

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 15 » _____ сентября _____ 2023 г. № _____ 1916

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверж- дения акта испыта- ний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УГМК-Агро» Производство «Верхнепышминский молочный завод»	-	ЭПК999/13	60635-15	-	МП 60635-15	-	МП 201-020-2023	-	28.07.2023	Акционерное общество «Энергопромышленная компания» (АО «ЭПК»), г. Екатеринбург	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Сормовской ТЭЦ Филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	-	001	62231-15	-	МИ 3000-2006	-	МИ 3000-2022	-	21.07.2023	Филиал «Нижегородский» Публичного акционерного общества «Т Плюс» (Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»), Московская обл., г.о. Красногорск, тер. автодорога «Балтия», 26-й км	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва
3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Корпорация «ГРИНН» Гипермаркет «ЛИНИЯ-3», 302016, г. Орел, Карачевское шоссе, д. 74	—	347	62777-15	—	МП 62777-15	—	МП СМО-0808-2023	—	08.08.2023	Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»), г. Владимир	АО «РЭС Групп», г. Владимир
4.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 830 ПСП «Малая Пурга»	-	3	66217-16	-	МП 0359-14-2015	-	МП 1483-14-2022	-	28.10.2022	Акционерное общество «Белкамнефть» им. А.А.Волкова (АО «Белкамнефть» им. А.А.Волкова), г. Ижевск	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань

5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Чара	-	АУВП.411711.ФС К.РИК.023.11	69764-17	-	-	РТ-МП-4849-500-2017	-	-	26.05.2023	Общество с ограниченной ответственностью «НОРДГРОН» (ООО «НОРДГРОН»), г. Красноярск	ООО «Метро Сервис», г. Красноярск
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Уренгой	-	021	73709-18	-	РТ-МП-5651-500-2018	-	РТ-МП-2242-500-2023	-	28.07.2023	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
7.	Установки топливораздаточные	«Камка»	«Камка-6120-22» зав. №№ 1020, 1021	77971-20	-	-	МИ 1864-88, МП 459-2019	-	-	10.05.2023	Акционерное общество «Пензаспецавтомаш» (АО «Пензаспецавтомаш»), г. Пенза	ФБУ «Пензенский ЦСМ», г. Пенза

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» сентября 2023 г. № 1916

Регистрационный № 77971-20

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки топливораздаточные «Kamka»

Назначение средства измерений

Установки топливораздаточные «Kamka» (в дальнейшем - УТ) предназначены для измерений объёма и массы светлых нефтепродуктов: бензин, керосин, дизельное и другое топливо (далее – топливо), с вязкостью от 0,55 до 40 мм²/с (от 0,55 до 40 сСт) при его выдаче с учётом требований учётно-расчётных операций.

Описание средства измерений

УТ представляют собой единую самонесущую конструкцию и состоят из: корпуса, топливораздаточного оборудования основного и дополнительного, блока индикации и управления.

Основное топливораздаточное оборудование: измеритель объёма или двухпоршневой измеритель объёма, либо массовый расходомер кориолисового типа, генератор импульсов, датчик индукционных оборотов, клапан соленоидный или клапан электромагнитный соленоидный, рукав раздаточный.

Принцип действия УТ основан на прямом методе измерений – непосредственной оценки объёма топлива измерителем объёма или массы топлива массовым расходомером.

В составе УТ может устанавливаться электронасос.

Дополнительное топливораздаточное оборудование:

- система отбора паров;
- температурные модули;
- системы подогрева.

Блок индикации и управления выполнен в виде контроллера "Benza".

Отсчетное устройство УТ отображает информацию об объёме или массе выданной дозы.

Количество одновременно заправляемых транспортных средств – от 1 до 2.

УТ изготовлены из коррозионно-устойчивых материалов и материалов, имеющих покрытие, защищающее от коррозии. Детали УТ, соприкасающиеся с измеряемой средой, изготовлены из материалов, не снижающих качество измеряемой среды, стойких к её воздействию в пределах рабочего диапазона температур.

УТ имеют взрывозащищённое исполнение с маркировкой взрывозащиты Ex II Gb Iib T3.

Фотографии общего вида УТ представлены на рисунках 1-6.



Рисунок 1 - УТ «Камка» 4110



Рисунок 2 - УТ «Камка» 5111



Рисунок 3 - УТ «Камка» 6100-21



Рисунок 4 - УТ «Камка» 6100-22



Рисунок 5 - УТ «Камка» 7111



Рисунок 6 - УТ «Камка» 8211

Порядок обозначения Установки топливораздаточные "Камка" в документации и при заказе УТ Камка $X_1X_2X_3X_4 - X_5X_6 / X_7$, где:

- X_1 Цифра, характеризующая конструктивное исполнение корпуса (1-9)
- X_2 Цифра, характеризующая количество выдаваемых видов топлива (1-8)
- X_3 Цифра, характеризующая комплект оборудования, примененный в гидравлической системе установки
 - 0 – отсутствует насосный моноблок/электродвигатель
 - 1 – с насосным блоком/электродвигателем, 380 В
 - 2 – с насосным блоком/электродвигателем, 220 В
 - 3 – с насосным блоком/электродвигателем, 24 В
 - 4 – с насосным блоком/электродвигателем, 12 В
- X_4 Цифра, характеризующая количество одновременно обслуживаемых сторон
 - 0 – установка с односторонней индикацией без системы отбора паров
 - 1 – установка с односторонней индикацией с системой отбора паров
 - 2 – установка с двухсторонней индикацией без системы отбора паров
 - 3 – установка с двухсторонней индикацией с системой отбора паров
 - 4 – установка с двойной односторонней индикацией без системы отбора паров
 - 5 – установка с двойной односторонней индикацией с системой отбора паров
- X_5 Цифра, характеризующая модификацию контроллера (0-9)
 - 0 – контроллер отсутствует
 - 1 – BS-01
 - 2 – BS-02
- X_6 Цифра, характеризующая номинальный расход топлива
 - 1 – до 50 л/мин (кг/мин)
 - 2 – свыше 80 до 130 л/мин (кг/мин)
 - 3 – свыше 130 л/мин (кг/мин)
- X_7 Дополнительное обозначение – состав электронного оборудования, обогрев

Пломбирование от несанкционированного доступа осуществляется с помощью свинцовых пломб, устанавливаемых на внутренние части УТ так, как показано на рисунках 7 и 8 (для модификаций измеряющих объем топлива).

Знак поверки наносится на внутренние части УТ в виде свинцовых пломб как показано на рисунках 7-9.

Заводской номер в цифровом формате наносится на табличку УТ, расположенную на боковой панели, методом лазерной гравировки.

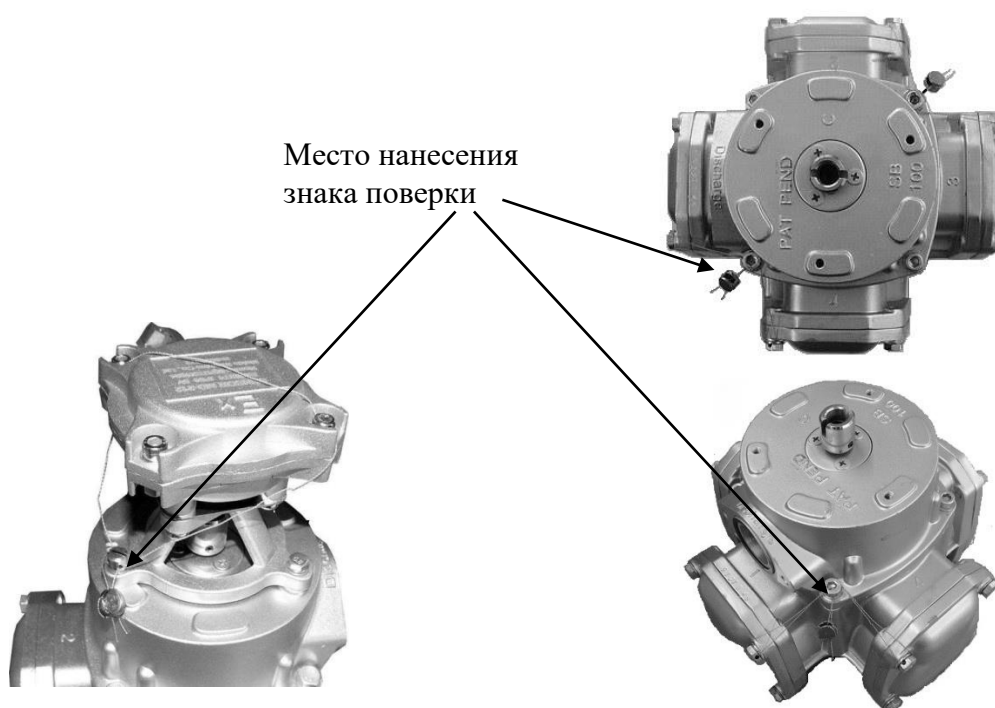


Рисунок 7
Пломбировка генератора импульсов

Рисунок 8
Пломбировка измерителя объема

Пломбирование от несанкционированного доступа осуществляется с помощью свинцовых пломб, устанавливаемых на внутренние части УТ так, как показано на рисунке 9 (для модификаций, имеющих массовый расходомер).

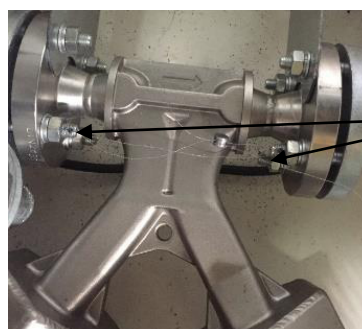


Рисунок 9 - Плombировка генератора импульсов

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) УТ состоит из встроенного ПО и внешнего ПО.

Встроенное ПО обеспечивает функционирование УТ в соответствии с заданным алгоритмом, а также обработку и выдачу измерительной информации. Часть встроенного ПО является метрологически значимым.

Внешнее ПО (программы «Умная АЗС» или «Benza – Автоматическая АЗС») служит для настройки и обслуживания УТ. Данное ПО не содержит метрологически значимых данных.

Идентификационные данные метрологически значимого ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимого встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.0.8
Цифровой идентификатор ПО	F43B
Алгоритм подсчёта контрольной суммы	CRC-16

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объёма выданного топлива, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы выданного топлива в пределах рабочих условий применения, %	± 1
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений объёма выданного топлива, вызванной изменением температуры окружающего воздуха и топлива от нормальной в пределах рабочих условий применения, %	$\pm 0,25$

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальный расход через один рукав колонки, л/мин ($\pm 10\%$)	50; от 50 до 130; св. 130
Наименьший расход через один рукав колонки, л/мин	5; 10; 16
Минимальная доза выдачи	10 л; 30 кг
Дискретность дозы выдачи, л (кг)	1
Напряжение питающей сети переменного тока (по одной фазе), В	от 187 до 242
Частота питающей сети переменного тока, Гц	от 49 до 51
Габаритные размеры, Д×Ш×В мм, не более	1240×825×2200
Масса, кг, не более	250
Нормальные условия: - температура окружающего воздуха, °С - температура выдаваемого топлива, °С - относительная влажность окружающего воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от 10 до 30 от 15 до 25 80 от 84 до 106 (от 630 до 795)
Рабочие условия применения: - температура окружающего воздуха, °С - температура выдаваемого топлива, °С - относительная влажность окружающего воздуха, % - атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от -40 до +50 или от -50 до +60 от -10 до +50 от 10 до 100 от 84 до 106,7 (от 630 до 800)

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную планку УТ сбоку и в левом верхнем углу титульного листа паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерения

Комплект поставки приведён в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка топливораздаточная «Камка»	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	УТ-036.00.000 РЭ	1 экз.
Паспорт	УТ-036.00.000ПС	1 экз.
Комплект монтажных частей	-	1 компл.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 документа «Установка топливораздаточная «Камка». Руководство по эксплуатации. УТ-036.00.000 РЭ».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»;

ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

ТУ 26.51.52-036-24016000-2018 Установки топливораздаточные «Камка». Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Пензаспецавтомаш» (АО «Пензаспецавтомаш»)

ИНН 5835003258

Юридический адрес: 440047, г. Пенза, ул. Минская, д. 13, кв. 74

Адрес: 440015, г. Пенза, ул. Егорова, д. 3

Телефон (факс): (8412) 67-47-77

E-mail: benza@benza.ru

Web-сайт: www.benza.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): (8412) 49-82-65

E-mail: pcsm@sura.ru

Web-сайт: www.penzacsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311197.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Чара

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Чара (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTS (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 мин) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервере баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает его в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.РИК.023.11. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, типографским способом. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияние на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Другие идентификационные данные	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	КВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК №1	SB 0,8 Кл. т. 0,2S КТТ 400/5 Рег. № 55006-13	VPU-245 Кл. т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 53611-13	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Рег. № 44626-10	СТВ-01 Рег. № 49933-12
2	КВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК №2	BCT Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 28930-05	VPU-245 Кл. т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 53611-13	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
3	ВЛ 220 кВ Хани - Чара №1	CTSG Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 46666-11	VPU-245 Кл. т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 53611-13	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
4	КВЛ 220 кВ Чара - Блуждающий №1	ТВГ-УЭТМ® -220 Кл. т. 0,2S КТТ 400/5 Рег. № 52619-13	VPU-245 Кл. т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 53611-13	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		
5	КВЛ 220 кВ Чара - Блуждающий №2	ТВГ-УЭТМ® -220 Кл. т. 0,2S КТТ 400/5 Рег. № 52619-13	VPU-245 Кл. т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 53611-13	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		
6	ВЛ 110 кВ Таксимо - Чара с отпайками (ТТ- 72)	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 86016-22	ф. А, В НКФ110-83ХЛ1 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-84 ф. С НКФ110-83У1 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-84	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
7	ВЛ 35 Чара- РЭС-5-1 (ВЛ-35- 157)	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 80606-20	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
8	ВЛ 35 Чара- РЭС-5-2 (ВЛ-35- 156)	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 80606-20	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	ВЛ 35 Чара- Старая Чара (ВЛ-35-155)	ф. А ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 80606-20 ф. С ТФЗМ 35А-У1 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 80606-20	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Рег. № 44626-10	СТВ-01 Рег. № 49933-12
10	АТ-1 35 кВ	ТГМ-35 Кл. т. 0,2S КТТ 300/5 Рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
11	АТ-2 35 кВ	ТГМ-35 Кл. т. 0,2S КТТ 300/5 Рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
12	ф. 5 Поселок (1)	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
13	ф. 6 Пром. зона	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
14	ф. 7 РП-14 (1)	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
15	ф. 11 Поселок (2)	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
16	ф. 8 Удокан	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
17	ф.13 РП-35 МПС (2)	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
18	ф.15 РП-35 МПС (1)	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	ф. 16 Фабрика (1)	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Рег. № 44626-10	СТВ-01 Рег. № 49933-12
20	ф. 22 Чина	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
21	ф. 23 РП-14 (2)	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
22	ф. 24 Фабрика (2)	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
23	ВЛ 220 кВ Хани-Чара №2	ТВГ-УЭТМ® -220 Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 52619-13	VPU-245 Кл. т. 0,2 КТН 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 53611-13	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение, указанных в таблице 3, метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа.
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменение в эксплуатационные документы. Технический акт хранится вместе с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1,2,3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,3	0,7	0,6	0,6
	0,5	2,1	1,3	1,0	1,0
4,5,23 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,3	0,7	0,6	0,6
	0,5	2,1	1,3	1,0	1,0
6-9 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,9	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	3,0	2,2
10,11 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,4	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,3	1,7	1,4	1,4
12-22 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,9	1,6	1,2	1,2
	0,5	5,7	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1,2,3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	2,0	1,1	1,0	1,0
	0,5	1,5	1,3	0,8	0,8
4,5,23 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	2,0	1,1	1,0	1,0
	0,5	1,5	1,3	0,8	0,8
6-9 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,7	1,8	1,3
10,11 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	2,2	1,4	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,4	1,0	1,0
12-22 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	4,5	2,4	1,8	1,8
	0,5	2,7	1,8	1,3	1,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1,2,3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	1,2	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,5	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
4,5,23 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	1,2	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,5	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
6-9 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	-	1,9	1,2	1,1
	0,8	-	3,0	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
10-11 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,6	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,4	1,8	1,6	1,6
12-22 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,9	1,2	1,1	1,1
	0,8	3,0	1,7	1,4	1,4
	0,5	5,4	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1,2,3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	2,6	1,7	1,6	1,6
	0,5	2,3	2,1	1,8	1,8
4,5,23 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	2,6	1,7	1,6	1,6
	0,5	2,3	2,1	1,8	1,8
6-9 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	-	4,8	2,7	2,2
	0,5	-	3,0	2,1	1,7
10,11 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	2,8	1,9	1,8	1,8
	0,5	2,3	2,1	2,0	2,0
12-22 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	4,8	2,8	2,3	2,3
	0,5	3,2	2,4	2,2	2,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование, характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	23
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, $^{\circ}\text{C}$ - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, $^{\circ}\text{C}$ - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, $^{\circ}\text{C}$ - температура окружающей среды в месте расположения сервера, $^{\circ}\text{C}$	от 90 до 110 от 2 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{смк} от -40 до +70 от 0 до + 40 от 0 до + 50 от + 10 до + 30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 72 55000 1 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.

Защита информации на программном уровне:

- пароль на счетчиках;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени (функция автоматизирована) в:

- счетчиках;
- УСПД.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-IУ1	2
Трансформатор тока	ТФЗМ 35А-У1	1
Трансформатор тока	ТФЗМ 35А-ХЛ1	5
Трансформатор тока	ТГМ-35	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	30
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	3
Трансформатор тока	SB 0,8	3
Трансформатор тока	ВСТ	3
Трансформатор тока	CTSG	3
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ® -220	9

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	VPU-245	6
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	1
Трансформатор напряжения	НКФ110-83ХЛ1	2
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Счетчик электрической энергии	Альфа А1800	3
Счетчик электрической энергии	Альфа А1800	3
Счетчик электрической энергии	Альфа А1800	17
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-01	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Паспорт формуляр	4716016979. 411711. АУВП.411711.ФСК.РИК.023.11.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Чара», аттестованном ООО «Метросервис», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7(495) 710-93-33

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

в части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, д. 6а

Телефон: (391) 224-85-62

E-mail: E.E.Servis@mail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» сентября 2023 г. № 1916

Регистрационный № 66217-16

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 830
ПСП «Малая Пурга»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 830 ПСП «Малая Пурга» (далее – СИКН) предназначена для динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводу за отчетный интервал времени.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с помощью расходомеров кориолисовых массовых. Выходные электрические сигналы расходомеров кориолисовых массовых поступают на соответствующие входы измерительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов. Часть измерительных компонентов СИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются комплексным методом.

СИКН состоит из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), размещенных в отопляемом блок-боксе, стационарной трубопоршневой поверочной установки, системы сбора, обработки информации и управления, системы дренажа нефти.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Измерительные компоненты

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Расходомеры кориолисовые массовые OPTIMASS серии 7000 (далее – РМ)	34183-07
Преобразователи давления измерительные EJX	28456-09
Датчики температуры 644	39539-08

Продолжение таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	15644-01; 15644-06; 52638-13
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05; 14557-10; 14557-15
Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+ (далее – ИВК)	38623-11
Контроллер программируемый логический PLC Modicon	18649-09
Преобразователи измерительные модели D1000	44311-10
Преобразователи измерительные частоты с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К	22148-08
Расходомер UFM 3030	32562-09
Счетчик нефти турбинный МИГ	26776-08
Установка трубопоршневая «Сапфир МН» (далее – ТПУ)	41976-09

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированные измерения массы брутто нефти прямым методом динамических измерений за установленные интервалы времени в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти;
- автоматические измерения плотности, вязкости и объемной доли воды в нефти;
- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик и поверки РМ с применением ТПУ и ПП;
- автоматизированные вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в аккредитованной испытательной лаборатории;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Общий вид СИКН приведен на рисунке 1.

Заводской номер СИКН нанесен на маркировочную табличку, закрепленную на блок-боксе СИКН, методом металлографии согласно рисунку 2.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, на фланцевых соединениях РМ предусмотрены места для установки пломб. Пломбировка осуществляется нанесением знака поверки давлением на свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на диаметрально противоположных фланцах, согласно рисунку 2.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН



Места нанесения
заводского номера и
знака утверждения типа



Места установки
пломб и нанесения
знака поверки



Рисунок 2 – Места нанесения заводского номера, знака утверждения типа, знака поверки и места установки пломб

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютерах автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора. Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора приведены в таблице 2.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК (основного и резервного)	ПО АРМ оператора (основного и резервного)
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	OMS830
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.09с/09с	1.41
Цифровой идентификатор ПО	a78d	3909E3CB

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН приведены в таблицах 3, 4 и 5.

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений*, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК, %
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1, 2, 3	ИК массового расхода и массы нефти	3 (ИЛ 1, ИЛ 2, ИЛ 3)	РМ	ИВК	от 10 до 94	±0,25
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений						

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти*, т/ч	от 10 до 170
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 резервная)
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) 50±1
Потребляемая мощность, кВА, не более	40
Габаритные размеры блок-бокса СИКН, мм, не более: - высота - ширина - длина	3400 6050 9200
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - температура окружающего воздуха в блок-боксе СИКН, °С, не менее	от -51 до +38 +20
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	2000
Средний срок службы, лет, не менее	10

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия»
Избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более	1,6
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +45
Плотность измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	от 850 до 950
Вязкость кинематическая измеряемой среды, сСт, не более	90
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Содержание свободного газа	не допускается

Знак утверждения типа

наносится по центру титульного листа руководства по эксплуатации типографским способом, а также на маркировочную табличку.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 830 ПСП «Малая Пурга», заводской № 3	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	СИКН02.00.00.000 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 830 ПСП «Малая Пурга» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2012.12403).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СистемНефтеГаз» (ООО «СНГ»)

ИНН 0265033883

Адрес: 452613, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Космонавтов, д.61, к. 1

Телефон: (34767) 3-43-60

Факс: (34767) 3-43-60

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР - филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес местонахождения: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская,
д. 7 «а»

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

Телефон: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» сентября 2023 г. № 1916

Регистрационный № 60635-15

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УГМК-Агро» Производство «Верхнепышминский молочный завод»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УГМК-Агро» Производство «Верхнепышминский молочный завод» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО «УГМК-Агро», сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленные на присоединениях, указанных в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер АИИС КУЭ с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. На основании средних значений мощности вычисляются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

Измеренные значения приращений активной и реактивной энергии на 30-минутных интервалах времени сохраняются в энергонезависимой памяти счетчиков электроэнергии с привязкой к шкале времени UTC (SU).

Сервер АИИС КУЭ при помощи ПО «АльфаЦЕНТР» автоматически с заданной периодичностью или по запросу опрашивает счетчики электрической энергии и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (перевод измеренных значений в именованные физические величины, умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Считывание сервером АИИС КУЭ данных из счетчиков электрической энергии осуществляется посредством локальной вычислительной сети предприятия. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием ноутбука через встроенный оптический порт счетчиков.

Сервер АИИС КУЭ ежедневно формирует и отправляет по основному каналу связи, организованному на базе сети интернет в виде сообщений электронной почты отчеты с результатами измерений на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ осуществляет передачу данных (результатов измерений) прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности в виде электронного документа XML, заверенного электронно-цифровой подписью субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01 (рег.№ 49933-12), который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) и обеспечивает предоставление информации о текущем времени в протоколе NTP.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ с СТБ-01 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера АИИС КУЭ каждый час, коррекция производится автоматически при расхождении шкалы времени сервера АИИС КУЭ от СТБ-01 на величину равную или более 1 с. Сравнение показаний шкалы времени счетчика с сервером АИИС КУЭ осуществляется встроенным программным обеспечением по вычислительной сети, во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в сутки. Коррекция шкалы времени счетчика производится при расхождении со шкалой времени сервера АИИС КУЭ на величину равной или более 2 с. Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) факта коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) факта коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

АИИС КУЭ присвоен заводской номер ЭПК999/13. Заводской номер АИИС КУЭ наносится типографским способом на этикетку, которая располагается на корпусе сервера ИВК и в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, приведенные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology2.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.1
Цифровой идентификатор ПО	39989384CC397C1B48D401302C722B02
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и основные метрологические характеристики

Номер ИИК	Наименование объекта учета	Средство измерений		Источник точного времени	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Вид СИ	Тип, метрологические характеристики, Рег. №			Границы интервала основной погрешности, $(\pm\delta)$, %	Границы интервала погрешности, в рабочих условиях $(\pm\delta)$, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТП-6128 10 кВ Молокозавод, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т1	ТТ	ТШП 1500/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 47957-11	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,0	3,6
		ТН	-		Реактивная	2,3	6,2
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12				
2	ТП-6128 10 кВ Молокозавод, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т2	ТТ	ТТИ 2000/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 28139-12		Активная	1,0	3,6
		ТН	-		Реактивная	2,3	6,2
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с							±5
Примечания: 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95. 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут. 3 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик. 4 Допускается замена источника точного времени на аналогичные утвержденных типов. 5 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 6 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений. 7 Допускается замена техническими актами в других случаях, указанных в п. 4.2 МИ 2999-2022. 8 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.							

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$: - для ИК № 1 – 2 - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ - для счетчиков ИК №№ 1 – 2 - для СТВ-01 - для сервера	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от -45 до +70 от -20 до +35 от +15 до +30 от +15 до +20
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: <u>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>СТВ-01:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее, - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>Сервер:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч,	165 000 2 100 000 2 80 000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки каждого массива, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	113,7 3,5

Надежность системных решений:

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счётчике;
- пропадание напряжения пофазно.

журнал сервера:

- параметрирования;
- замены счетчиков;

- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищённость применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.

наличие защиты информации на программном уровне при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счётчике электрической энергии;
- пароль на сервере АРМ.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- АРМ (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ способом цифровой печати.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование (тип)	Обозначение	Количество, шт./экз.
Измерительный трансформатор тока	ТШП	3
Измерительный трансформатор тока	ТТИ	3
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.09	2
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Сервер АИИС КУЭ	-	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Программное обеспечение	Конфигуратор СЭТ-4ТМ	1
Паспорт-формуляр	ЭПК999/13-2. ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УГМК-Агро» Производство «Верхнепышминский молочный завод», аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 16.02.2016.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Энергопромышленная компания» (ЗАО «ЭПК»)

ИНН 6661105959

Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, д. 96-В

Телефон: +7 (343) 251 19 96

E-mail: eic@eic.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» сентября 2023 г. № 1916

Регистрационный № 62777-15

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Корпорация «ГРИНН» Гипермаркет «ЛИНИЯ-3», 302016, г. Орел, Карачевское шоссе, д. 74

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Корпорация «ГРИНН» Гипермаркет «ЛИНИЯ-3», 302016, г. Орел, Карачевское шоссе, д. 74 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000» и каналобразующую аппаратуру.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством каналаобразующей аппаратуры поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем, втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet с использованием электронной подписи по протоколу ТСП/РР отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ).

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с. Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов счетчиков. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с фиксацией времени до и после коррекции или величиной коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 347) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
CalcClients.dll	не ниже 3.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
CalcLeakage.dll	не ниже 3.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
CalcLosses.dll	не ниже 3.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Metrology.dll	не ниже 3.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
ParseBin.dll	не ниже 3.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
ParseIEC.dll	не ниже 3.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
ParseModbus.dll	не ниже 3.0	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
ParsePiramida.dll	не ниже 3.0	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
SynchroNSI.dll	не ниже 3.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
VerifyTime.dll	не ниже 3.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих условиях, %
1	ТП-10/0,4 кВ Гипермаркет «ЛИНИЯ-3», РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Ввод №1 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 47583-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
2	ТП-10/0,4 кВ Гипермаркет «ЛИНИЯ-3», РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Ввод №2 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 47583-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с								±5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 °С до +40 °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец (Правообладатель) АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений.
9. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °С	98 до 102 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С – температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °С – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от –45 до +40 от 0 до +40 от +10 до +30 от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер БД: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера БД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера БД:
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера БД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счётчика;
 - сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках (функция автоматизирована);
- сервере БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки) (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.347 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Корпорация «ГРИНН» Гипермаркет «ЛИНИЯ-3», 302016, г. Орел, Карачевское ш., д. 74, аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Росэнергосервис» (ЗАО «Росэнергосервис»)
ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9

Телефон: +7 (4922) 44-87-06

Факс: +7(4922) 33-44-86

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

в части вносимых изменений:

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: +7 (4922) 222-162

E-mail: post@orem.su

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» сентября 2023 г. № 1916

Регистрационный № 62231-15

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Сормовской ТЭЦ Филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Сормовской ТЭЦ Филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных на базе устройства сбора и передачи данных RTU-327 (далее – УСПД) (УСПД 1), линии связи сбора данных со счетчиков, каналообразующую аппаратуру, автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) и специализированное программное обеспечение (далее – ПО).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя центральное устройство сбора и передачи данных (УСПД 2), сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УССВ-2, аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированные рабочие места персонала и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» установленное в Центре сбора и обработки информации (ЦСОИ) АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по вторичным проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые

усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по каналам связи поступает на входы УСПД 1, где осуществляется хранение измерительной информации, её обработка, в частности вычисление электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и передача накопленных данных по линиям связи на третий уровень системы (ИВК).

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени УССВ-2 (УССВ), включающее в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС). Таймер УСПД 2 синхронизирован с метками времени УССВ, сличение происходит каждые 3 мин, корректировка времени УСПД 2 при расхождении со временем УССВ более чем на 1 с. УСПД 2 осуществляет коррекцию времени сервера и УСПД 1. Сличение времени УСПД 2 с сервером осуществляется не реже чем 1 раз в 30 мин, корректировка времени сервера происходит при расхождении со временем УСПД 2 более чем на 1 с. Сличение времени УСПД 2 с УСПД 1 осуществляется не реже чем 1 раз в 30 мин, корректировка времени УСПД 1 происходит при расхождении со временем УСПД 2 более чем на 1 с. Сличение времени счетчика со временем УСПД 1 происходит при опросе счетчика с периодичностью 1 раз в 30 минут, корректировка времени счетчика происходит при расхождении со временем УСПД 1 более чем на 1 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректровке.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе УСПД 1 (ИВКЭ), типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ 001.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» идентификационные данные которого указаны в таблице 1. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимой частью специализированного программного обеспечения АИИС КУЭ является библиотека `ac_metrology2.dll`. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology2.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.1
Цифровой идентификатор ПО	39989384cc397c1b48d401302c722b02
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Наименование объекта и порядковый номер точки измерений		Состав ИК АИИС КУЭ							Вид энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД 2 (ИВК)	УСПД 1 (ИВКЭ)	УССВ	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Сормовская ТЭЦ, ТГ-1	ТШЛ 20 8000/5 кл.т 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 6000/√3/100/√3 кл.т 0,5 Рег. № 1593-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная
2	Сормовская ТЭЦ, ТГ-2	ТШВ-15 кл.т 0,5 8000/5 Рег. №1836-63	ЗНОМ-15-63 кл.т 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Реактивная
3	Сормовская ТЭЦ, ТГ-3	ТШВ15Б кл. т. 0,5 8000/5 Рег. № 89073-23	ЗНОМ-15-63 кл.т 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная
4	Сормовская ТЭЦ, ТГ-4	ТШВ15Б кл. т. 0,5 8000/5 Рег. № 89073-23	ЗНОМ-15-63 кл.т 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Реактивная
5	Сормовская ТЭЦ, 2СШ-110 кВ, яч.1, КВЛ Канавинская	ТВ-110/50 кл.т 0,5 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57У1 кл.т 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Рег. № 86066-22	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная
6	Сормовская ТЭЦ, 1СШ-110 кВ, яч.3, ВЛ Мещерская	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57У1 кл.т 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Рег. № 86066-22	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	Сормовская ТЭЦ, 1СШ-110кВ, яч.4, КВЛ Гранит-2	ТВ-110/50 кл.т 0,5 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57У1 кл.т 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Рег. № 86066-22	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная
8	Сормовская ТЭЦ, 2СШ-110 кВ, яч.15, ВЛ 105	ТВ-110/50 кл.т 0,5 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57У1 кл.т 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Рег. № 86066-22	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная
9	Сормовская ТЭЦ, 1СШ-110 кВ, яч.13, ВЛ 108	ТРГ-110 П* УХЛ1 кл.т 0,2S 600/5 Рег. № 26813-06	НКФ-110-57У1 кл.т 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Рег. № 86066-22	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная
10	Сормовская ТЭЦ, 2СШ-110 кВ, яч.6, КВЛ 178	ТГФМ-110 кл.т 0,2S 600/5 Рег. № 52261-12	НКФ-110-57У1 кл.т 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Рег. № 86066-22	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная
11	Сормовская ТЭЦ, 2СШ-110 кВ, яч.9, ВЛ 189	ТОГФ-110 кл. т. 0,2S 600/5 Рег. № 82676-21	НКФ-110-57У1 кл.т 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Рег. № 86066-22	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная
12	Сормовская ТЭЦ, 1СШ-110 кВ, яч.11, ВЛ 191	ТВ-110/50 кл.т 0,5 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57У1 кл.т 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Рег. № 86066-22	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная
13	Сормовская ТЭЦ, 2СШ-110 кВ, яч.2, ОВ-110	ТВ-110/50 кл.т 0,5 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57У1 кл.т 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Рег. № 86066-22	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная
14	Сормовская ТЭЦ, 3 сек. ГРУ-6 кВ, яч.33, Ф.633	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная
15	Сормовская ТЭЦ, 3 сек. ГРУ-6 кВ, яч.34, Ф.634	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	Сормовская ТЭЦ, 3 сек. ГРУ-6 кВ, яч.36, Ф.636	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 150/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСЦБ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная
17	Сормовская ТЭЦ, 3 сек. ГРУ-6 кВ, яч.37, Ф.637	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Реактивная
18	Сормовская ТЭЦ, 4 сек. ГРУ-6 кВ, яч.43, Ф.643	ТВК-10 кл.т 0,5 100/5 Рег. № 8913-82	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная
19	Сормовская ТЭЦ, 4 сек. ГРУ-6 кВ, яч.44, Ф.644	ТЛО-10 кл.т 0,2S 600/5 Рег. № 25433-03	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Реактивная
20	Сормовская ТЭЦ, 4 сек. ГРУ-6 кВ, яч.45, Ф.608	ТЛО-10 кл.т 0,2S 600/5 Рег. № 25433-03	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная
21	Сормовская ТЭЦ, 5 сек. ГРУ-6 кВ, яч.53, Ф.653	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Реактивная
22	Сормовская ТЭЦ, 5 сек. ГРУ-6 кВ, яч.54, Ф.654	ТВЛМ-10 кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 ТПЛМ-10 кл.т 0,5 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная
23	Сормовская ТЭЦ, 5 сек. ГРУ-6 кВ, яч.55, Ф.655	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	Сормовская ТЭЦ, 5 сек. ГРУ-6 кВ, яч.57, Ф.657	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная
25	Сормовская ТЭЦ, 6, сек. ГРУ-6 кВ, яч.63, Ф.663	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная
26	Сормовская ТЭЦ, 6, сек. ГРУ-6 кВ, яч.65, Ф.665	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная
27	Сормовская ТЭЦ, 8 сек. ГРУ-6 кВ, яч.86, Ф.686	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная
28	Сормовская ТЭЦ, силовая сборка 0,4 кВ № 2 ПЛНС, ВЛ-0,4 кВ Сормовское РХ	ТОП-0,66 кл. т. 0,5S 150/5 Рег. № 58386-20	-	Альфа А1800 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11					Активная
29	Сормовская ТЭЦ, силовая сборка 0,4 кВ № 1 ОФНС, КЛ-0,4 кВ ГК Энтальпия	Т-0,66 М УЗ кл.т 0,5 200/5 Рег. № 36382-07	-	Альфа А1800 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11					Активная
30	Сормовская ТЭЦ, 6 сек. ГРУ-6 кВ, яч.64, Ф.664	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,2S 300/5 Рег. № 32139-06	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
31	Сормовская ТЭЦ, 7 сек. ГРУ-6 кВ, яч.73, Ф.673	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,2S 300/5 Рег. № 32139-06	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.

5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cos φ	Границы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$), %			
		$\delta_{1(2)\%P}$,	$\delta_{5\%P}$,	$\delta_{20\%P}$,	$\delta_{100\%P}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1 – 8, 12 – 18, 21 – 27 (ТТ-0,5 ТН-0,5, Сч.-0,2S)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,9	-	2,4	1,5	1,3
	0,8	-	3,0	1,7	1,4
	0,7	-	3,6	2,1	1,6
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
9, 10, 11, 19, 20, 30, 31 (ТТ-0,2S, ТН-0,5, Сч.-0,2S)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,9	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,8	1,6	1,3	1,1	1,1
	0,7	1,8	1,4	1,2	1,2
	0,5	2,4	1,8	1,6	1,6
28 (ТТ-0,5S, Сч.-0,5S)	1,0	2,4	1,6	1,5	1,5
	0,9	2,8	1,8	1,6	1,6
	0,8	3,2	2,1	1,7	1,7
	0,7	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	5,6	3,2	2,4	2,4
29 (ТТ-0,5, Сч.-0,5S)	1,0	-	2,1	1,6	1,5
	0,9	-	2,8	1,9	1,8
	0,8	-	3,3	2,1	1,8
	0,7	-	3,8	2,3	2,0
	0,5	-	5,5	3,1	2,4

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cos φ	Границы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$), %			
		$\delta_{1(2)\%P}$,	$\delta_{5\%P}$,	$\delta_{20\%P}$,	$\delta_{100\%P}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1 – 8, 12 – 18, 21 – 27 (ТТ-0,5, ТН-0,5, Сч.-0,5)	0,9	-	7,3	4,8	4,2
	0,8	-	5,6	4,1	3,8
	0,7	-	4,9	3,8	3,6
	0,5	-	4,3	3,6	3,5
9, 10, 11, 19, 20, 30, 31 (ТТ-0,2S, ТН-0,5, Сч.-0,5)	0,9	4,4	4,0	3,7	3,7
	0,8	4,0	3,8	3,6	3,6
	0,7	3,9	3,7	3,5	3,5
	0,5	3,8	3,7	3,5	3,5
28 (ТТ-0,5S, Сч.-1,0)	0,9	7,1	4,7	4,0	4,0
	0,8	5,5	4,1	3,6	3,6
	0,7	5,1	3,9	3,5	3,6
	0,5	4,2	3,5	3,3	3,3
29 (ТТ-0,5, Сч.-1,0)	0,9	-	7,0	3,7	2,8
	0,8	-	5,1	2,9	2,3
	0,7	-	4,2	2,5	2,1
	0,5	-	3,4	2,2	2,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, $\pm 5\epsilon$					
Примечания:					
1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.					
2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	31
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C	от 90 до 110 от 1(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +45 от +10 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч УССВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 35000 74500 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	300 45 5 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера с помощью двух встроенных блоков питания, подключенных к двум отдельным источникам бесперебойного питания и подключения электропитания серверного шкафа к АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты. Передача данных ведется по резервированным каналам связи корпоративной сети передачи данных до точки подключения к каналам связи провайдера сети Internet.

Регистрация событий

в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

в журнале УСПД:

- параметрирования;
- коррекции времени УСПД.

в журнале сервера:

- параметрирования;
- коррекции времени сервера.

Защищённость применяемых компонентов

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки.

защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче используется ЭЦП);
- установка пароля на счетчики;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервера (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- результатов измерений (функция автоматизирована);
- состояния средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора данных не реже 1 раз в 30 мин для проводных каналов связи (функция автоматизирована);
- сбора данных не реже 1 раз в сутки для каналов сотовой связи (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ	3
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
Трансформатор тока	ТВ-110/50	18
Трансформатор тока	ТОГФ-110	3
Трансформатор тока	ТВК-10	2
Трансформатор тока измерительный	ТВЛМ-10	21
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	1
Трансформатор тока	ТГФМ-110	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока элегазовый	ТРГ-110 II*	3
Трансформатор тока	ТШВ15Б	6
Трансформатор тока	ТШВ-15	3
Трансформатор тока	ТШЛ-20	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	12
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57У1	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	31
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	2
Сервер	ProLiant DL360 Gen10	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	СТПА.411711.CO01.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Сормовской ТЭЦ Филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Изготовитель

Филиал «Нижегородский» Публичного акционерного общества «Т Плюс»

(Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»)

ИНН 6315376946

Адрес: 603952, г. Нижний Новгород, ул. Алексеевская, д. 10/16

Юридический адрес: 143421, Московская обл., г.о. Красногорск, тер. автодорога «Балтия», км 26-й, д.5, стр. 3, оф. 506

Телефон: 8 (831) 257-71-11

Факс: 8 (831) 257-71-11

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»

(ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-т, д. 31

Телефон: 8 (495) 544-00-00

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

в части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» сентября 2023 г. № 1916

Регистрационный № 73709-18

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Уренгой

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Уренгой (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений

активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 021. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Новоуренгойская ГТЭС - Уренгой №1	ТРГ-220 П* кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 33677-07	VCU кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Новоуренгойская ГТЭС - Уренгой №2	ф.А: ТРГ-УЭТМ® кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 53971-13 ф. В, С: ТРГ-220 П* кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 33677-07	VCU кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Уренгой №1	TG кл.т. 0,2S Ктт = 1200/5 рег. № 30489-09	VCU кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
5	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Уренгой III цепь	ТВ-ТМ-35 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 44949-10	VCU кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ОВ-220 кВ	ТВГ-220 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 39246-08	VCU кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ВЛ 110 кВ Уренгой - Лимбя-Яха I цепь с отпайками (ВЛ-110 кВ Уренгой - Лимбя-Яха-1)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 52261-12	VCU кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
8	ВЛ 110 кВ Уренгой - Лимбя-Яха II цепь с отпайками (ВЛ-110 кВ Уренгой - Лимбя-Яха-2)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 52261-12	VCU кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
9	ВЛ 110 кВ Уренгой - Варенга-Яха I цепь с отпайкой на ПС Новоуренгойская (ВЛ 110 кВ Уренгой - Варенга-Яха-1)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	VCU кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
10	ВЛ 110 кВ Уренгой - Варенга-Яха II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Уренгой - Варенга-Яха-2)	ВСТ кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 17869-98	VCU кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
11	ВЛ 110 кВ Уренгой - Звезда I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Уренгой - Звезда-1)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	VCU кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
12	ВЛ 110 кВ Уренгой - Звезда II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Уренгой - Звезда-2)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	VCU кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
13	ВЛ 110 кВ Уренгой - УГП-2В с отпайкой на ПС Буровик	ВСТ кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 17869-98	VCU кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ВЛ 110 кВ Уренгой - УГП-5В с отпайками	ВСТ кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 17869-98	VCU кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
15	ВЛ 110 кВ Уренгой - Уренгойская ГТЭС №1 (ВЛ 110 кВ Уренгой - УГТЭС-1)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	VCU кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
16	ВЛ 110 кВ Уренгой - Уренгойская ГТЭС II цепь (ВЛ 110 кВ Уренгой - УГТЭС-2)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	VCU кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
17	ВЛ 110 кВ Уренгой - Уренгойская ГТЭС III цепь (ВЛ 110 кВ Уренгой - УГТЭС-3)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 56255-14	VCU кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
18	ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 52261-12	VCU кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 53610-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
19	КЛ 10 кВ КТПН-1	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
20	КЛ 10 кВ КТПН-2	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
21	КЛ 10 кВ КТПН-3	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
22	КЛ 10 кВ КТПН-4,5	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
23	КЛ 10 кВ МУ-2	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
24	КЛ 0,4 кВ Северное волокно-1	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 40/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
25	КЛ 0,4 кВ Северное волокно-2	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 40/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
26	КЛ 0,4 кВ МТС-1	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
27	КЛ 0,4 кВ МТС-2	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 47959-11	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
28	КЛ 0,4 кВ Единство-1	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 47959-16	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
29	КЛ 0,4 кВ Единство-2	ТОП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 47959-16	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
30	КЛ 0,23 кВ Читатехэнерго	-	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
31	КЛ 0,4 кВ Арктел-1	ТШП кл.т. 0,5S КТТ = 75/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКМ-3000 рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
32	КЛ 0,4 кВ Арктел-2	ТШП кл.т. 0,5S КТТ = 75/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 3, 5 – 8, 18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
9, 11, 12, 15 – 17, 19 – 23 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
10, 13, 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	0,9	0,6	0,5
	0,8	-	1,2	0,7	0,6
	0,5	-	2,0	1,2	0,9

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
24, 25 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
26 – 29, 31, 32 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
30 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	1,1	0,6	0,6
	0,8	-	1,1	0,6	0,6
	0,5	-	1,1	0,7	0,7
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5(10)\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5(10)\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 3, 5 – 8, 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
9, 11, 12, 15 – 17, 19 – 23 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	3,8	2,4	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,1	1,1
10, 13, 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	1,9	1,1	1,0
	0,5	-	1,3	0,8	0,8
24, 25 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,6	1,7	1,3	1,3
26 – 29, 31, 32 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
30 (Счетчик 1,0)	0,8	-	1,5	1,1	1,1
	0,5	-	1,2	1,1	1,1
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 3, 5 – 8, 18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
9, 11, 12, 15 – 17, 19 – 23 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
10, 13, 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	0,9	0,9
	0,5	-	2,1	1,3	1,1
24, 25 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
26 – 29, 31, 32 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
30 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	1,6	1,3	1,3
	0,8	-	1,7	1,4	1,4
	0,5	-	1,7	1,5	1,5
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5(10)\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5(10)\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 3, 5 – 8, 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
9, 11, 12, 15 – 17, 19 – 23 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,1	2,7	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,6	1,6
10, 13, 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	2,3	1,7	1,6
	0,5	-	1,8	1,5	1,4
24, 25 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,4	3,3	3,3
26 – 29, 31, 32 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
30	0,8	-	3,4	3,2	3,2
(Счетчик 1,0)	0,5	-	3,2	3,2	3,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК № 30 при измерении реактивной электрической энергии нормируются от $I_{10}\%$. 3 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 75000 10000

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	3
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТРГ-220 II*	5 шт.
Трансформатор тока	ТРГ-УЭТМ®	1 шт.
Трансформатор тока	TG	3 шт.
Трансформатор тока	ТВ-ТМ-35	3 шт.
Трансформатор тока	ТВГ-220	3 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	9 шт.
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. М3	18 шт.
Трансформатор тока	ВСТ	9 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	15 шт.
Трансформатор тока	ТОП	18 шт.
Трансформатор тока	ТШП	6 шт.
Трансформатор напряжения	VCU	12 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	32 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.012.67.021.ПС-ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Уренгой». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А
Телефон: +7 (495) 710-93-33
Факс: +7 (495) 710-96-55

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.