Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»

"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ "Матюшинская"

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.ТРП

2020

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
А4	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.ВД	Ведомость технорабочего проекта	1		
А4	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.ТД	Техническая документация	49		
А4, А3	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД	Рабочая документация	11		

Технические решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, а также правил взрывобезопасности, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

Главный инженер проекта А.В.Савченко

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Логашева			
Пров.		Козлов			
Н.контр.					
Утв.		Савченко			

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.ВД

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»
ПС 35/6кВ «Матюшинская»
Ведомость технорабочего проекта

Стадия	Лист	Листов
ТП		1

ООО "Инэнерготех"

Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»

"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ "Матюшинская"

ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.ТД

Руководитель проекта А.В. Савченко

2020

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
		Техническая документация			
А4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
А4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-13		
А4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	14-16		
А4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17		
А4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	18-21		
А4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	22-30		
А4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	31-33		
А4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	34-37		
А4	Раздел 8	Описание организационной структуры	38-39		
А4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	40-46		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Логашева			
Пров.		Козлов			
Н.контр.					
Утв.		Савченко			

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.ТД

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»
ПС 35/6кВ "Матюшинская"

Ведомость ТД

Стадия	Лист	Листов
ТП	2	45

ООО "Инэнерготех"

Раздел 1. Пояснительная записка

1.1 Наименование проектируемой системы и наименования документов, на основании которых ведется проектирование системы

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 35/6кВ "Матюшинская".

Технорабочий проект выполнен на основании:

– Федеральный закон РФ от 27.12.2018 №522-ФЗ;

– Договор № 83/2020 от 24.08.2020 на создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК».

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС 35/6кВ «Матюшинская» находится в Прокопьевском районе с. Калачево и имеет распределительные устройства 35 и 6кВ.

В настоящее время подстанция присоединяется к энергосистеме двумя отпайками от ВЛ-35-КМ-1 и ВЛ-35-КМ-2.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 35/6кВ мощностью 10МВА. Паралельная работа двух трансформаторов на ПС запрещена.

ЗРУ-6кВ выполнена по системе двух секций 6кВ с секционным разъединителем. В цепях присоединений ЗРУ-6кВ установлены трансформаторы тока типа ARJA1/N2 класса точности 0,5 и трансформаторы напряжения VRQ3n/S2, класса точности 0,5.

В цепях присоединениях ТСН-1 и ТСН-2 установлены трансформаторы тока типа ТТН-Ш класса точности 0,5.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии, передаваемой по линиям 35 кВ электроэнергии, отпускаемой в распределительные сети 6 кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

– повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;

– межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;

– обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени.

АИИС КУЭ также предназначена для организации:

– автоматизированного контроля и учета поставки и потребления электроэнергии и мощности;

– выполнения коммерческих расчетов по покупке и реализации электроэнергии; контроля за соблюдением лимитов поставки (потребления) энергии и мощности в соответствии с контрактными обязательствами сторон;

– оценки, локализация, поиск потерь электроэнергии;

– формирования всех видов отчетности, в том числе статистических отчетов для всех уровней управления.

Основные функции АИИС КУЭ:

- Считывание с электросчетчиков:
  - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
  - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
  - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
  - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ±30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСПД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСПД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.
- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

1.4 Описание процесса деятельности

АИИС КУЭ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет два уровня (первый и третий.) Установка второго уровня в данном проекте не предусматривается.

Нижний ИИК (первый уровень) включает в себя информационно-измерительные комплексы (ИИК) коммерческого учета электроэнергии.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений (60 минут), обработки, хранения информации. Глубина хранения 170,6 суток.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

– измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);

– микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ПСЧ-4ТМ.05.МК с коммуникатором GSM С-1.02.01;

– вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

Исходной информацией ИВК (третий уровень) служат данные, получаемые со счетчиков электрической энергии. Счетчики в автоматическом режиме передают информацию на уровень ИВК. Организация взаимодействия ИВК – счетчик построена на передачи данных по GSM каналу.

Состав процедур, выполняемых на этом уровне:

– автоматический регламентированный сбор, обработка и накопление коммерческой, технической и служебной информации;

– возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии;

– автоматическая регистрация событий, сопровождающих процессы измерения;

– автоматическая коррекция единого календарного времени, как на промконтроллере, так и в счетчиках электрической энергии;

– предоставление доступа к результатам измерений и журналам событий;

– аппаратная и программная защита от несанкционированного доступа;

– конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;

– диагностика работы технических средств;

– режим довосстановления данных после восстановления связи со счетчиками в случае её потери;

– предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным.

Состав и технические характеристики оборудования первого и второго уровня АИИС КУЭ приведены в разделах «Описание комплекса технических средств» и «Описание автоматизированных функций» настоящего проекта.

По данному проекту замена трансформаторов тока и напряжения, вторичных цепей учета не предусматривается.

1.5 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

1.6 Сведения об использовании при проектировании нормативно- технических документов

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.

ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.

ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.

ГОСТ 21.404-85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21.406-88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

ГОСТ 24.302-80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.

ГОСТ 24.303-80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.

ГОСТ 24.304-82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.

ГОСТ 30.001-83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.

ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.

ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды испытаний автоматизированных систем.

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14.254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

ГОСТ 21958-76 Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.

ГОСТ 25861-83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).

ГОСТ 30207-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).

ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое конторское оборудование.

ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи индустриальные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.

ПР 50.1.019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.

НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

«Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.

1.7 Расчетная численность, профессионально-классификационный состав работников

Для эксплуатации системы должен быть сформирован оперативный персонал. Оперативный персонал разделяется на пользователей системы и эксплуатационный персонал.

Пользователями системы являются лица из числа оперативного и административно-технического персонала ООО «ОЭСК».

К эксплуатации АИИС КУЭ допускается персонал, изучивший документацию, прошедший обучение и инструктаж. Для обслуживания допускается персонал с группой допуска ПТБ не ниже III.

Эксплуатационный персонал АИИС КУЭ комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается приказами по предприятию.

Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.

Таблица 3.1 –Перечень категорий работников и число штатных единиц

Должность	Количество специалистов
Системный администратор	1
Инженер по обслуживанию оборудования	1
Техник-электромеханик	2

Системный программист-администратор –поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС. КУЭ

Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС. КУЭ.

1.8 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;

— обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;

— обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;

— осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;

— осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;

— восстановление работоспособности ИВК, ИВКЭ АИИС КУЭ после аварии.

— обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;

— осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;

— осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;

— обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;

— регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;

— осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;

— осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;

— выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.

— обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;

— осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;

— осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;

— обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;

— обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;

— осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;

— осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования, и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.

1.9 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Система функционирует в трех режимах: штатном, сервисном и ремонтном.

Штатный режим работы:

В штатном режиме все компоненты АИИС КУЭ работают в заданных режимах. Измерение и расчет потребления электрической энергии производится с заданным классом точности. Сбор и обработка информации производится в автоматическом режиме. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в счетчиках и оборудовании передачи данных. Оборудование функционирует круглосуточно, при этом не требуется вмешательство обслуживающего персонала.

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КУЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.

При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.

Ремонтный режим работы

В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.

Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.

Диагностика и проверка работоспособности системы

Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:

технические средства нижнего уровня смонтированы в соответствии с проектной документацией и функционируют;

устройства и линии связи смонтированы в соответствии с проектной документацией на систему;

компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;

на компьютерах установлено программное обеспечение.

Для проверки правильности работы системы необходимо подать питание на все компоненты комплекса, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС.

1.10 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КУЭ входят:

– измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);

– измерительные электросчетчики типа ПСЧ-4ТМ.05.МК;

– существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока и напряжения (вторичные измерительные цепи).

Перечень точек измерения АИИС КУЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

Измерение физических величин производится автоматически в соответствии с методикой выполнения измерений. Данная функция реализуется в счетчике электрической энергии.

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК Нижегородского научно-производственного объединения имени М.В.Фрунзе.

Класс точности счетчиков должны быть не хуже 1 – для счетчиков непосредственного включения и 0,5S – для счетчиков трансформаторного включения.

1.11 Решения по установке и монтажу оборудования

Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.

Установка счетчиков электроэнергии.

Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.

Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.

Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.

После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием коробки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.

После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать коробку испытательную переходную.

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.

1.12 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ООО «ОЭСК».

Для приведения распределительных сетей к состоянию, отвечающему требованиям технического задания, необходимо произвести следующие действия:

- обеспечить метрологическую поверку измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- установить счетчики электроэнергии согласно чертежам рабочей документации;
- обеспечить защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- организовать информационное взаимодействие всех компонентов системы;
- в местах установки оборудования обеспечить условия эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип Существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ПС 35/6 кВ Матюшинская, яч. 15 Ввод-6-Т-1	ПСЧ-4ТМ.05М К.01	0,5S/0,5	ОПУ шкаф АИИСКУЭ	3xARJA1 /N2	2500/5	VRQ3n/S2	6000/100
2	ПС 35/6 кВ Матюшинская, яч. 6 Ввод-6-Т-2	ПСЧ-4ТМ.05М К.01	0,5S/0,5	ОПУ шкаф АИИСКУЭ	3xARJA1 /N2	2500/5	VRQ3n/S2	6000/100
3	ПС 35/6 кВ Матюшинская, щит 0,4 кВ ТСН 1	ПСЧ-4ТМ.05М К.05	0,5S/0,5	ОПУ, ЩСУ	ТТН-Ш	200/5	-	-
4	ПС 35/6 кВ Матюшинская, щит 0,4 кВ ТСН 2	ПСЧ-4ТМ.05М К.05	0,5S/0,5	ОПУ, ЩСУ	ТТН-Ш	200/5	-	-

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

АИИС КУЭ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет три уровня.

Первый ИИК (нижний) уровень

Уровень измерительно-информационных комплексов точек учета (уровень ИИК). ИИК – функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений, обработки, хранения информации.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

– измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);

– счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05.МК;

– вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

– автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;

– автоматическое выполнение измерений времени;

– автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;

– хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;

– предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;

– конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;

– измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизированного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – Совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

Уровень ИВК в данном проекте не разрабатывается.

Третий уровень ИВК

Уровень информационно-вычислительного комплекса (Уровень ИВК). ИВК – Совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИИК.

ИВК обеспечивает:

– автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;

– автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);

– контроль достоверности результатов измерений;

– доступ ИАСУ КУ к информации.

Уровень ИВК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

- Считывание с электросчетчиков:

– архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;

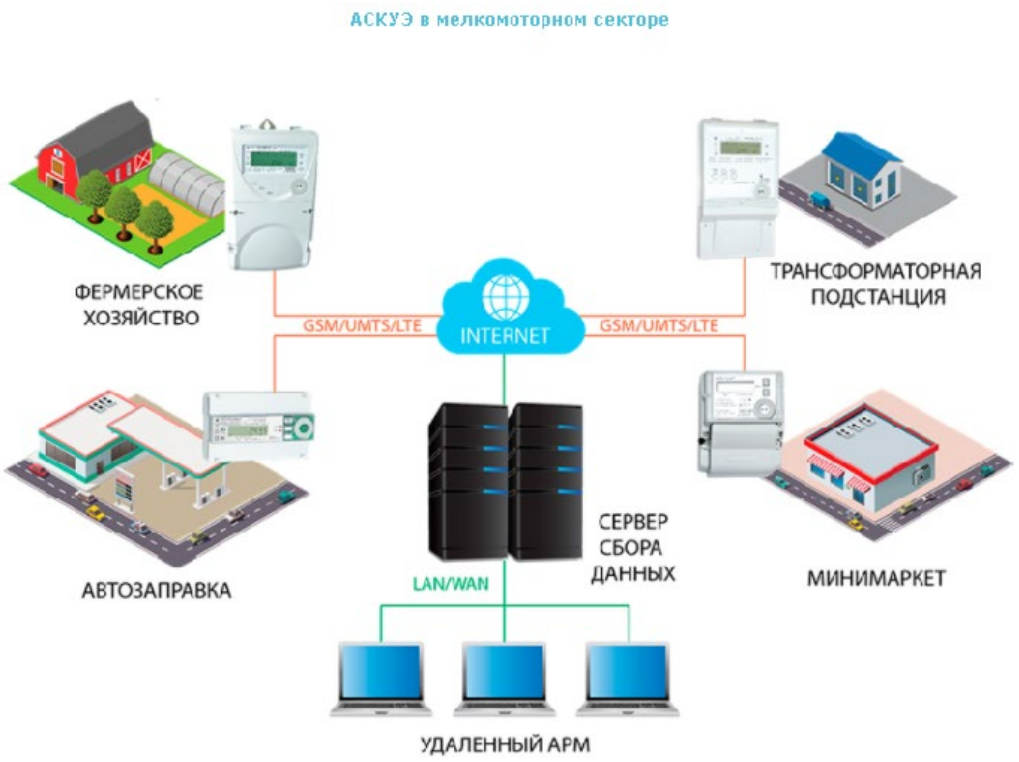
– текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;

– текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);

– получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).

- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ±30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обрботки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.
- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ



РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ – в данном проекте не рассматривается;
- ИВК – в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий..

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Информационное обеспечение АИИС КУЭ представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы. Посредством используемых технических средств ПО создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

— информацию о фактических перетоках электроэнергии на точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчётах;

— техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;

— служебную информацию о текущем состоянии средств учёта.

Помимо этого, ПО обеспечено необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

- регламентирующих работу АИИС КУЭ;
- регламентирующих работу обслуживающего персонала АИИС КУЭ;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;

2) информации, которая образуется в процессе функционирования АИИС КУЭ:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АИИС КУЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

ПО обеспечивает хранение коммерческой и технической информации. База данных отвечает требование повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внемашинное и внутримашинное.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

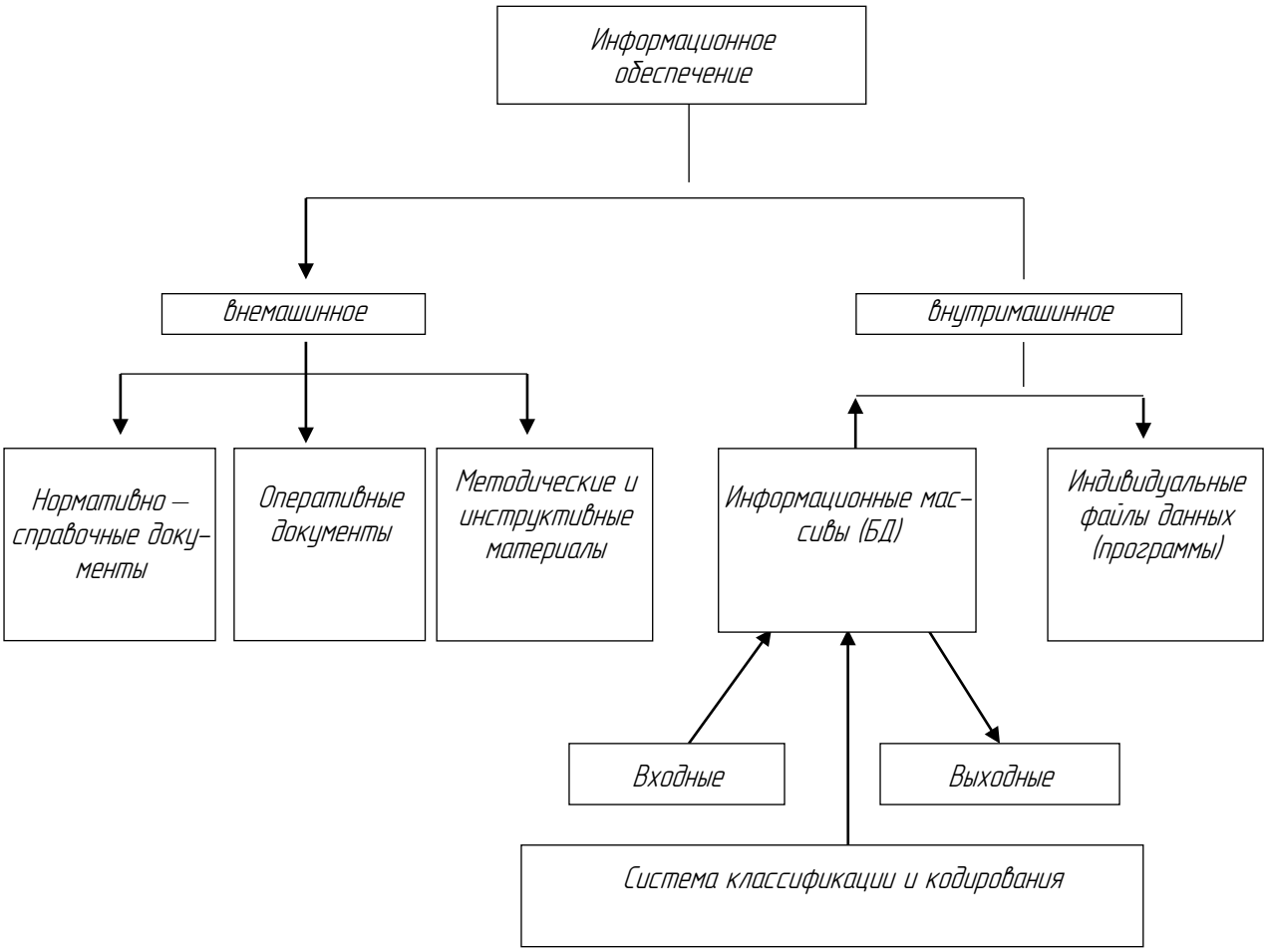


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

4.3 Организация сбора и передачи информации

АИИС КУЭ выполняет сбор и передачу технической и технологической информации согласно схеме, показанной на рисунке 4.2.

В системе представлена следующая информация:

- техническая об измеренных значениях;
- технологическая о состоянии объекта и элементов АИИС;
- служебная, содержащая внутренние настройки системы.

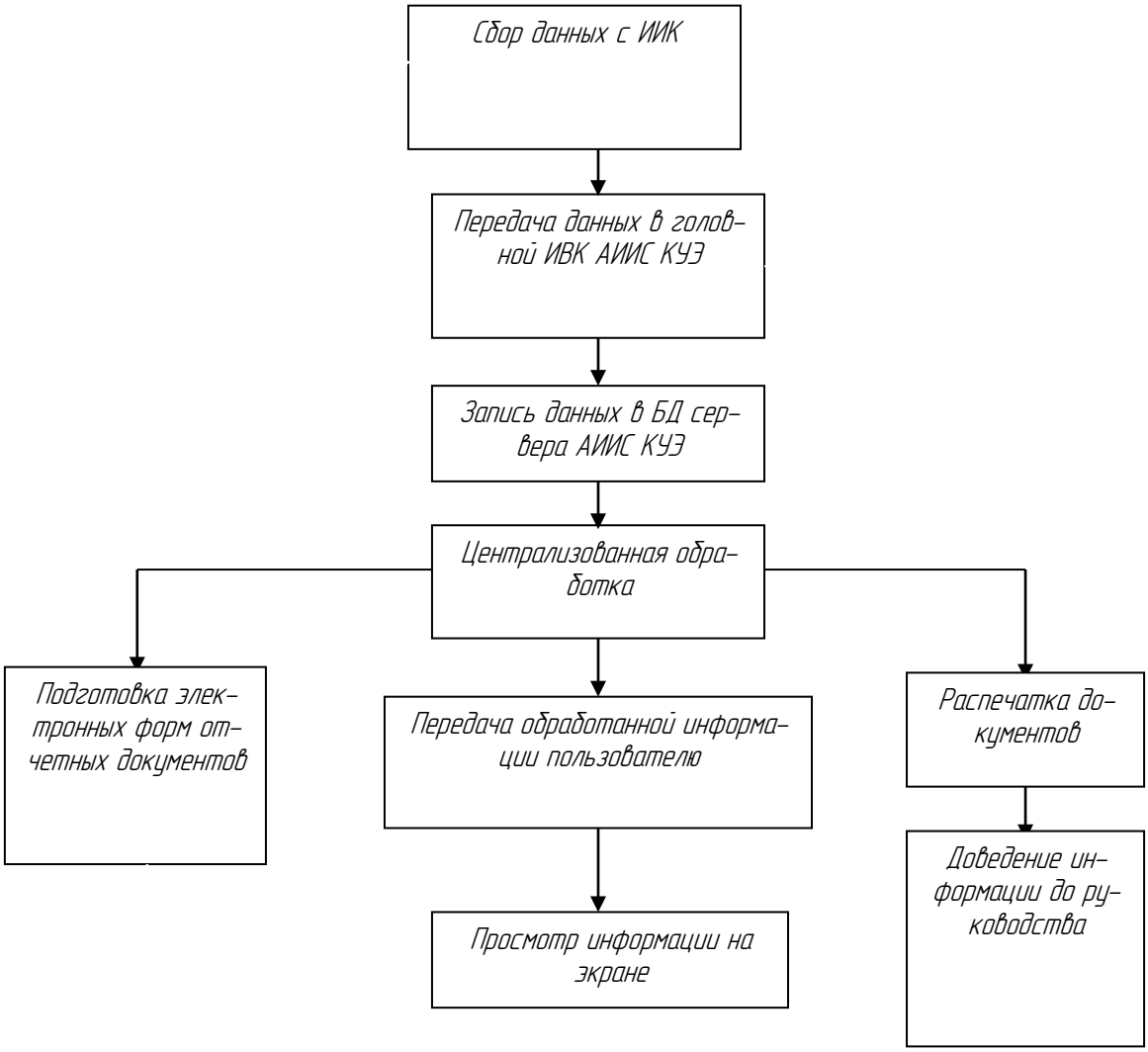


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

При взаимодействии ИВК и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемой и потребленной электроэнергией;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи другим субъектам рынка.

4.4 Организация внемашинной информации

Внемашинная информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);
- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС КУЭ, находятся на «жестких» дисках.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных перетоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствуют ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-RU.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-пододобный, СЭТ-4ТМ.02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Тарификатор:

- четыре тарифа (Т1-Т4);
- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках — до 144;

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двунаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массивов профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквадрантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установившегося отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом поверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

- управления нагрузкой по расписанию.

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную элеткроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциямиЮ программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфесные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммуникаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	 0,001Iном 0,004Iб
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков с Uном: 3х(57,7-115)/(100-200) В 3х(120-230)/(208-400) В	от 0,8Uном до 1,15Uном 3х(46-132)/(80-230) 3х(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP, электросчетчиков: трансформаторного включения	 ±0,5 при 0,05Iном ≤ I ≤ Iмакс, cosφ=1 ±0,6 при 0,05Iном ≤ I ≤ Iмакс, cosφ=0,5 ±1,0 при 0,01Iном ≤ I < 0,05Iном, cosφ=1 ±1,0 при 0,02Iном ≤ I < 0,05Iном, cosφ=0,5 ±1,0 при 0,05Iном ≤ I ≤ Iмакс, cosφ=0,25
непосредственного включения	±1,0 при 0,1Iб ≤ I ≤ Iмакс, cosφ=1, cosφ=0,5 ±1,5 при 0,05Iб ≤ I < 0,1Iб, cosφ=1 ±1,5 при 0,1Iб ≤ I ≤ Iмакс cosφ=0,25
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ, счетчиков: трансформаторного включения	±1,0 при 0,05Iном ≤ I ≤ Iмакс, sinφ=1, sinφ=0,5 ±1,5 при 0,01Iном ≤ I < 0,05Iном, sinφ=1 ±1,5 при 0,02Iном ≤ I < 0,05Iном, sinφ=0,5 ±1,5 при 0,05Iном ≤ I ≤ Iмакс, sinφ=0,25
непосредственного включения	±2,0 при 0,1Iб ≤ I ≤ Iмакс, sinφ=1, sinφ=0,5 ±2,5 при 0,05Iб ≤ I < 0,1Iб, sinφ=1 ±2,5 при 0,1Iб ≤ I ≤ Iмакс, sinφ=0,25

полной мощности, δS	δS = δQ (аналогично реактивной мощности)
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	±0,4 в диапазоне от 0,8Uном до 1,15Uном ±0,9 (у электросчетчиков непосредственного включения)
тока, δI, электросчетчиков: трансформаторного включения	±0,4 при Iном ≤ I ≤ Iмакс $\pm\left[0{,}4+0{,}02\left(\frac{I_{ном}}{I_x}-1\right)\right]$ при 0,01Iном ≤ I ≤ Iном
непосредственного включения	±0,9 при Iб ≤ I ≤ Iмакс $\pm\left[0{,}9+0{,}05\left(\frac{I_б}{I_x}-1\right)\right]$ при 0,05Iб ≤ I < Iб
частоты и ее усредненного значения	±0,05 в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц
мощности активных потерь, δPп	(2δi + 2δu)
мощности реактивных потерь, δQп	(2δi + 4δu)
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), δP±Pп	$\left(\delta_P\cdot\frac{P}{P\pm P_п}+\delta_{Pп}\cdot\frac{P_п}{P\pm P_п}\right)$
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), δQ±Qп	$\left(\delta_Q\cdot\frac{Q}{Q\pm Q_п}+\delta_{Qп}\cdot\frac{Q_п}{Q\pm Q_п}\right)$
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	±0,5
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°С /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °С, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °С, менее	±0,1 ±0,22
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1

Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)

Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	 8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7–115)/(100–200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7–115)/(100–200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120–230)/(208–400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120–230)/(208–400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120–230)/(208–400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	 40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			
Время восстановления, час	2			
Масса, кг, не более	1,7			
Габаритные размеры, мм	309х170х92			

5.2 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики соответствуют классу II по ГОСТ 8865-93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261-94, ГОСТ 26104-89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

Приборы учета располагаются на панелях и ячейках и устанавливаются взамен существующих. Коробки испытательные и вторичные цепи — существующие. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков предусматривается в пределах 0,4 - 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;
- на лицевой и оборотной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах — надписи или маркировка согласно схемам.

5.3 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

5.4 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК относятся к группе 5 по ГОСТ 22261-94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150-69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°С.

5.5 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналообразующей аппаратуры.

РАЗДЕЛ 6. ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Программное обеспечение АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН»

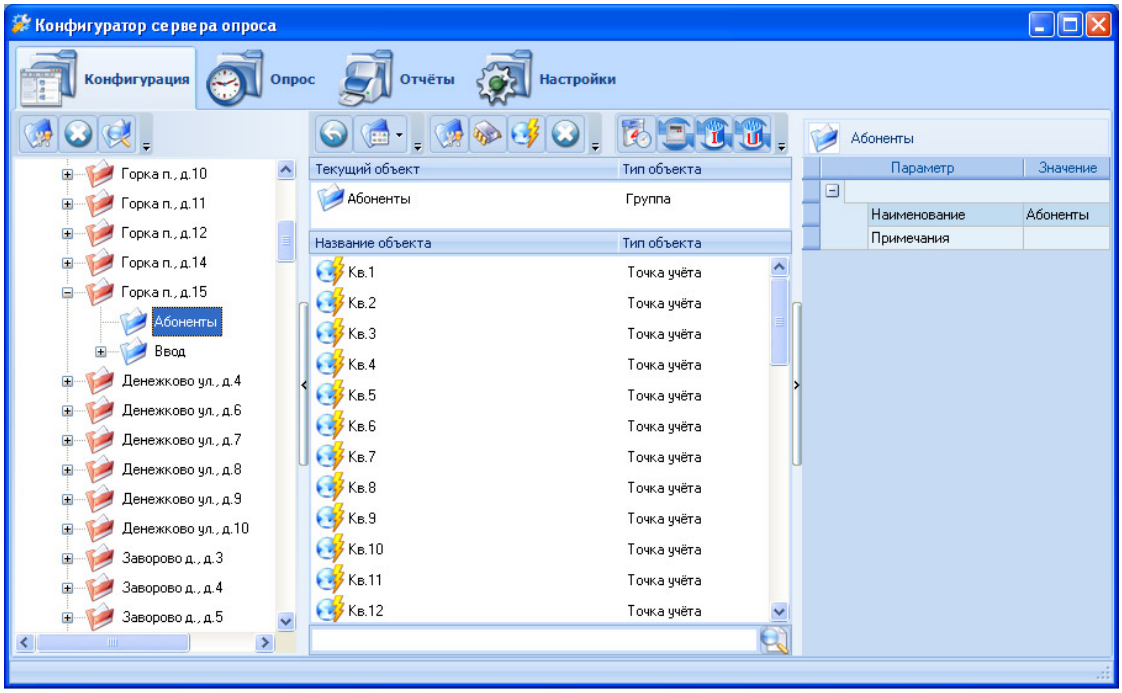
Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.
-

Программное обеспечение КТС «МИКРОН» представлено на сайте производителя и может быть использовано в свободном доступе.

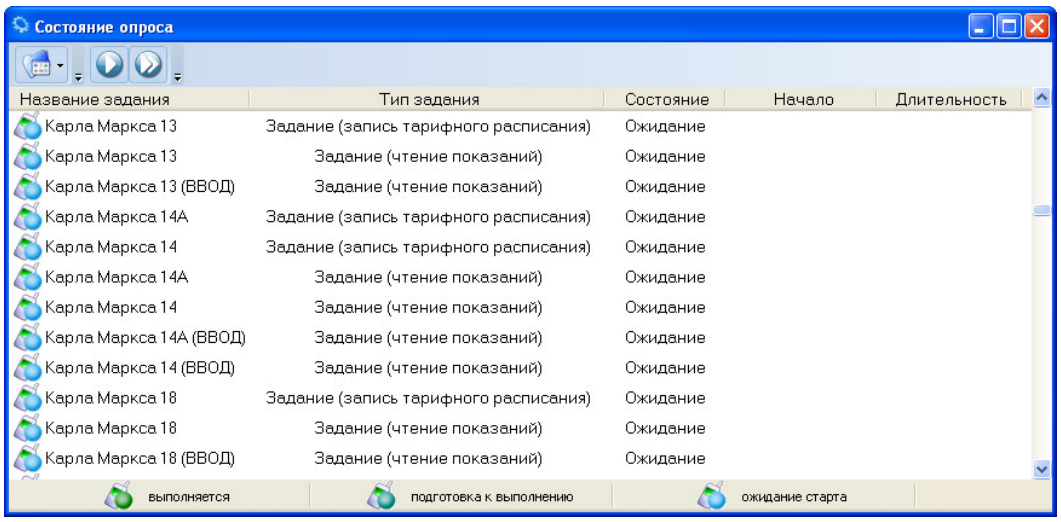
Сервер Опроса

Считывает конфигурацию объектов учёта из базы данных и создаёт план опроса. После проведения опроса, данные, считанные модулем, сохраняются в базе данных для последующей обработки.



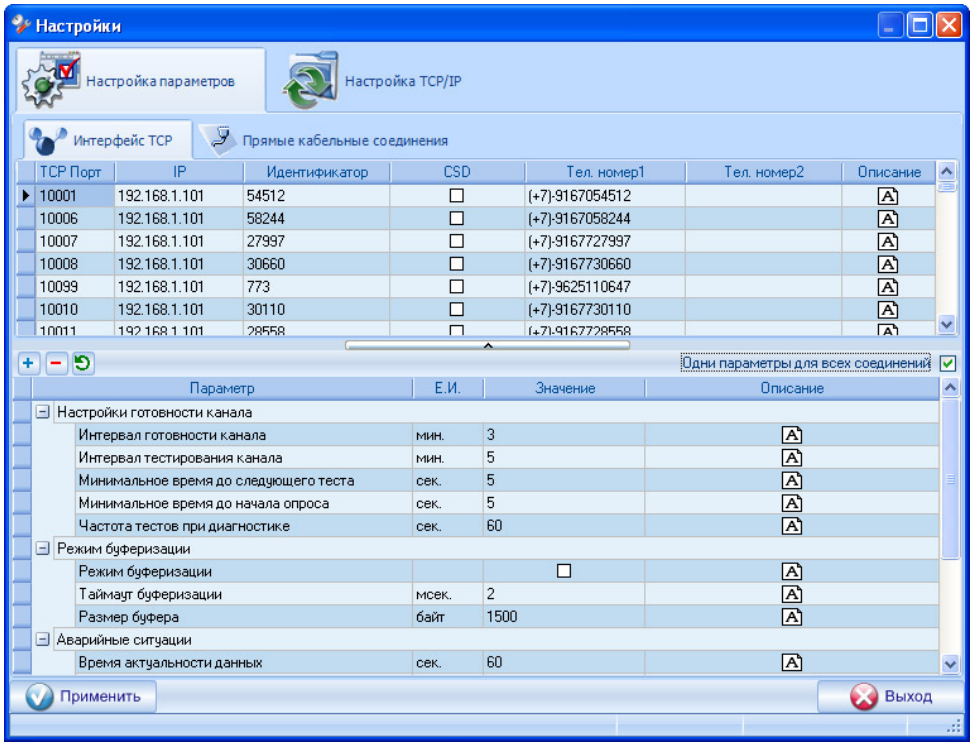
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



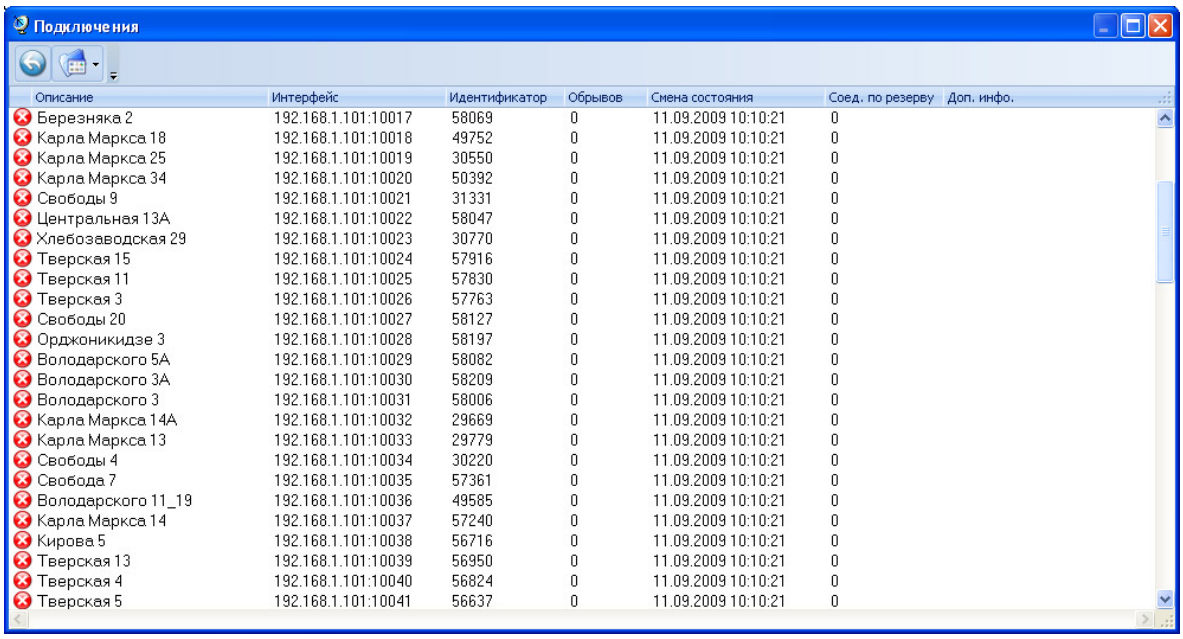
Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставление рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



Конфигуратор Сервера Соединений

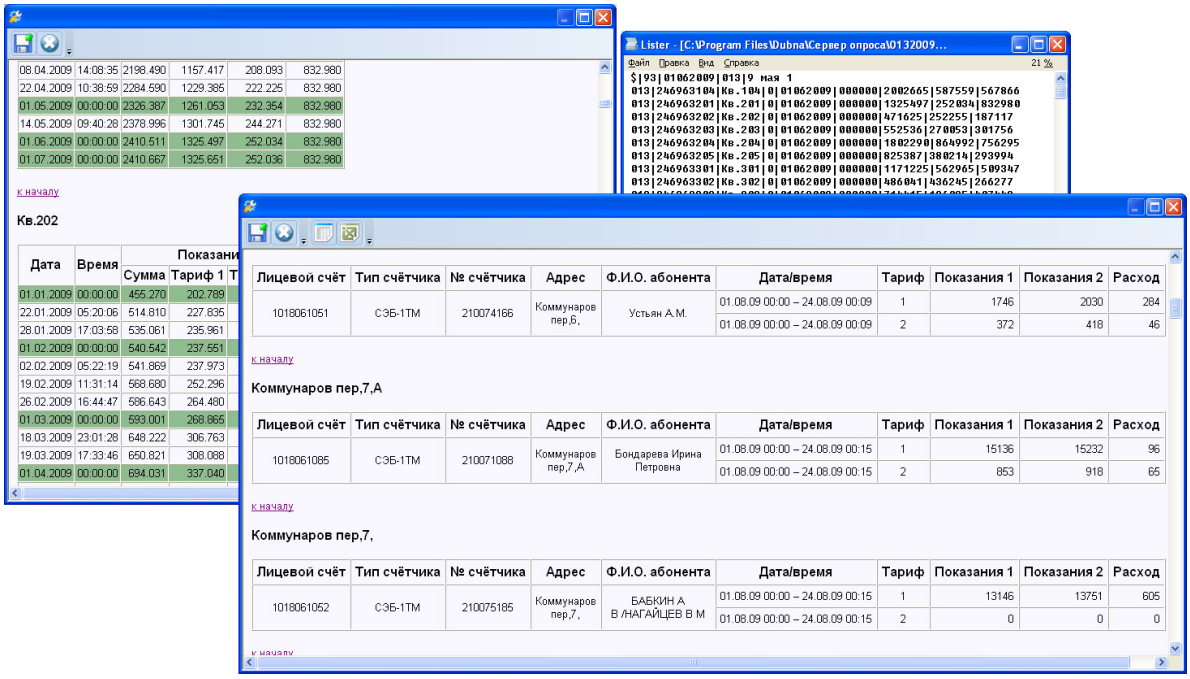
Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.



Подключения

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняка 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.



08.04.2009	14:08:35	2198.490	1157.417	208.093	832.980
22.04.2009	10:38:59	2284.590	1229.385	222.225	832.980
01.05.2009	00:00:00	2326.387	1261.053	232.354	832.980
14.05.2009	09:40:28	2378.996	1301.745	244.271	832.980
01.06.2009	00:00:00	2410.511	1325.497	252.034	832.980
01.07.2009	00:00:00	2410.667	1325.651	252.036	832.980

к началу

Кв.202

Дата	Время	Показани		
		Сумма	Тариф 1	Т
01.01.2009	00:00:00	455.270	202.789	
22.01.2009	05:20:06	514.810	227.835	
28.01.2009	17:03:58	535.061	235.961	
01.02.2009	00:00:00	540.542	237.551	
02.02.2009	05:22:19	541.869	237.973	
19.02.2009	11:31:14	568.680	252.296	
26.02.2009	16:44:47	586.643	264.480	
01.03.2009	00:00:00	593.001	268.865	
18.03.2009	23:01:28	648.222	306.763	
19.03.2009	17:33:46	650.821	308.088	
01.04.2009	00:00:00	694.031	337.040	

Lister - [C:\Program Files\Dubna\Сервер опроса\0132009...

Файл Правка Вид Справка 21 %

```
$|93|01062009|013|9 мая 1
013|246963104|Кв.104|0|01062009|000000|2002665|587559|567866
013|246963201|Кв.201|0|01062009|000000|1325497|252034|832980
013|246963202|Кв.202|0|01062009|000000|471625|252255|187117
013|246963203|Кв.203|0|01062009|000000|552536|270053|301756
013|246963204|Кв.204|0|01062009|000000|1802290|864992|756295
013|246963205|Кв.205|0|01062009|000000|825387|380214|293994
013|246963301|Кв.301|0|01062009|000000|1171225|562965|509347
013|246963302|Кв.302|0|01062009|000000|486041|436245|266277
```

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЭБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер,6,	Устьян А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
					01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	2	372	418	46

к началу

Коммунаров пер,7,А

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061085	СЭБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер,7,А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
					01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	853	918	65

к началу

Коммунаров пер,7,

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061052	СЭБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер,7,	БАБКИН А В /НАГАЙЦЕВ В М	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	13146	13751	605
					01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	0	0	0

к началу

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

В соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94» на стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов (каналов) и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКЭ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии, УСПД) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики, УСПД и измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ, а также работы по поверке АИИС КУЭ уровня ИИК и ИВКЭ в целом.

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующее:

- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563, РД 153-34.0-11 и МИ 2808;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС КУЭ;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.

Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Прокладка вторичных цепей трансформаторов напряжения проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электроэнергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114-98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более ±5 с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

7.5 Требования безопасности

При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261-94 и ГОСТ 12.1.038-82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75.

Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

Корпуса устройств (блоков), шкафов и панелей должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

7.6 Контроль точности результатов измерений

Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;

- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы по проверке соответствия погрешности измерений нормам точности.

Оперативный контроль точности проводят:

- если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с РД 34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов;
- при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);
- при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;
- при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;
- при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;
- после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов;
- после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;
- после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал.

Общая относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ (для расчетного учета электроэнергии) имеет величину не более: δ_w=±2,9 при I_1=(5-20)% от $I_{1ном}$ и δ_p=±1,7 при I_1=(20-120)% от $I_{1ном}$ (при доверительной вероятности p=0,95), что соответствует требованиям к погрешности измерений электрической энергии (расчетного учета) и требованиям Технического задания.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении поверки АИИС КУЭ.

Приложение А Номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

Элемент системы	Тип	Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05.МК	62838

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

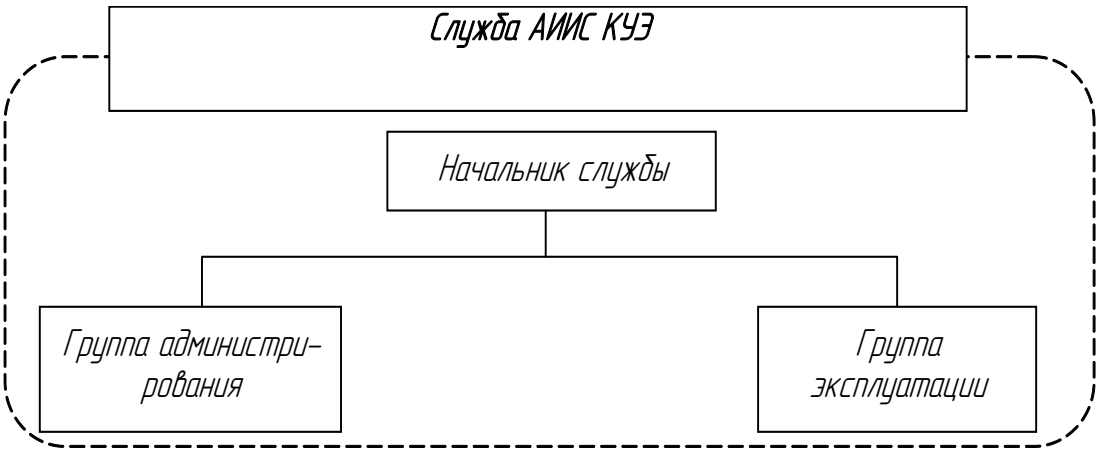


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

Описание организационной структуры подразделений, создаваемых с целью обеспечения функционирования АИИС КУЭ

Элементы организационной структуры службы АИИС КУЭ:

1. начальник службы;
2. группа администрирования;
3. группа эксплуатации.

Основные функции группы администрирования службы АИИС КУЭ:

– координация и контроль работы групп администрирования;

– контроль коммерческих данных в соответствии с регламентами и Инструкциями;

– контроль полноты, корректности и своевременности поступления коммерческих данных в соответствии с Инструкциями;

– внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.

– обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;

Основные функции группы эксплуатации:

– контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;

– проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;

– проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

— поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС КУЭ в соответствии с проектной документацией.

Выполнение функций эксплуатационного персонала АИИС КУЭ может быть возложено на имеющийся персонал электротехнической службы, служб организации обслуживающей подстанцию. При этом должны быть внесены соответствующие изменения в должностные инструкции персонала.

Ответственным за передачу информации на серверы верхнего уровня другим заинтересованным организациям должен быть назначен администратор АИИС КУЭ.

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

– просматривать информацию в БД;

– запрашивать информацию об электроэнергии по отдельному счетчику или по группе за любой период времени;

Специалисты, допущенные к работе по обработке результатов измерений (пользователи системы) должны иметь высшее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности инженера по АСУ ТП, инженера – электрика, либо среднее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности техника ВЦ (ИВЦ), техника-программиста.

Персонал АИИС КУЭ подготавливается к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации.

К обслуживанию АИИС КУЭ допускается персонал, проинструктированный по технике безопасности и имеющий соответствующую группу по электробезопасности.

К выполнению работ связанных с измерением электроэнергии допускаются лица, прошедшие проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», имеющие группу по электробезопасности не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из:

– ИИК в количестве 4 шт.

Согласно ГОСТ 27.002-89 критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и конструкторской документации. При расчете показателей надежности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЭ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

– измерительные ТТ и ТН;

– счётчики электрической энергии.

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствие с ГОСТ 27.003-90.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	4

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

Выбор номенклатуры показателей надёжности произведён согласно ГОСТ 27.003-90 для измерительных счётчиков электроэнергии и шкафа УСПД.

Счётчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

Шкаф УСПД относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

9.4 Перечень оцениваемых параметров надежности

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЭ, оцениваются следующие показатели надежности:

а) для счетчиков электроэнергии:

средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;

среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.

б) для системы шкафов УСПД:

средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;

время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надежности элементов АИИС

В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надежности АИИС КУЭ будем использовать данные по надежности элементов ИИК, а именно счетчиков электрической энергии.

9.6 Расчет показателей надежности подсистем АИИС КУЭ

Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надежности.

Расчет показателей надежности ИИК

ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИИК					
1	Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05.МК	4	165000	Описание типа

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИИК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ, 1/ч
ИИК					
1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05.МК	4	165000	0,0000242
Итого для ИИК					0,0000242

Расчет произведен по формулам:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \qquad (1)$$

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

$$\lambda = \sum \lambda_i, \qquad (2)$$

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

$$\lambda_{общ} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \qquad (3)$$

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{0\ АИИС} = \frac{1}{\lambda_{АИСС}}$$

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

Интенсивность отказов АИИС КУЭ равна сумме интенсивностей отказов ИИК, ИВКЭ.

$$\lambda_{АИИС} = \lambda_{ИИК} + \lambda_{ИВКЭ} = 0{,}0000242$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0\ АИИС} = \frac{1}{\lambda_{АИСС}} = 41322\ ч$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$K_Г = \frac{T_0}{T_В + T_0};$$

Кг=41322/(2+41322)=0,99.

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 165000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

– счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

В процессе эксплуатации АИИС КУЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N}\sum_{j=1}^{N}\tau_j ,$$

где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 3

Наименование элемента (функции)	Вид (описание отказа)	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению тяжести последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
			На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта

Оперативным персоналом для первичных средств учета и вторичных цепей проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

а) ежедневно:

- внешний осмотр ТТ и ТН на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;
- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;
- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва.;

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;

- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт осуществляется путем замены неисправных устройств или их ремонтом.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КУЭ..

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно ставит в известность руководство и совместно с ним принимает меры по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической документацией.

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надёжности необходимо предусмотреть комплект ЗИП. Расчёт и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t ,$$

где Q – количество запасных элементов;

N – количество элементов на подстанции;

t – % (на основании договора).

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».

"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6 кВ "Матюшинская"

ТОМ 2

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД

Руководитель проекта А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.ТП	Общие данные	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.С1	Схема структурная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.СБ	Схема однолинейная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.С7	План расположения оборудования и проводок	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.С5	Схема подключения	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.СА	Чертеж установки технических средств	

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.В4	Спецификация оборудования и материалов	

Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем.
Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТРП

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Логашева			2020
Провер.		Козлов			2020
Утв.		Савченко			2020

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.ТП

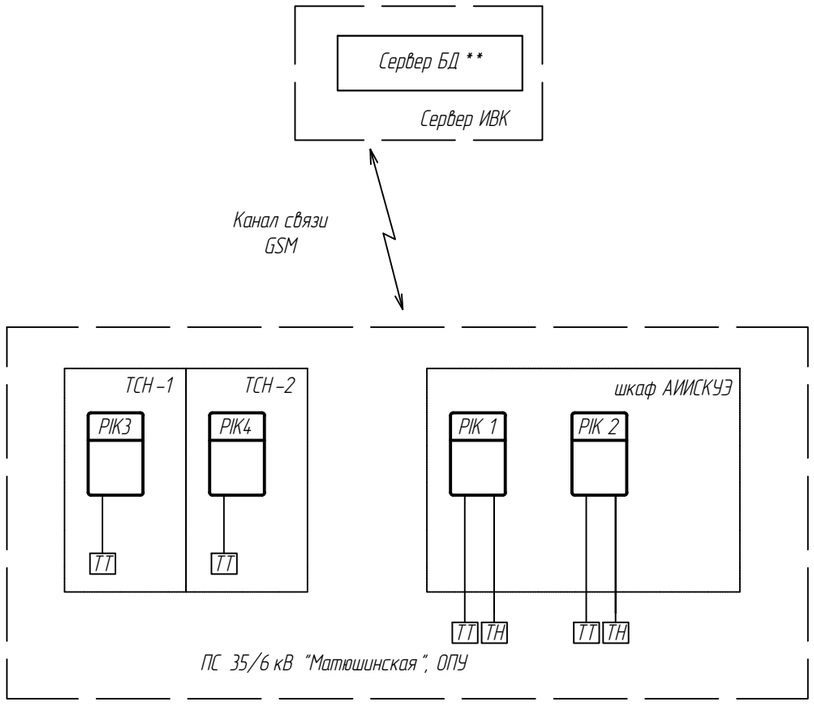
ПС 35/6кВ "Матюшинская"

Стадия	Лист	Листов
Р		1

ООО "Инэнерготех"

Формат А4

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK 1, PIK2	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	2	с коммуникатором GSM
2	PIK 3, PIK 4	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	с коммуникатором GSM



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. ** - сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.С 1		
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"		
Разраб.		Логашева			2020	ПС 35/6кВ "Матюшинская"	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Козлов			2020		Р		1
Утв.		Савченко			2020	Схема структурная	ООО "Инэнерготех"		

Согласовано

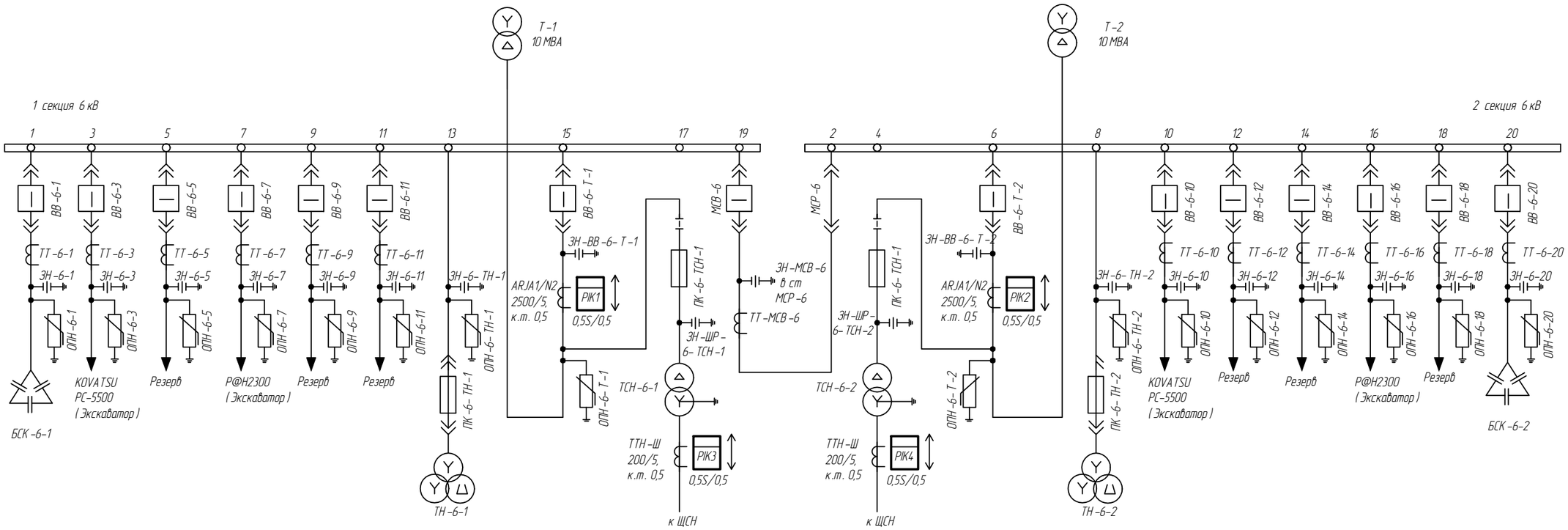
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

ПС 35/6 кВ "Матюшинская"



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения , должен быть не ниже 0,5.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.СБ		
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Логашева			2020	ПС 35/6кВ "Матюшинская"	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Козлов			2020		Р		1
						Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

Согласовано

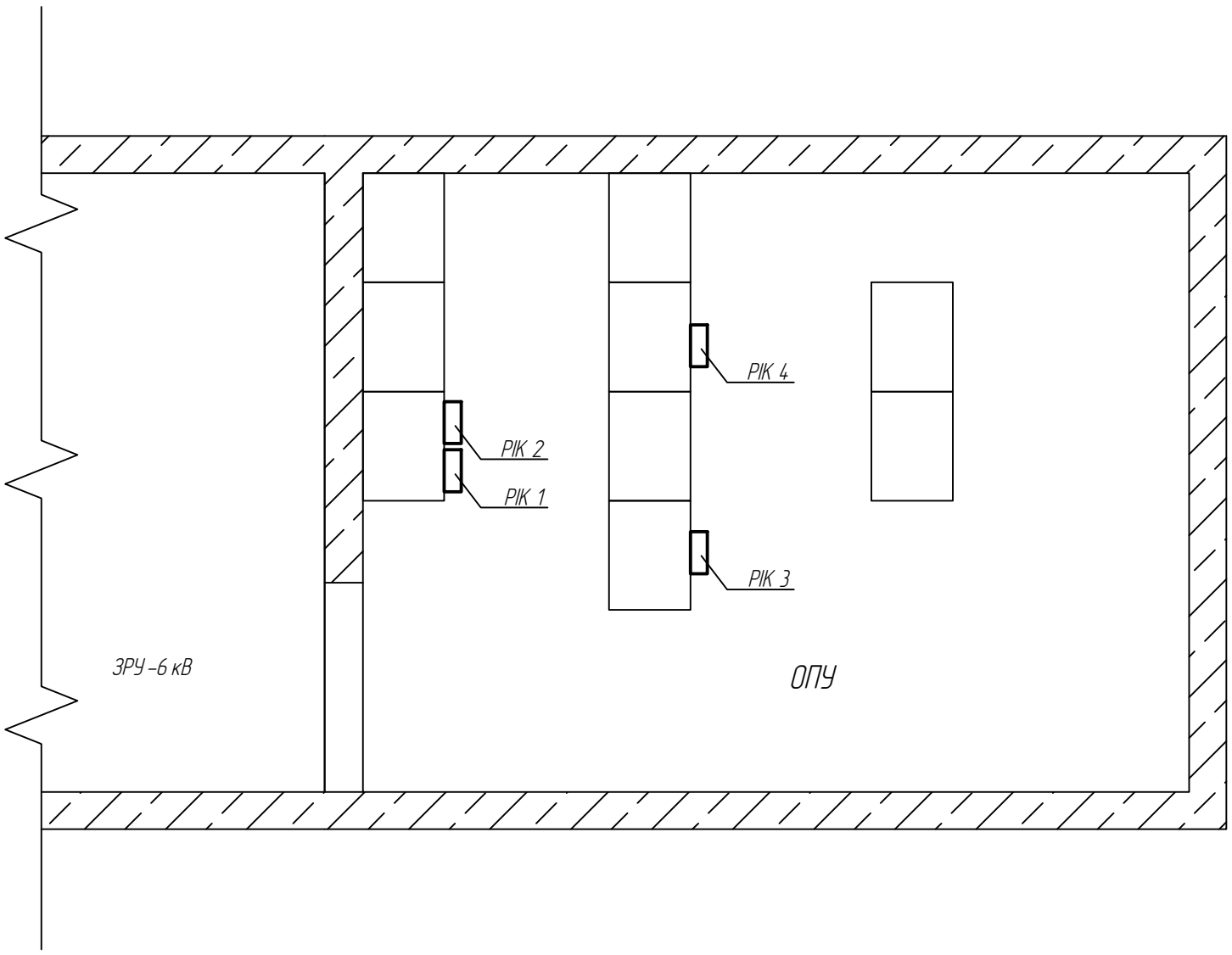
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

ПС 35/6 кВ "Матюшинская"
ОПУ
(расположение ячеек)



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.

Согласовано

Взам. инв. №

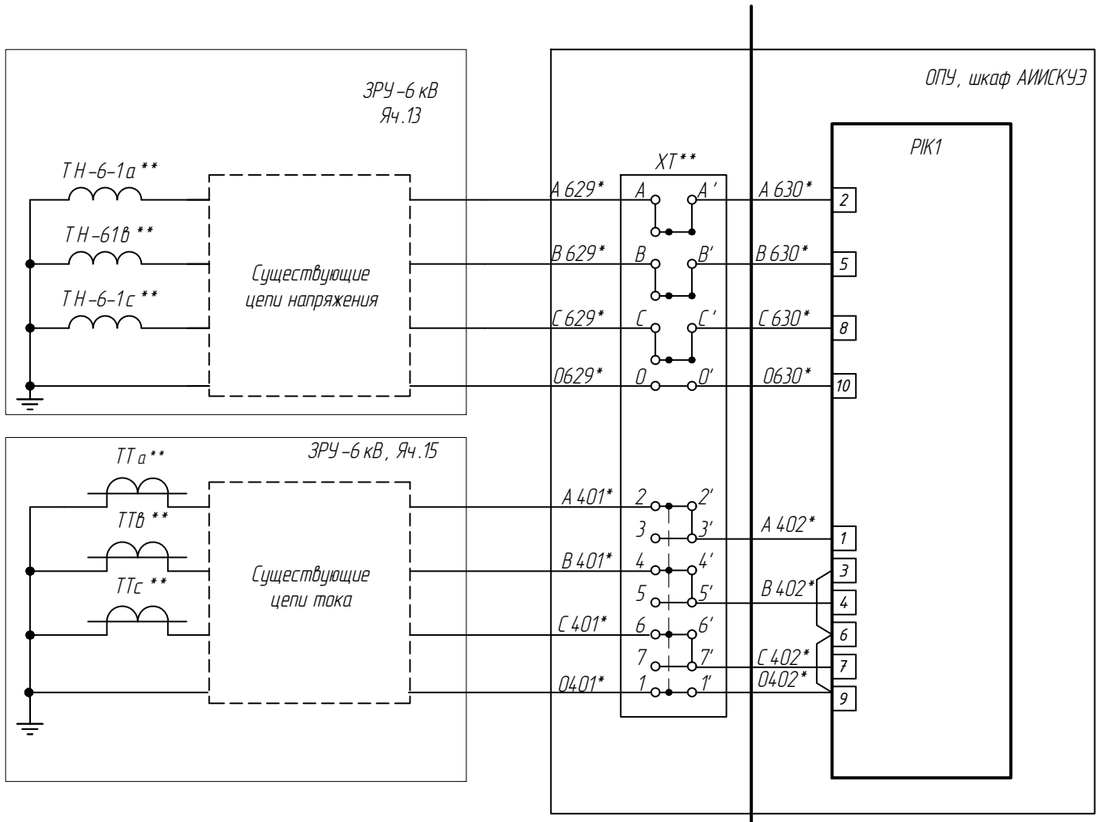
Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.С 7		
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"		
Разраб.		Логашева			2020	ПС 35/6кВ "Матюшинская"	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Козлов			2020		Р		1
						План расположения оборудования и проводок	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

Формат А4

Присоединение яч.15 Ввод 6- Т -1



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** - существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.С 5		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"		
Разраб.		Логашева			2020	ПС 35/6кВ "Матюшинская"	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Козлов			2020		Р	1	3
Утв.		Савченко			2020	Схема подключения	ООО "Инэнерготех"		

Согласовано

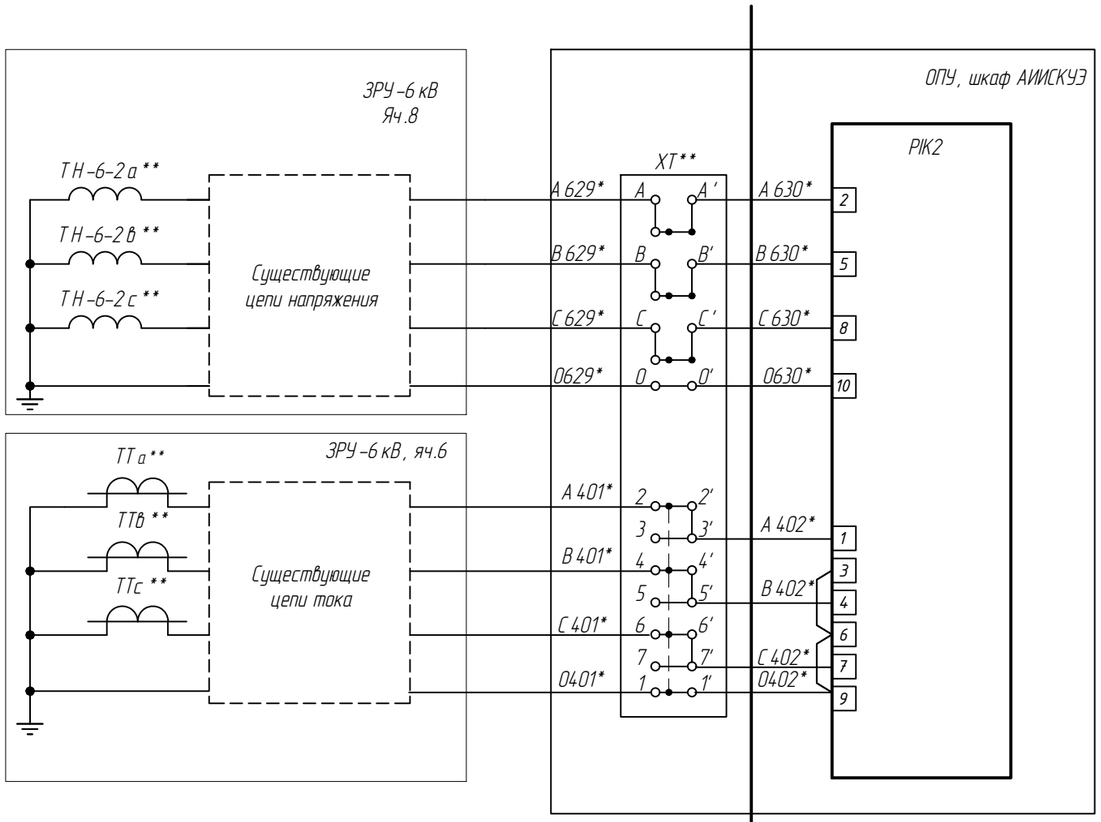
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Присоединение яч.6 Ввод 6- Т -2



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ "Матюшинская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.12.РД)

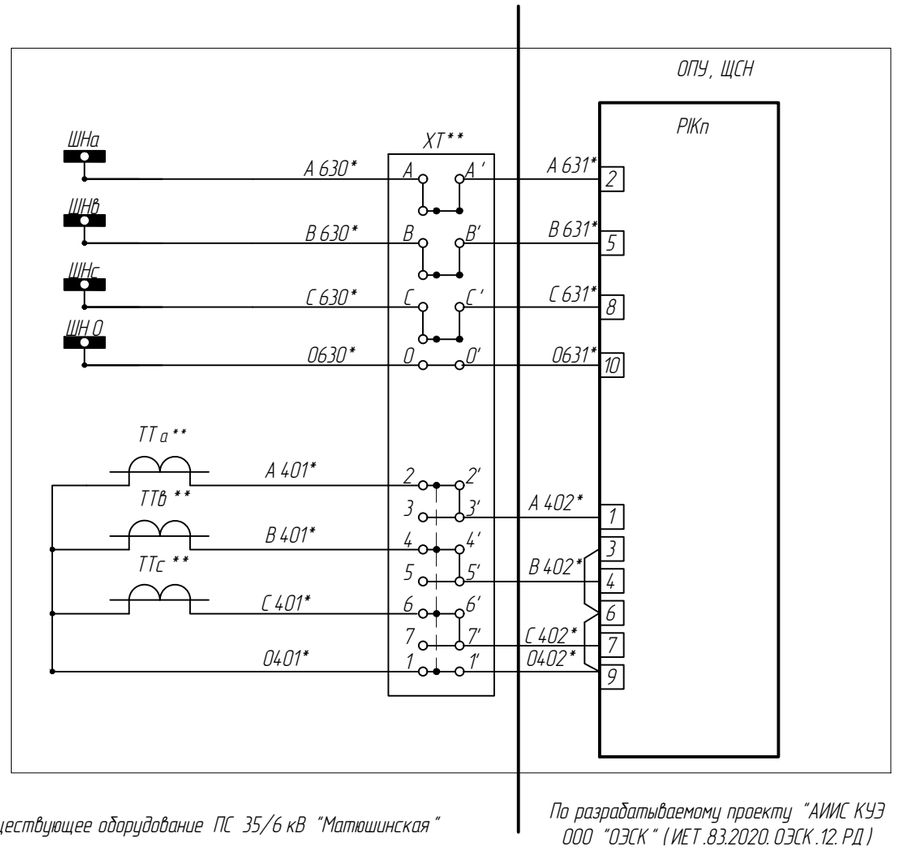
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.С5	Лист 2

Формат А3

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ "Матюшинская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.12.РД)

Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	РІК п
ТСН-1	3
ТСН-2	4

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Взам. инв. №

Подпись и дата

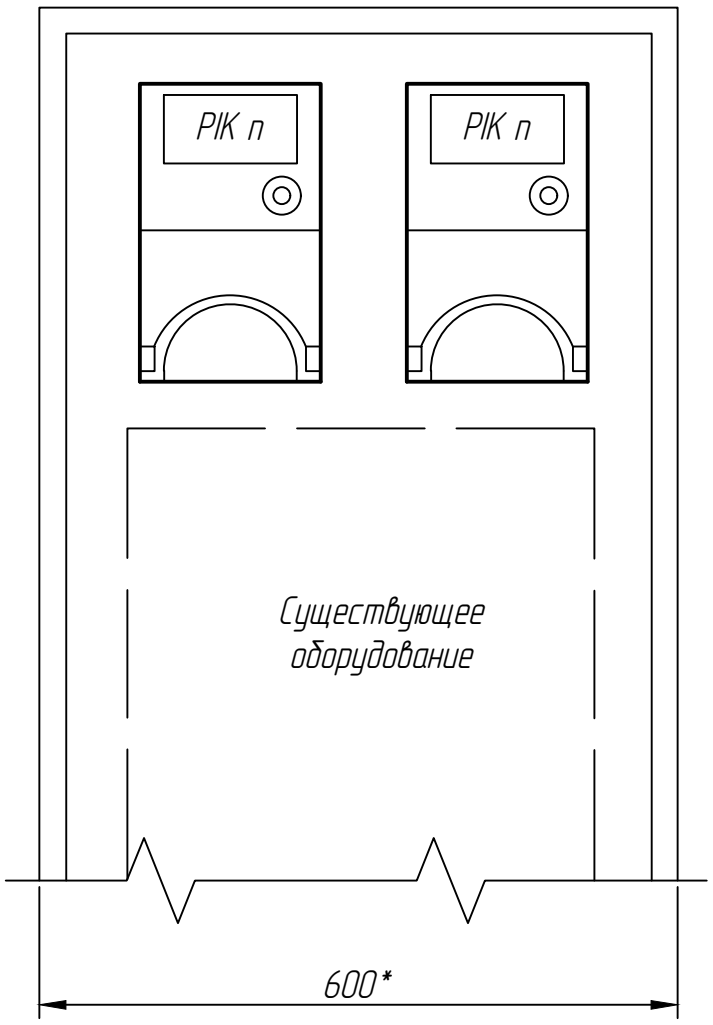
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЕТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.С5	Лист 3

Формат А3

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК 1, РІК 2	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	2	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 х 16	6	

Чертеж установки счетчика электрической энергии ОПУ, шкаф АИИСКУЭ



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.СА		
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"		
Разраб.		Логашева			2020	ПС 35/6кВ "Матюшинская"	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Козлов			2020		Р	1	2
						Чертеж установки технических средств	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

Формат А3

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК п	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 х 16	3	

Чертеж установки счетчиков
электрической энергии
ОПУ, ЩСН

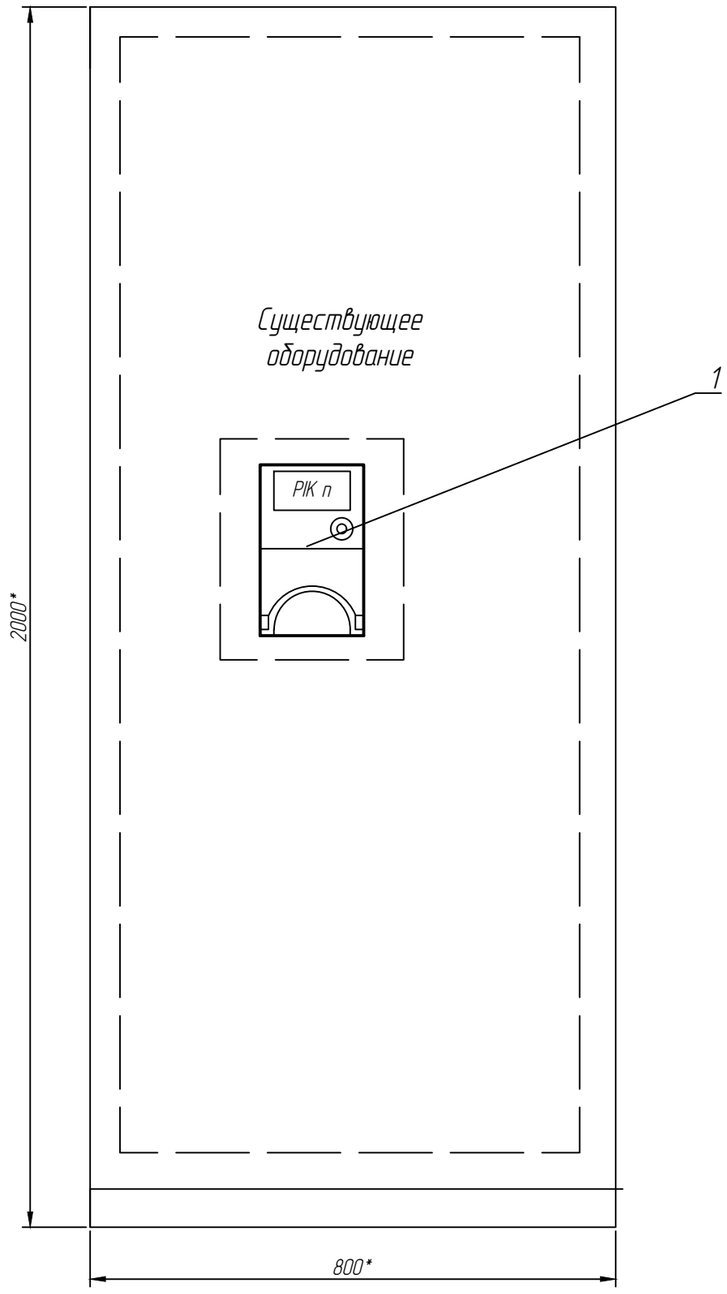


Таблица применения

Наименование присоединения	РІК п
ТСН-1	3
ТСН-2	4

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
6. Перечень оборудования приведен для установки одного прибора учета.

Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.СА

Лист 2

Формат А3

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Монтаж в ПС							
	Приборы							
	Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(120-230)/(208-400) с GSM Коммуникатором	ПСЧ-4ТМ.05МК.05		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	2		
	Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(57,7-115)/(100-200) с GSM Коммуникатором	ПСЧ-4ТМ.05МК.01		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	2		
	Монтажные материалы							
	Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16				шт	12		

1. Монтажные материалы допускается заменять на аналоги.

Согласовано

Взам. инв №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
Разраб.		Логашева			2020
Проверил		Козлов			2020
Н.контр.					
Утв.		Савченко			2020

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.В4

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

ПС 35/6 "Матюшинская"

Стадия	Лист	Листов
Р		1

Спецификация оборудования, изделий и материалов

ООО "Инэнерготех"

Копировал

Формат А3