

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 16 » февраля 2024 г. № 393

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	Добавляе- мый изготови- тель	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 «Лента» Л-89, г. Кемерово, пр. Ленинградский, д.28в	-	032	67428-17	-	МП 67428-17	-	МИ 3000-2022	-	22.09. 2023	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учет Проект» (ООО «АКУП»), г. Москва	ООО «ЭнергоПромР есурс», Московская обл., г. Красногорск
2.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Лондоко	-	АУВП.4117 11.ФСК.РИ K.010.21	68210-17	-	РТ-МП-4384- 500-2017	-	РТ-МП-5107- 500-2023	-	26.12. 2023	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТК ОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест- Москва», г. Москва

3.	Барометры авиаметеорологическ ие	БА-1	Исполн.1, зав. № 46 Исполн.2, зав. № 45	69176-17	-	-	МП 2251- 0173-2017 с изменением №1	-	-	04.12. 2023	Общество с ограниченной ответственностью «ИНФОРМ- ТЕХНИКА» (ООО «ИНФОРМ- ТЕХНИКА»), г. Новосибирск	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделее ва», г. Санкт- Петербург
4.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Сухой Лог	-	ЭСТ.42223 1.001.01	76736-19	-	МП 101-2010 «Система автоматизирова нная информационно -измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Сухой Лог. Методика поверки»	-	МИ 3000-2022 «Рекомендация. Системы автоматизирова нные информационно -измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки»	-	24.01. 2024	Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт» (ООО «Энергостандарт»), г. Хабаровск	ООО «Спецэнергоп роект», г. Москва
5.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мосэнерго»	-	002	80961-21	Публичное акционерное общество «Мосэнерго» (ПАО «Мосэнерго»), г. Москва	-	МП-006-2020	-	-	10.11. 2023	Публичное акционерное общество «Мосэнерго» (ПАО «Мосэнерго»), г. Москва	ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», Челябинская обл., г. Магнитогорск
6.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская	-	1	82749-21	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»), г. Москва	-	МП-327- РА.RU.31055 6-2021	-	-	10.11. 2023	Общество с ограниченной ответственностью «Системы измерений» (ООО «Системы измерений»), г. Красноярск	ООО «Энергокомпл екс», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» февраля 2024 г. № 393

Регистрационный № 68210-17

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Лондоко (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 АУВП.411711.ФСК.РИК.010.21. 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 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	ПС 220 кВ Лондоко, ОРУ-35 кВ, 1с 35 кВ, яч.№2, ВЛ 35 кВ Лондоко-Лесоучасток (Т-143)	ТГМ кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	ЗНОЛ-35Ш кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 21257-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС 220 кВ Лондоко, ОРУ-35 кВ, 2с 35 кВ, яч.№7, ВЛ 35 кВ Лондоко-Бира (Т-145)	ТГМ кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	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		
3	ПС 220 кВ Лондоко, ОРУ-35 кВ, 2с 35 кВ, яч.№9, ВЛ 35 кВ Лондоко-Биракан (Т-144)	ТВЭ-35УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 13158-04	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		
4	ПС 220 кВ Лондоко, ЗРУ-6 кВ, яч.1	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 18178-99	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ПС 220 кВ Лондоко, ЗРУ-6 кВ, яч.3	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 30709-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 18178-99	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ПС 220 кВ Лондоко, ЗРУ-6 кВ, яч.7	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 150/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 18178-99	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
7	ПС 220 кВ Лондоко, ЗРУ-6 кВ, яч.9	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 30709-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 18178-99	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
8	ПС 220 кВ Лондоко, ЗРУ-6 кВ, яч.15	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 30709-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 18178-99	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
9	ПС 220 кВ Лондоко, ЗРУ-6 кВ, яч.16	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 150/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 18178-99	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
10	ПС 220 кВ Лондоко, ЗРУ-6 кВ, яч.19	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 30709-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 18178-99	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	ПС 220 кВ Лондоко, ЗРУ-6 кВ, яч.23	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 1000/5 рег. № 30709-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 18178-99	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
12	ПС 220 кВ Лондоко, ЗРУ-6 кВ, яч.26	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 100/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 18178-99	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	ПС 220 кВ Лондоко, ЗРУ-6 кВ, яч.27	ТПОЛ 10 УЗ кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 1261-02	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 18178-99	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
14	ПС 220 кВ Лондоко, ЗРУ-6 кВ, яч.29	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 18178-99	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
15	ПС 220 кВ Лондоко, ЗРУ-6 кВ, яч.31	ТПОЛ10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-59	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 18178-99	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
16	ПС 220 кВ Лондоко, ЗРУ-6 кВ, яч.35	ТЛП-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 30709-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 18178-99	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
17	ПС 220 кВ Лондоко, ЗРУ-6 кВ, яч.37	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 18178-99	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
18	ПС 220 кВ Лондоко, ЗРУ-6 кВ, яч.39	ТЛП-10 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 30709-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 18178-99	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
19	ПС 220 кВ Лондоко, ЗРУ-6 кВ, яч.5	ТЛП-10 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 30709-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 18178-99	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
20	МТС-1 0,4 кВ	-	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	МТС-2 0,4 кВ	-	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12

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, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
3, 13, 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
4 – 12, 14, 16 – 18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
20, 21 (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

Продолжение таблицы 3

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	2	3	4	5	6
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
3, 13, 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
4 – 12, 14, 16 – 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
20, 21 (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 эксплуатации ($\pm\delta$), %, 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 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
3, 13, 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
4 – 12, 14, 16 – 18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
20, 21 (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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, 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	2	3	4	5	6
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
3, 13, 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
4 – 12, 14, 16 – 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
20, 21 (Счетчик 1,0)	0,8	-	3,4	3,2	3,2
	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 № 20, 21 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 - для счетчиков реактивной энергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4
диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	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 RTU-325L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 100000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 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	ТГМ	6 шт.
Трансформатор тока	ТВЭ-35УХЛ2	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	12 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	18 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ 10 УЗ	2 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ10	2 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35Ш	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	21 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.010.21ПФ	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) ПС 220 кВ Лондоко». 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.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» февраля 2024 г. № 393

Регистрационный № 76736-19

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Сухой Лог (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 распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – 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, каналообразующую 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.

Факт корректировки времени отражается в журналах событий счётчиков, УСПД и сервера ИВК с указанием времени (включая секунды) корректируемого и корректирующего компонентов в момент, предшествующий коррекции и величины коррекции.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера ИВК, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ ЭСТ.422231.001.01.

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.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные СПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование СПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) СПО	не ниже 1.0.0.4.
Цифровой идентификатор СПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe
Примечание – Алгоритм вычисления цифрового идентификатора СПО – MD5	

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

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №1	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 800/1 рег. № 52260-12 ф. А, В, С	НДКМ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$ рег. № 60542-15 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 / СТВ-01, рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №2	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 800/1 рег. № 52260-12 ф. А, В, С	НДКМ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$ рег. № 60542-15 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	ВЛ 220 кВ Мамакан - Сухой Лог I цепь	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 800/1 рег. № 52260-12 ф. А, В, С	НДКМ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$ рег. № 60542-15 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	ВЛ 220 кВ Мамакан - Сухой Лог II цепь	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 800/1 рег. № 52260-12 ф. А, В, С	НДКМ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$ рег. № 60542-15 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	КВЛ 220 кВ Сухой Лог - Витим №1	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 800/1 рег. № 52260-12 ф. А, В, С	ЕТН-220 кл.т. 0,2 К_{тн} = (220000:√3)/(100:√3) рег. № 87797-22 ф. А ЕТН-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 К_{тн} = (220000:√3)/(100:√3) рег. № 59981-18 ф. В, С НДКМ кл.т. 0,2 К_{тн} = (220000:√3)/(100:√3) рег. № 60542-15 ф. А, В, С	СТЭМ-300 Кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	RTU-325T рег. № 44626-10 / СТВ-01, рег. № 49933-12
6	КВЛ 220 кВ Сухой Лог - Витим №2	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 800/1 рег. № 52260-12 ф. А, В, С	ЕТН-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 К_{тн} = (220000:√3)/(100:√3) рег. № 59981-18 ф. А, В, С НДКМ кл.т. 0,2 К_{тн} = (220000:√3)/(100:√3) рег. № 60542-15 ф. А, В, С	СТЭМ-300 Кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	
7	АТ-1 220 кВ	ТВ-СВЭЛ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 67627-17 ф. А, В, С	НДКМ кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000:√3)/(100:√3) рег. № 60542-15 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
8	АТ-2 220 кВ	ТВ-СВЭЛ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 67627-17 ф. А, В, С	НДКМ кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000:√3)/(100:√3) рег. № 60542-15 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ВЛ 110 кВ Сухой Лог - Полюс №1	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 800/1 рег. № 52261-12 ф. А, В, С	НДКМ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000:√3)/(100:√3) рег. № 60542-15 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 / СТВ-01, рег. № 49933-12
10	АТ-1 110 кВ	ТВ-СВЭЛ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 800/1 рег. № 67627-17 ф. А, В, С	НДКМ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000:√3)/(100:√3) рег. № 60542-15 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
11	АТ-2 110 кВ	ТВ-СВЭЛ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 800/1 рег. № 67627-17 ф. А, В, С	НДКМ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000:√3)/(100:√3) рег. № 60542-15 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
12	ШСВ 110 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 52261-12 ф. А, В, С	НДКМ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000:√3)/(100:√3) рег. № 60542-15 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
13	ВЛ 110 кВ Сухой Лог - Полюс №2	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 800/1 рег. № 52261-12 ф. А, В, С	НДКМ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000:√3)/(100:√3) рег. № 60542-15 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
14	АТ-1 10 кВ	ТОЛ-НТЗ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 250/5 рег. № 69606-17 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000:√3)/(100:√3) рег. № 46738-11 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
15	АТ-2 10 кВ	ТОЛ-НТЗ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 250/5 рег. № 69606-17 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000:√3)/(100:√3) рег. № 46738-11 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
16	Яч. 103 (КТПН-1 10 кВ)	ТОЛ-НТЗ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 69606-17 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000:√3)/(100:√3) рег. № 46738-11 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	7
17	Яч. 203 (КТПН-2 10 кВ)	ТОЛ-НТЗ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 69606-17 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000:√3)/(100:√3) рег. № 46738-11 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 / СТВ-01, рег. № 49933-12
18	ТСН-1 10 кВ	ТОЛ-НТЗ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 69606-17 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000:√3)/(100:√3) рег. № 46738-11 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
19	ТСН-2 10 кВ	ТОЛ-НТЗ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 69606-17 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000:√3)/(100:√3) рег. № 46738-11 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК					
		Основная относительная погрешность ИК ($\pm\delta$), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %		
		cosφ = 1,0	cosφ = 0,87	cosφ = 0,5	cosφ = 1,0	cosφ = 0,87	cosφ = 0,5
1-13 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	0,02I _{Н1} ≤ I ₁ < 0,05I _{Н1}	1,0	1,1	1,9	1,2	1,3	2,0
	0,05I _{Н1} ≤ I ₁ < 0,2I _{Н1}	0,6	0,7	1,3	0,9	1,0	1,5
	0,2I _{Н1} ≤ I ₁ < I _{Н1}	0,5	0,6	1,0	0,8	0,9	1,3
	I _{Н1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{Н1}	0,5	0,6	1,0	0,8	0,9	1,3
14-19 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	0,02I _{Н1} ≤ I ₁ < 0,05I _{Н1}	1,8	2,2	4,8	2,0	2,3	4,9
	0,05I _{Н1} ≤ I ₁ < 0,2I _{Н1}	1,1	1,4	3,0	1,3	1,5	3,1
	0,2I _{Н1} ≤ I ₁ < I _{Н1}	0,9	1,1	2,2	1,1	1,3	2,3
	I _{Н1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{Н1}	0,9	1,1	2,2	1,1	1,3	2,3

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК			
		Основная относительная погрешность ИК ($\pm\delta$), %		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %	
		$\cos\varphi = 0,87$ ($\sin\varphi = 0,5$)	$\cos\varphi = 0,5$ ($\sin\varphi = 0,87$)	$\cos\varphi = 0,87$ ($\sin\varphi = 0,5$)	$\cos\varphi = 0,5$ ($\sin\varphi = 0,87$)
1-13 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	2,1	1,5	2,8	2,1
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,6	1,0	2,4	1,8
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,2	2,1	2,2	1,7
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,2	2,1	2,2	1,7
14-19 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	5,0	2,4	5,3	2,8
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	3,2	1,5	3,6	2,1
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,3	1,2	2,9	1,9
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	2,3	1,2	2,9	1,9
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 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 °С до плюс 40 °С.

4 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 таблицах 3, 4 метрологических характеристик.

5 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	19
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 0,87 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 - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -25 до +40 от 0 до +40 от +10 до +30 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 2 55000 24 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и 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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журнале событий счетчика фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

В журнале событий УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выводы измерительных трансформаторов тока;
- счётчика;
- испытательной коробки;
- УСПД;

защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:

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

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт/экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТГФМ-220	18
Трансформатор тока	ТВ-СВЭЛ	6
Трансформатор тока	ТГФМ-110	9
Трансформатор тока	ТВ-СВЭЛ-110	6
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	18
Трансформатор напряжения	НДКМ	18
Трансформатор напряжения	ЕТН-220	6
Трансформатор напряжения	НДКМ	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	17
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СТЭМ-300	2
Устройство синхронизации системного времени	СТВ-01	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Методика поверки	-	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Паспорт-формуляр	ЭСТ.422231.001.01 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) ПС 220 кВ Сухой Лог», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи 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

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

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

ИНН 7722844084

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

Телефон: +7 (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 «16» февраля 2024 г. № 393

Регистрационный № 82749-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская (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 «ФСК ЕЭС» - 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 средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 1. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в 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.

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)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

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 Раздолинская - Сибирский магнезит I цепь	ТВГ-УЭТМ® Кл.т. 0,2S Ктт = 500/5 рег. № 52619-13	НДКМ Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Раздолинская - Сибирский магнезит II цепь	ТВГ-УЭТМ® Кл.т. 0,2S Ктт = 500/5 рег. № 52619-13	НДКМ Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
3	ВЛ 110 кВ Раздолинская - Мотыгинская I цепь (С-641)	ТВИ-110 Кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 30559-11	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
4	ВЛ 110 кВ Раздолинская - Мотыгинская II цепь с отпайкой на ПС Золотая звезда (С-642)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт = 200/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
5	ВЛ 110 кВ Раздолинская - Переклазовый завод (С-643)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт = 200/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ВЛ 110 кВ Раздолинская - Потаскуй (С-644)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S К _{тт} = 200/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ВЛ 110 кВ Раздолинская - Партизанская I цепь(С-645)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
8	ВЛ 110 кВ Раздолинская - Партизанская II цепь(С-646)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
9	ОВ 110 кВ	ТВГ-110 Кл.т. 0,5S К _{тт} = 1000/5 рег. № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
10	ф. 40-07	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	ф. 40-08	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
12	ф. 40-09	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
13	ф. 40-10	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ф. 40-11	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
15	ф. 40-12	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
16	ф. 40-13	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
17	ф. 40-14	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
18	ф. 40-15	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
19	ф. 40-16	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
20	ф. 40-18	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	ВЛ 220 кВ Раздолинская – Тайга I цепь (ВЛ 220 кВ Раздолинская – Амикан)	ТВГ-УЭТМ® Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 52619-13	НДКМ Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2) %} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{1(2) %} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100 %}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120 %}
1	2	3	4	5	6
1, 2, 4 – 8, 21 (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
3, 9 (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 – 20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2

Продолжение таблицы 3

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, 21 (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
3, 9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,0	2,3	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,5	1,0	1,0
4 – 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
10 – 20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
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, 4 – 8, 21 (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
3, 9 (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 – 20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3

Продолжение таблицы 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, 21 (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
3, 9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,4	2,6	1,8	1,7
	0,5	2,8	1,7	1,2	1,2
4 – 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
10 – 20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
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

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	21
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15

Продолжение таблицы 4

1	2
температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 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 RTU-325T: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 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

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ®	9
Трансформатор тока	ТВИ-110	3
Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1	15
Трансформатор тока	ТВГ-110	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	33
Трансформатор напряжения	НДКМ	9
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	21
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	ЕМНК.466454.030.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298; «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская в части отдельных измерительных каналов», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

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

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

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)
Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4
Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60
E-mail: director@sniim.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН:7444052356
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23
Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2, помещ.1, ком. № 510
Телефон: +7 (351) 958-02-67
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» февраля 2024 г. № 393

Регистрационный № 69176-17

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Барометры авиаметеорологические БА-1

Назначение средства измерений

Барометры авиаметеорологические БА-1 предназначены для измерений абсолютного (атмосферного) давления воздуха.

Описание средства измерений

К настоящему типу средств измерений относятся барометры авиаметеорологические БА-1 (далее барометры БА-1) следующих исполнений: исполнение 1, исполнение 2, которые отличаются друг от друга составом первичных преобразователей абсолютного давления.

Конструктивно барометры БА-1 выполнены в едином корпусе. На передней панели корпуса размещены органы управления и дисплей, отображающий результаты измерений.

На задней панели пульта управления расположен разъем для подключения выносного блока питания, а также интерфейсные порты для подключения периферийных устройств: RS-232, USB –A, USB – B, mini USB. Внутри корпуса размещены: первичный преобразователь, вычислительные блоки.

Принцип действия барометров авиаметеорологических БА-1 исполнения 1 основан на преобразовании абсолютного атмосферного давления пьезоэлектрическим чувствительным элементом в цифровой сигнал.

Принцип действия барометров авиаметеорологических БА-1 исполнения 2 основан на преобразовании абсолютного атмосферного давления кварцевым преобразовательным элементом в цифровой сигнал.

Барометры авиаметеорологические БА-1 на основе измеренных значений атмосферного давления, необходимых для метеорологического обеспечения авиации и мониторинга окружающей среды, рассчитывают давление на уровне взлетно-посадочной полосы (QFE) и давление на уровне моря (QNH).

Управление барометрами БА-1 может осуществляться при помощи внешней USB-клавиатуры, пультом дистанционного управления, джойстиком.

Нанесение знака поверки на барометры БА-1 не предусмотрено.

Заводской номер, состоящий из двух арабских цифр, наносится в виде наклейки на корпус барометров БА-1. Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 2.

Общий вид барометров БА-1 представлен на рисунках 1 и 2.

Схема пломбирования барометров БА-1 от несанкционированного доступа представлена на рисунке 2.



Рисунок 1 — Общий вид барометров БА-1



Рисунок 2 — Схема пломбирования барометров БА-1

Программное обеспечение

Барометры БА-1 имеют программное обеспечение «programm.img» (далее - ПО «programm.img»), которое является встроенным ПО. ПО «programm.img» обеспечивает сбор, обработку, архивирование, прием и передачу данных, отображение результатов измерений на дисплее. Программное обеспечение «programm.img» является метрологически значимым.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «низкий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	programm.img
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.X*
Цифровой идентификатор ПО	f92179a43e390202cd173e03d1302a1b по алгоритму MD5 **
* - обозначение «X» не относится к метрологически значимой части ПО	
** - Цифровой идентификатор указан для версии 2.5.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений абсолютного (атмосферного) давления, гПа	от 600 до 1100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений абсолютного (атмосферного) давления, гПа	$\pm 0,5$
Цена единицы младшего разряда, гПа	0,01

Таблица 3 — Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значения
Электрическое питание от источника переменного тока: напряжение, В частота, Гц	220 ± 22 50 ± 1
Электрическое питание от источника постоянного тока: напряжение, В	5
Потребляемая мощность, Вт, не более	1
Габаритные размеры, мм, не более -ширина -высота -длина	185 85 230
Масса, кг, не более	1,39
Условия эксплуатации -температура воздуха, °C -относительная влажность воздуха, %	от +5 до +40 до 80
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка до отказа, ч	10 000

Знак утверждения типа

наносится на формуляр типографским методом и на корпус барометров БА-1 в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерения

Наименование	Обозначение	Количество
Барометр авиаметеорологический БА-1	АНДС.406524.002	1 шт.
Дистанционный пульт управления*		1 шт.
Карта памяти micro SD*		1 шт.
Аккумулятор 5В с кабелем USB-A – USB-B*		1 шт.
Клавиатура стандартная USB*		1 шт.
Кабель USB 2.0 соединительный (mini USB)*		1 шт.
Блок питания 5В		
Упаковка	Упаковка	1 шт.
Руководство по эксплуатации	АНДС.406524.002 РЭ	1 экз.
Формуляр	АНДС.406524.002 ФО	1 экз.
* Поставляется по отдельному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации АНДС.406524.002 РЭ «Барометр авиаметеорологический БА-1» п. 1.3.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} — 1 \cdot 10^7$ Па»;

Технические условия «Барометры авиаметеорологические БА-1» АНДС 406524.002 ТУ.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИНФОРМ-ТЕХНИКА»
(ООО «ИНФОРМ-ТЕХНИКА»)

ИНН 5408238746

Юридический адрес: 630090, г. Новосибирск, ул. Терешковой, 36 к. А, оф. 10

Телефон: (383) 330 96 24

E-mail: ocheretny@inbox.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева»
(ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

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

Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713- 01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестр аккредитованных лиц № RA.RU.311541.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» февраля 2024 г. № 393

Регистрационный № 67428-17

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-89, г. Кемерово, пр-кт Ленинградский, д. 28в

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-89, г. Кемерово, пр-кт Ленинградский, д. 28в (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, её обработку и хранение.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача информации от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Лента» Л-89, г. Кемерово, пр-кт Ленинградский, д. 28в наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 032 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид элек- троэнергии	Метрологические харак- теристики ИК		
		ТТ	Счетчики	УССВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %	
1	ТП 10 кВ ТЦ Лента, РУ-0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ Т-1	ТСН12 Коэф. тр. 2500/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 26100-03	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер ООО «Лента»	Активная	0,7	1,8	
						Реактивная	1,2	3,6	
2	ТП 10 кВ ТЦ Лента, РУ-0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ Т-2	ТСН12 Коэф. тр. 2500/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 26100-03	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	0,7	1,8	
						Реактивная	1,2	3,6	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

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 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ 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 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его 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 $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 30 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

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

коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора 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.
Трансформатор тока	ТСН12	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	АСВЭ 146.00.000.032 ФО с Изменением № 1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Л-89, г. Кемерово, пр-кт Ленинградский, д. 28в для оптового рынка электроэнергии», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде ФР.1.34.2018.30858.

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

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учёт Проект»
(ООО «АКУП»)

ИНН 7725743133

Адрес: 115114, г. Москва, Даниловская наб., д. 8, стр. 29А

Телефон: (985) 343-55-07

E-mail: proekt-akup@yandex.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42

Телефон: (4932) 32-84-85

Факс: (4932) 41-60-79

E-mail: post@csm.ivanovo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311781.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.