	0,989	0,991	0,998	0,98
Коэффициент оперативной готовности для $t = 720$ ч, $K_{ог}(720)$	0,988	0,783	0,721	0,991	0,596

3.8 Анализ результатов расчета и выбора оборудования

Измерительные трансформаторы напряжения и тока выбраны в соответствии с ГОСТ 7746-2001 и ГОСТ 19832001 и имеют показатели надежности:

- средняя наработка на отказ не менее 400000 часов;
- средний срок службы не менее 25 лет.

Следовательно, требования по надежности выполняются.

Согласно требованиям ОАО «АТС» показатели надежности должны быть не ниже:

1. Для счетчиков электроэнергии:

- среднее время восстановления – должно быть менее 7 суток;
- средняя наработка на отказ – должна быть более 35000 часов.

Выбран счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М с показателями надежности:

T_o (средняя наработка на отказ) = 140000 часов;

T_v (среднее время восстановления) - не более 2 часов.

Следовательно, требования по надежности выполняются.

2. Для информационно-вычислительного комплекса электроустановки:

– среднее время восстановления – должно быть менее 24 часов;

– средняя наработка на отказ – должна быть более 35000 часов.

Выбран УСПД ЭКОМ-3000М с показателями надежности:

T_o (средняя наработка на отказ) = 75000 часов;

T_v (среднее время восстановления) - не более 2 часов.

Следовательно, требования по надежности выполняются.

3. Для системы обеспечения единого времени:

– среднее время восстановления – должно быть менее 168 часов;

– коэффициент готовности – должен быть выше 0,95.

В соответствии с таблицей 7:

K_g (коэффициент готовности) = 0,9993;

T_v (среднее время восстановления) - менее 2 часов.

Следовательно, требования по надежности выполняются.

3.9 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надежности необходимо предусмотреть комплект ЗИП.

Выбор номенклатуры запасных частей произведен методом инженерного анализа с помощью классификационных признаков.

Расчет необходимого количества запасных элементов (для которых известна средняя наработка на отказ), или, другими словами, математическое ожидание количества замен (отказов) за расчетное время эксплуатации, производится по формуле:

$$Q = N \cdot \frac{t}{T_o},$$

где Q - количество запасных элементов;

N - количество элементов данного типа используемых в системе;

T - средняя наработка на отказ;

t - время эксплуатации.

Данный метод предложен компанией Эрикссон (журнал Design Note 002 EN/LZT 146 00 R1A, Ericsson Microelectronics AB, April 2000). Количество запасных элементов рассчитано на период эксплуатации 1 год (8760 час). Это такое количество элементов, которое необходимо для поддержания требуемого уровня надежности. По мере использования комплект ЗИП должен пополняться. Таким образом, в течение любого года эксплуатации комплект ЗИП должен соответствовать расчетному комплекту ЗИП, представленному в таблице 8.

Таблица 8 – Расчетный комплект ЗИП

Наименование	Тип	Среднее время наработки на отказ,ч	Количество	Время эксплуатации, ч	Кол. ЗИП, шт
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01	140000	46	8760	3
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.08	140000	2	8760	1
УСПД	ЭКОМ-3000М	75000	1	8760	1
GPS - приемник	-	75000	1	8760	1
ИБП	Smart-UPS SUA750i	250000	1	8760	1

На рисунке 2 показаны фрагмент принципиальной схемы ЩСН и схема принципиальная электрическая ОРУ-110кВ ПС «Ахлебино».

На рисунке 3 показан фрагмент схемы принципиальной электрической ПС «Ахлебинино».

На рисунке 4 показана структурная схема АСКУЭ ПС «Ахлебинино».

По результатам расчетов можно утверждать, что надежность при внедрении системы автоматизации, с точки зрения своевременной и полной доставки информации в Центр сбора информации АИИС ОАО «МРСК Центра и Приволжья», соответствует всем современным требованиям. Оборудование выбрано в соответствии с требованиями по надежности.

Наименование ячейки	ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5	Секционный выключатель	ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5
Номер ячейки	1	2	3
Маркировка	W2G	-	W1G

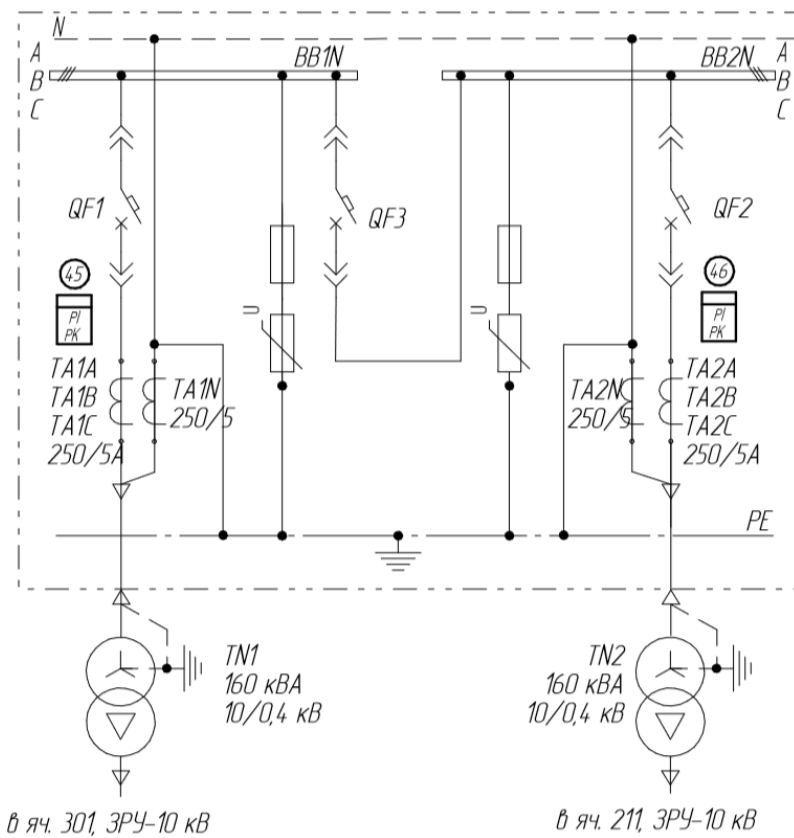
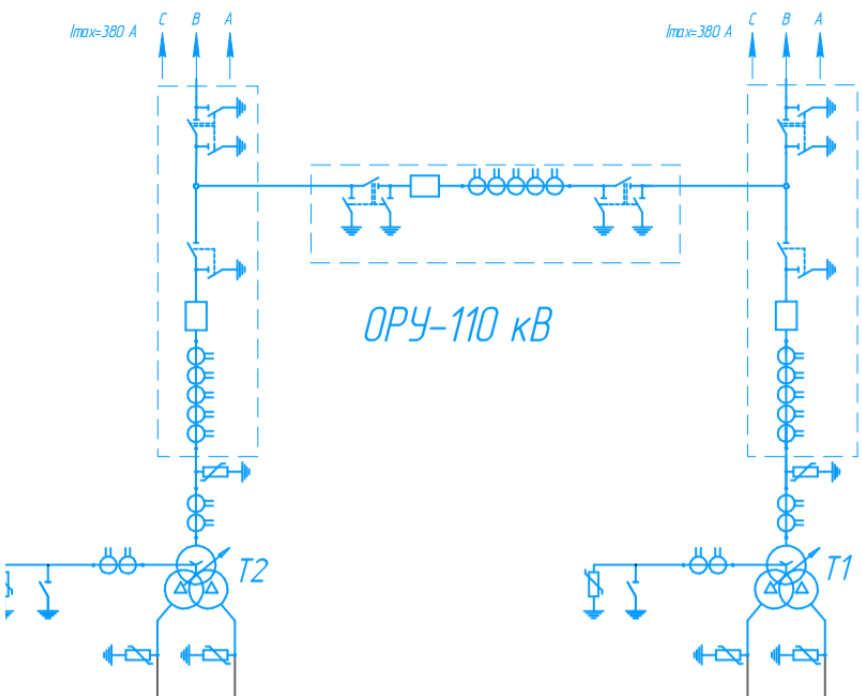
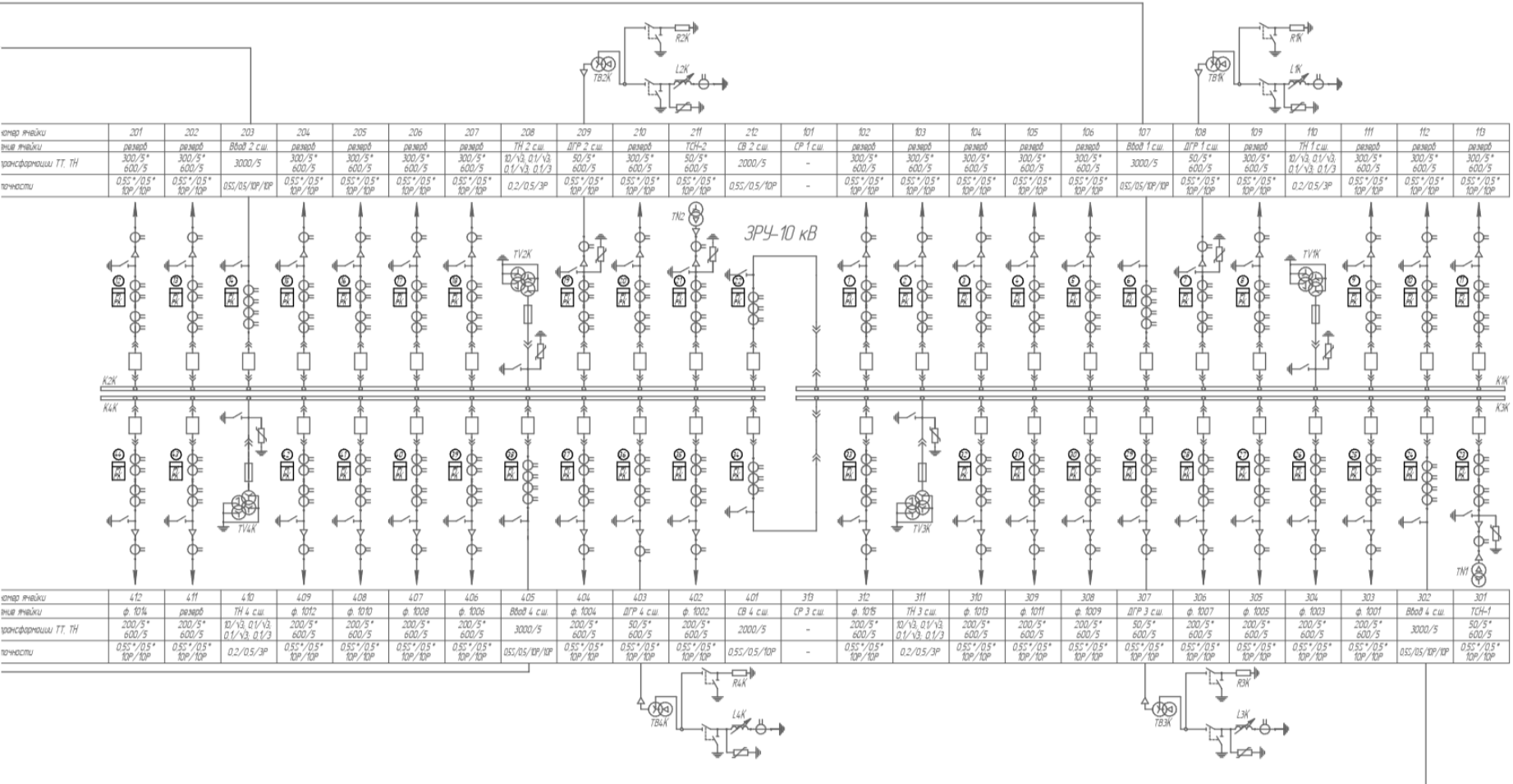


Рисунок 2 – Фрагмент принципиальной схемы ЦСН и схема принципиальная электрическая ОРУ-110кВ ПС «Ахлебинино»

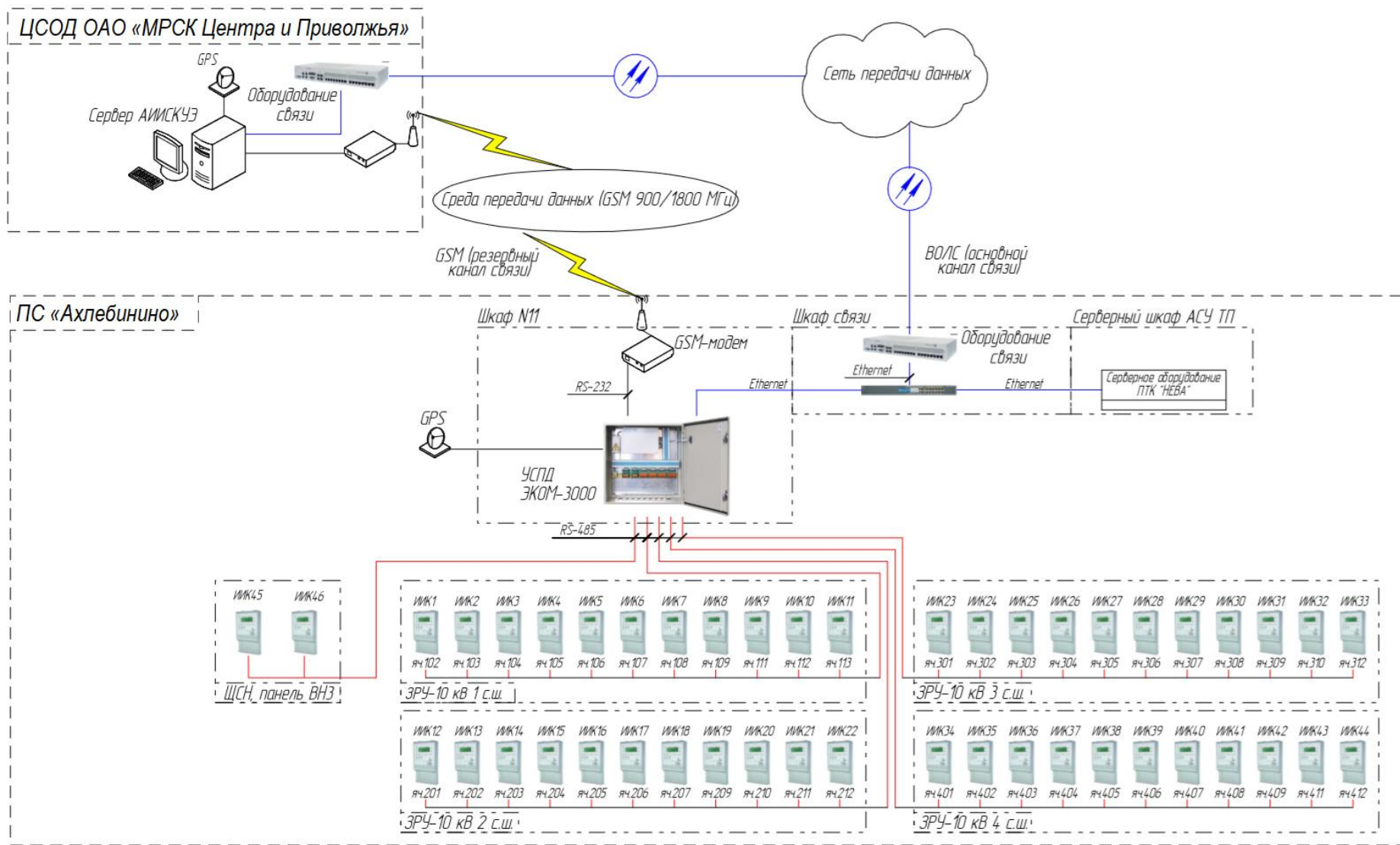


номер ячеек	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211	212	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113
тип ячейки	резерв	резерв	Ввод 2 с ш	резерв	резерв	резерв	резерв	ТН 2 с ш	ДРП 2 с ш	резерв	ТЧН-2	СВ 2 с ш	СР 1 с ш	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	Ввод 1 с ш	ДРП 1 с ш	резерв	ТН 1 с ш	резерв	резерв	
трансформации ТТ, ТН	300/5* 600/5	300/5* 600/5	3000/5	300/5* 600/5	300/5* 600/5	300/5* 600/5	300/5* 600/5	10/√3, 0.1/√3 0.1/√3, 0.1/3	50/5* 600/5	300/5* 600/5	50/5* 600/5	2000/5	-	300/5* 600/5	300/5* 600/5	300/5* 600/5	300/5* 600/5	300/5* 600/5	3000/5	50/5* 600/5	300/5* 600/5	10/√3, 0.1/√3 0.1/√3, 0.1/3	300/5* 600/5	300/5* 600/5	
точности	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55/0.5/10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.2/0.5/3%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55/0.5/10%	-	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55/0.5/10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.2/0.5/3%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	

номер ячеек	412	411	410	409	408	407	406	405	404	403	402	401	313	312	311	310	309	308	307	306	305	304	303	302	301
тип ячейки	φ 1014	резерв	ТН 4 с ш	φ 1012	φ 1010	φ 1008	φ 1006	Ввод 4 с ш	φ 1004	ДРП 4 с ш	φ 1002	СВ 4 с ш	СР 3 с ш	φ 1015	ТН 3 с ш	φ 1013	φ 1011	φ 1009	ДРП 3 с ш	φ 1007	φ 1005	φ 1003	φ 1001	Ввод 4 с ш	ТЧН-1
трансформации ТТ, ТН	200/5* 600/5	200/5* 600/5	10/√3, 0.1/√3 0.1/√3, 0.1/3	200/5* 600/5	200/5* 600/5	200/5* 600/5	200/5* 600/5	3000/5	200/5* 600/5	50/5* 600/5	200/5* 600/5	2000/5	-	200/5* 600/5	10/√3, 0.1/√3 0.1/√3, 0.1/3	200/5* 600/5	200/5* 600/5	200/5* 600/5	50/5* 600/5	200/5* 600/5	200/5* 600/5	200/5* 600/5	200/5* 600/5	3000/5	50/5* 600/5
точности	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.2/0.5/3%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55/0.5/10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55/0.5/10%	-	0.55*/0.5* 10%/10%	0.2/0.5/3%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%	0.55/0.5/10%/10%	0.55*/0.5* 10%/10%

Рисунок 3 – Фрагмент схемы принципиальной электрической ПС «Ахлебнино»

Рисунок 4 – Структурная схема АСКУЭ ПС «Ахлебинино»



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На базе современного оборудования и технологий возможно обеспечить надежный учет и контроль электроэнергии.

Опыт использования автоматизированных систем учета на подстанциях показывает целесообразность их внедрения.

В процессе модернизации оборудования и системы учета на подстанции «Ахлебинино», можно сделать следующие выводы:

Замена старых счетчиков на более современные позволяет увеличить сбор средств за электроэнергию на 10-20 % за счет повышения достоверности учета. Однако максимальный эффект в этом направлении возможен только при кардинальном повышении точности сбора данных и исключении человеческого фактора. Это достигается путем внедрения автоматизированного учета при помощи АСКУЭ. Помимо точного учета потребления электроэнергии, АСКУЭ позволяют выявлять случаи хищения и несанкционированного подключения потребителей к сети. Это позволяет успешно преодолевать подавляющее большинство факторов, провоцирующих коммерческие потери при передаче электроэнергии.

Модернизация и автоматизация системы учета электроэнергии подстанции представляет собой набор сложных организационно-технических мероприятий, которые проводятся на подстанции при изменении внешних и внутренних факторов, влияющих на эффективность приёма, преобразования и распределения электроэнергии.

Цель модернизации оборудования и системы учета на подстанции — это достижение технико-экономических и качественных показателей отпускаемой электроэнергии и более глубокая, удобная и технически точная интеграция с оптовым рынком электрической энергии и мощности.

В результате, можно сказать, что предложенная автоматизированная система с точки зрения своевременной и полной доставки информации в центр

сбора информации, соответствует всем современным требованиям к надежности.

Список используемых источников

1. РФ. Росстандарт. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения : утв. приказом № 12 от 21.11.1997 г. М., 1997. 32 с.
2. РФ. Росстандарт. ГОСТ 27.003. Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности : утв. приказом № 206 от 29.03.2017 г. М., 2017. 19 с.
3. РФ. Росстандарт. ГОСТ 27.301-95. Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения : утв. приказом № 430 от 26.06.1996 г. М., 1996. 19 с.
4. Вагин Г.Я., Мамонов А.М. Учет энергоресурсов: комплекс учебно-методических материалов. М. : Нижний Новгород, 2014. 107 с.
5. Воробьев А.Ю. Электроснабжение компьютерных и телекоммуникационных систем. М. : Эко-Трендз, 2003. 280 с.
6. Едзиева З.Т. Автоматизация системы контроля и учета электроэнергии // Новая наука: Теоретический и практический взгляд. 2017. № 4. С. 13-16.
7. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. М. : ЭНАС, 2009. 455 с.
8. Красник В.В. 102 способа хищения электроэнергии. М. : ЭНАС, 2008. 159 с.
9. Красник В.В. Секреты выживания потребителей на рынке электрической энергии. Подключение к электросетям в условиях ограничений. М. : ЭНАС, 2008. 191 с.
10. Левин М. А. Автоматизированная система учета электрической энергии: краткий курс лекций. М. : Саратов, 2016. 69 с.
11. Леонтьев Б. К. GPS: Все, что Вы хотели знать, но боялись спросить. М. : Бук-Пресс, 2006. 352 с.

12. Ожегов А.Н. Системы АСКУЭ: учебное пособие. М. : Киров: ВятГУ, 2006. 102 с.
13. Осика Л. К. Промышленные потребители на рынке электроэнергии: Принципы организации деловых отношений. М. : ЭНАС, 2010. 319 с.
14. Сенько В.В. Автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии: учебное пособие. М. : Тольятти : ТГУ, 2011. 47 с.
15. Чичёв С.И. Информационно-измерительная система центра управления электрических сетей. М. : Издательство Машиностроение, 2009. 111 с.
16. Дементьева Н.А., Нейфельд В.И. Автоматизированная система коммерческого учета энергии // Научное сообщество студентов XXI столетия. 2013. № 12. С. 71-76.
17. Канаев Д.Г., Маряхин Е.В., Черненко Ю.В. Проблемы безопасности систем АСКУЭ и SMARTGRID // Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии: V Всероссийская научно-техническая конференция. 2017. № 2. С. 252-257.
18. Маряхин Е.В., Канаев Д.Г., Черненко Ю.В. Система мониторинга и прогнозирования потребления электрической энергии // Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии: V Всероссийская научно-техническая . 2017. № 2. С. 258-263.
19. Тетёкин А.А., Маряхин Е.В., Канаев Д.Г. Обзор Smart Grid в Великобритании // Современные тенденции в науке, технике, образовании. 2018. № 2. С. 60-61.
20. АСКУЭ для частного сектора [Электронный ресурс]: Интернет портал сообщества ТЭК. – URL: <http://www.energyland.info/news-show-electroseti-electro-57775> (дата обращения: 26.07.2017).
21. Внедрение систем автоматизированного учета и контроля параметров энергопотребления [Электронный ресурс]: ООО ПВФ «Центр энергосберегающих технологий»: – URL: <http://www.estc.dias.ru/askue/> (дата обращения: 26.07.2017).

22. Комплексный учет и управление энергоресурсами [Электронный ресурс]: каталог, разработчик и изготовитель инженерная компания «Прософт-Системы». – Москва, 2006. – 20 с. – URL: <http://docplayer.ru/59776646-Prosoft-systems-ptk-ekom-kompleksnyy-uchet-i-upravlenie-energoresursami-inzhenernaya-kompaniya-prosoft-sistemy.html> (дата обращения: 02.08.2017).
23. Мастерам: Система учета электроэнергии [Электронный ресурс]: Сайт для электриков. – URL: <http://electromaster.ru/modules/myarticles/article.php?storyid=397> (дата обращения: 12.01.2017).
24. Csanyi E. Assemblies of switchgear and control panels (1,2,3) [Электронный ресурс]: Electrical Engineering Portal. 2015. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/assemblies-of-switchgear-and-control-panels-part-1> (дата обращения 6.11.17)
25. Gungor V. Wireless Link-Quality Estimation in Smart Grid Environments [Электронный ресурс]: Sage Journals. 2012. – <http://journals.sagepub.com/doi/10.1155/2012/214068> (дата обращения 15.03.18)
26. Javier N. Selective Harmonic Mitigation Technique for multilevel Cascaded H-bridge Converters [Электронный ресурс]: idUS. 2014. – https://idus.us.es/xmlui/bitstream/handle/11441/23590/file_1.pdf?sequence=1 (дата обращения 13.11.17)
27. Jenkins N. An Overview of the Smart Grid in Great Britain [Электронный ресурс]: DOAJ. 2015. – <https://doaj.org/article/0ce3090d866444d99640fc7e7fa556f1> (дата обращения 15.03.18)
28. Li L. Power Optimization of Multimode Mobile Embedded Systems with Workload-Delay Dependency [Электронный ресурс]: Hindawi. 2013. – <https://www.hindawi.com/journals/mpe/2013/320894> (дата обращения 15.03.18)
29. Pradyumn C. Carrier-Based Common Mode Voltage Control Techniques in Three-Level Diode-Clamped Inverter [Электронный ресурс]: Hindawi. 2012. – URL: <https://www.hindawi.com/journals/ape/2012/327157> (дата обращения 12.11.17)

30. Rojas-Renteria J. An Electrical Energy Consumption Monitoring and Forecasting System [Электронный ресурс]: DOAJ. 2016. – <https://doaj.org/article/00b7d02fd8fc420cbb670581d2eb5fd4> (дата обращения 15.03.18)

31. Yang H. Power Optimization of Multimode Mobile Embedded Systems with Workload-Delay Dependency [Электронный ресурс]: Hindawi. 2016. – <https://www.hindawi.com/journals/misy/2016/2010837> (дата обращения 14.11.17)