

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» сентября 2022 г. № 2261

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Контроллеры аналоговые	АК-1п	С	86757-22	60-63-07-02.21, 60-63-01-02.21, 60-63-05-02.21	Общество с ограниченной ответственностью "Модуль АТИ" (ООО АТИ), г. Екатеринбург	Общество с ограниченной ответственностью "Модуль АТИ" (ООО АТИ), г. Екатеринбург	ОС	АТСГ.4264 44.008 МП	3 года	Общество с ограниченной ответственностью "Модуль АТИ" (ООО АТИ), г. Екатеринбург	ФБУ "УРАЛ-ТЕСТ", г. Екатеринбург	11.02.2022
2.	Измерители-регистраторы	ИМ2300 ИР	С	86758-22	FN001, FG002, FN003, FG004	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие Интромаг" (ООО "НПП Интромаг"), г. Пермь	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие Интромаг" (ООО "НПП Интромаг"), г. Пермь	ОС	МРВГ.2651 45.002РЭ Приложение А	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие Интромаг" (ООО "НПП Интромаг"), г. Пермь	ФБУ "Пермский ЦСМ", г. Пермь	08.04.2022
3.	Контроллеры программируемые	ERGON	С	86759-22	КАПП2-60-001-3 зав.№ 003, КАПП2-60-001-3 зав.№ 004,	Общество с ограниченной ответственностью	Общество с ограниченной ответственностью	ОС	МП 4400/0256-2022	3 года	Общество с ограниченной ответственностью	ФБУ "УРАЛ-ТЕСТ", г. Екатеринбург	28.03.2022

8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета энергии (АИИС КУЭ) ООО "Праксэ Рус"	Обозначение отсутствует	E	86764-22	1050	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "Праксэ Рус" (ООО "Праксэ Рус"), г. Москва	ОС	МП СМО-2006-2022	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), Владимирская обл., г. Владимир	АО "РЭС Групп", Владимирская обл., г. Владимир	20.06.2022
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета энергии (АИИС КУЭ) ТП Шаковка Дальневосточной ЖД - филиала ОАО "РЖД" в границах Приморского края	Обозначение отсутствует	E	86765-22	01-ДВОСТ-ТЭ-2022	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	ОС	РТ-МП-562-550-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Объединенная строительная компания 1520" (ООО "ОСК 1520"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	15.07.2022
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммер-	Обозначение отсутствует	E	86766-22	384	Публичное акционерное общество "Федеральная энергетиче-	Публичное акционерное общество "Федеральная энергетиче-	ОС	МП 206.1-071-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	29.07.2022

чешского учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Центральная								ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва		
11. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО "Мордовская энергосбытовая компания" для энергоснабжения ООО "КЗ "Цветлит" (2-я очередь)	Е	86767-22	281.2		Общество с ограниченной ответственностью "ЭСО-96" (ООО "ЭСО-96"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Мордовская энергосбытовая компания" (ПАО "Мордовская энергосбытовая компания"), Республика Мордовия, г. Саранск	ОС	МП 23-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	ООО "АСЭ", г. Владимир	13.06.2022
12. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО "КрасТЭК"	Е	86768-22	001		Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	ОС	МП 22-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	ООО "АСЭ", г. Владимир	09.06.2022

13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ТМЗ "Лискинский"	Обозначение отсутствует	E	86769-22	93		Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Городской молочный завод "Лискинский" (ООО "ТМЗ "Лискинский"), Воронежская обл., г. Лиски	ОС	МП 26.51/171/2 2	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль"), г. Москва	ООО "Энерго-тестконтроль", г. Москва	27.07.2022
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "ДМЗ"	Обозначение отсутствует	E	86770-22	001		Общество с ограниченной ответственностью "Рустех" (ООО "Рустех"), Ивановская обл., г. Иваново	Акционерное Общество "Демеховский машиностроительный завод" (АО "ДМЗ"), Московская обл., Орехово-Зуево	ОС	МП-061-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Рустех" (ООО "Рустех"), Ивановская обл., г. Иваново	ООО "Энер-Тест", Московская обл., г. Щёлково	28.07.2022
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Квант" 8-й очереди	Обозначение отсутствует	E	86771-22	008		Общество с ограниченной ответственностью "Квант" (ООО "Квант"), г. Краснодар	Общество с ограниченной ответственностью "Квант" (ООО "Квант"), г. Краснодар	ОС	РТ-МП-668-500-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Квант" (ООО "Квант"), г. Краснодар	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	27.06.2022

16.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета энергии (АИИС КУЭ) АО "Ступинская металлургическая компания"	Обозначение отсутствует	E	86772-22	001		Общество с ограниченной ответственностью "Энфорс" (ООО "Энфорс"), г. Воронеж	Акционерное общество "Ступинская Металлургическая Компания" (АО "СМК"), Московская обл., г. Домодедово	ОС	МП 26.51/173/2 2	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Альфа-Энерго" (ООО "Альфа-Энерго"), г. Москва	ООО "Энерго-тестконтроль", г. Москва	29.07.2022
-----	---	-------------------------	---	----------	-----	--	--	--	----	------------------------	--------	---	--------------------------------------	------------

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» сентября 2022 г. № 2261

Регистрационный № 86765-22

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП Шмаковка Дальневосточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Приморского края

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП Шмаковка Дальневосточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Приморского края (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.

Измерительный канал (ИК) АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни.

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя 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 регионального Центра энергоучета (ИВКЭ), реализован на базе устройств сбора и передачи данных (УСПД) основного типа ЭКОМ-3000 и резервного типа RTU327, выполняющих функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК).

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс включает в себя основной и резервный серверы, устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Основной сервер функционирует на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ». Резервный сервер функционирует на базе ПО «Энергия Альфа 2».

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

коэффициентов трансформации, которые усредняются за 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы основных и резервных УСПД. С основных УСПД данные передаются по основному каналу связи в основной сервер ИВК, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и оформление отчетных документов. В резервных УСПД производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и далее по основному каналу связи данные передаются в резервный сервер ИВК, где происходит оформление отчетных документов.

Допускается передача данных с резервных УСПД с обработкой измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) в основной сервер ИВК. При этом обработка измерительной информации в основном сервере ИВК не производится.

Основной и резервный серверы функционируют независимо друг от друга. Исключение из работы 1 из серверов (основного или резервного) из состава ИК не влияет на функционирование находящегося в работе сервера и АИИС КУЭ в целом.

Основные и резервные УСПД функционируют независимо друг от друга. Исключение из работы основного или резервного УСПД из ИК не влияет на функционирование находящихся в работе УСПД и АИИС КУЭ в целом.

Дальнейшая передача информации от ИВК третьим лицам осуществляется по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с регламентами оптового рынка электроэнергии (ОРЭМ).

ИВК 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 оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В состав СОЕВ входят часы УСПД, счетчиков, ИВК, сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3.

Основной сервер ИВК оснащен основным сервером синхронизации времени ССВ-1Г и резервным устройством синхронизации времени УСВ-3. Сравнение показаний часов между основным сервером ИВК и ССВ-1Г осуществляется посредством NTP-сервера.

Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ИВК и сервером синхронизации времени осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка шкалы времени происходит при превышении уставки коррекции шкалы времени. Уставка коррекции шкалы времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый). В случае отсутствия связи с основным сервером синхронизации времени ССВ-1Г, синхронизация NTP-сервера осуществляется от резервного устройства синхронизации времени УСВ-3 не реже 1 раза в сутки.

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Сравнение показаний часов осуществляется с периодичностью не реже 1 раза в сутки. Корректировка шкалы времени происходит при превышении уставки коррекции шкалы

времени. Уставка коррекции шкалы времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные и резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от ИВК, в том числе посредством NTP-сервера.

Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка шкалы времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции шкалы времени. Уставка коррекции шкалы времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД (основных и резервных) происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 01-ДВОСТ-ТЭ-2022. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В основном сервере используется ПО «ГОРИЗОНТ».

ПО «ГОРИЗОНТ» используется при учете электрической энергии и обеспечивает сбор, обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом ОРЭМ.

ПО «ГОРИЗОНТ» имеет русифицированный интерфейс пользователя (включая вспомогательные и сервисные функции).

ПО «ГОРИЗОНТ» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. ПО «ГОРИЗОНТ» обеспечивает работу по защищенным протоколам передачи данных.

Метрологически значимой частью ПО «ГОРИЗОНТ» является библиотека Eac.MetrologicallySignificantComponents.dll.

Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ» указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО (библиотека Eac.MetrologicallySignificantComponents.dll)	54b0a65fcdd6b713b20fff43655da81b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD 5

Уровень защиты ПО «ГОРИЗОНТ» «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

В резервном сервере используется ПО «Энергия Альфа 2».

ПО «Энергия Альфа 2» используется при коммерческом 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 ОРЭМ.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Энергия Альфа 2».

Метрологически значимой частью ПО «Энергия Альфа 2» является файл enalpha.exe.

Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2» указаны в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (файл enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD 5

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2» «средний» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Уровень ИИК						Уровень ИВКЭ	Уровень ИВК
		Вид СИ	Тип, модификация СИ		Класс точности	Коэффициент трансформации	Рег. №	УСПД основной (тип, рег. №) УСПД резервный (тип, рег. №)	УССВ основной (тип, рег. №) УССВ резервный (тип, рег. №)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ТП Шмаковка ТСН 10 кВ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-12	0,5S	50/5	69606-17	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14 RTU-327 рег. № 41907-09	ССВ-1Г рег. № 58301-14 УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-12	0,5S	50/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-12	0,5S	50/5	69606-17		
		ТН	А	ЗНОЛ(II)-НТЗ	0,5	(10000/√3)/(100/√3)	69604-17		
		ТН	В	ЗНОЛ(II)-НТЗ	0,5	(10000/√3)/(100/√3)	69604-17		
		ТН	С	ЗНОЛ(II)-НТЗ	0,5	(10000/√3)/(100/√3)	69604-17		
		Счетчик	А1805RL-P4GB-DW-4		0,5S/1,0	5(10) А	31857-20		
2	ТП Шмаковка РТСН 0,4 кВ	ТТ	А	Т-0,66 УЗ	0,5S	300/5	71031-18		
		ТТ	В	Т-0,66 УЗ	0,5S	300/5	71031-18		
		ТТ	С	Т-0,66 УЗ	0,5S	300/5	71031-18		
		ТН	А	НЕТ					
		ТН	В	НЕТ					
		ТН	С	НЕТ					
		Счетчик	А1805RL-P4GB-DW-4		0,5S/1,0	5(10) А	31857-20		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	ТП Шмаковка Ввод 10 кВ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11	0,5S	100/5	69606-17	ЭКМ-3000 рег. № 17049-14 RTU-327 рег. № 41907-09	ССБ-1Г рег. № 58301-14 УСБ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11	0,5S	100/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11	0,5S	100/5	69606-17		
		ТН	А	ЗНОЛ(П)-НТЗ	0,5	(10000/√3)/(100/√3)	69604-17		
		ТН	В	ЗНОЛ(П)-НТЗ	0,5	(10000/√3)/(100/√3)	69604-17		
		ТН	С	ЗНОЛ(П)-НТЗ	0,5	(10000/√3)/(100/√3)	69604-17		
		Счетчик	A1802RAL-P4GB-DW-4			5(10) A	31857-20		
		ТТ	А	ТРГ-УЭТМ®-220 IV ХЛП	0,2S	250/5	53971-13		
		ТТ	В	ТРГ-УЭТМ®-220 IV ХЛП	0,2S	250/5	53971-13		
4	ТП Шмаковка Ввод 220 кВ	ТТ	С	ТРГ-УЭТМ®-220 IV ХЛП	0,2S	250/5	53971-13	ЭКМ-3000 рег. № 17049-14 RTU-327 рег. № 41907-09	ССБ-1Г рег. № 58301-14 УСБ-3 рег. № 51644-12
		ТН1	А	ЗНГ-УЭТМ®	0,2	(220000/√3)/(100/√3)	53343-13		
		ТН1	В	ЗНГ-УЭТМ®	0,2	(220000/√3)/(100/√3)	53343-13		
		ТН1	С	ЗНГ-УЭТМ®	0,2	(220000/√3)/(100/√3)	53343-13		
		ТН2	А	ЗНГ-УЭТМ®	0,2	(220000/√3)/(100/√3)	53343-13		
		ТН2	В	ЗНГ-УЭТМ®	0,2	(220000/√3)/(100/√3)	53343-13		
		ТН2	С	ЗНГ-УЭТМ®	0,2	(220000/√3)/(100/√3)	53343-13		
		Счетчик	A1802RAL-P4GB-DW-4			5(10) A	31857-20		
		ТТ	А	ТРГ-УЭТМ®-220 IV ХЛП	0,2S	250/5	53971-13		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ТП Шмаковка ФКС-1 27,5 кВ	ТТ	А	НЕТ				ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14	ССБ-1Г пер. № 58301-14
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-35-IV	0,5S	600/5	62259-15		
		ТТ	С	НЕТ					
		ТН1	А	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН1	В	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН1	С	НЕТ					
		ТН2	А	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН2	В	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН2	С	НЕТ					
		Счетчик	A1805RAL-P4GB-DW-4		0,5S/1,0	5(10) A	31857-20		
6	ТП Шмаковка ФКС-2 27,5 кВ	ТТ	А	НЕТ				RTU-327 пер. № 41907-09	УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-35-IV	0,5S	600/5	62259-15		
		ТТ	С	НЕТ					
		ТН1	А	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН1	В	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН1	С	НЕТ					
		ТН2	А	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН2	В	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН2	С	НЕТ					
		Счетчик	A1805RAL-P4GB-DW-4		0,5S/1,0	5(10) A	31857-20		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	ТП Шмаковка ФКС-4 27,5 кВ	ТТ	А	НЕТ				ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	ССВ-1Г рег. № 58301-14
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-35-IV	0,5S	600/5	62259-15		
		ТТ	С	НЕТ					
		ТН1	А	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН1	В	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН1	С	НЕТ					
		ТН2	А	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН2	В	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН2	С	НЕТ					
		Счетчик	A1805RAL-P4GB-DW-4			0,5S/1,0	5(10) A	31857-20	
8	ТП Шмаковка ФКС-5 27,5 кВ	ТТ	А	НЕТ				RTU-327 рег. № 41907-09	УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-35-IV	0,5S	600/5	62259-15		
		ТТ	С	НЕТ					
		ТН1	А	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН1	В	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН1	С	НЕТ					
		ТН2	А	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН2	В	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН2	С	НЕТ					
		Счетчик	A1805RAL-P4GB-DW-4			0,5S/1,0	5(10) A	31857-20	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ТП Шмаковка Ввод-27,5 кВ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-35-IV	0,5S	1000/5	62259-15	ЭКМ-3000 рег. № 17049-14	ССВ-1Г рег. № 58301-14
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-35-IV	0,5S	1000/5	62259-15		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-35-IV	0,5S	1000/5	62259-15		
		ТН1	А	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН1	В	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН1	С	НЕТ					
		ТН2	А	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН2	В	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН2	С	НЕТ					
		Счетчик	A1802RAL-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	5(10) A		
10	ТП Шмаковка ОВ 27,5 кВ	ТТ	А	НЕТ				RTU-327 рег. № 41907-09	УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-35-IV	0,5S	600/5	62259-15		
		ТТ	С	НЕТ					
		ТН1	А	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН1	В	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН1	С	НЕТ					
		ТН2	А	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН2	В	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	0,5	27500/100	62260-15		
		ТН2	С	НЕТ					
		Счетчик	A1805RAL-P4GB-DW-4			0,5S/1,0	5(10) A		

Продолжение таблицы 3

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 4 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 3, – активная, реактивная.

Таблица 4 - 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, 5 – 8, 10 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
2 (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
3, 9 (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
4 (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
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, 5 – 8, 10 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,5	1,5
2 (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
3, 9 (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
4 (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

Продолжение таблицы 4

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, 5 – 8, 10 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,2	1,9	1,9
	0,5	5,1	3,4	2,7	2,7
2 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,5	1,5
	0,8	2,9	2,1	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,2	2,4	2,4
3, 9 (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
4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,0	1,4	1,2	1,2
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, 5 – 8, 10 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,2	4,2	3,8	3,8
	0,5	4,1	3,6	3,4	3,4
2 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,1	4,1	3,6	3,6
	0,5	4,0	3,5	3,3	3,3
3, 9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,8	2,0	1,8	1,8
4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,3	2,0	1,7	1,7
	0,5	2,0	1,6	1,5	1,5
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 5 - 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, °С: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: 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 -45 до +40 от +5 до +35 от +10 до +25 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 до отказа, ч, не менее УСПД RTU-327: - средняя наработка до отказа, ч, не менее сервер синхронизации времени ССВ-1Г: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч устройство синхронизации времени УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч - время восстановления, ч	120000 72 75000 35000 22000 2 45000 2
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:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции шкалы времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции шкалы времени в счетчиках и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

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 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Количество
1	2	4
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10-12	3
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10-11	3
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-УЭТМ®-220 IV ХЛ1	3
Трансформаторы тока наружной установки	ТОЛ-НТЗ-35-IV	8
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-НТЗ	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые	ЗНГ-УЭТМ®	4
Трансформаторы напряжения наружной установки	ЗНОЛ-НТЗ-35-IV	4
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RL-P4GB-DW-4	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RAL-P4GB-DW-4	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RAL-P4GB-DW-4	5
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Формуляр	5847-3-1.1-ЭСТ4.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) ТП Шмаковка Дальневосточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Приморского края», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311703.

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.

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»)

ИНН 7708503727

Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д. 2

Телефон: +7 (499) 262-99-01

Web-сайт: www.rzd.ru

E-mail: info@rzd.ru

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»)

ИНН 7708503727

Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д. 2

Телефон: +7 (499) 262-99-01

Web-сайт: www.rzd.ru

E-mail: info@rzd.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7727061249

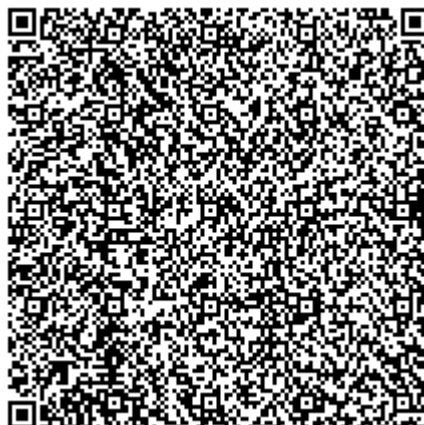
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» сентября 2022 г. № 2261

Регистрационный № 86766-22

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Центральная (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, 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.

Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 384. Заводской номер указывается в формуляре 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)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220 кВ Центральная ОВ-220 кВ	ТГФМ-220 П* кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 рег.№ 36671-08	НКФА 220 кл.т. 0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 рег.№ 39263-08	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС - Центральная (АЭС-1)	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 рег.№ 52260-12	НКФА 220 кл.т. 0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 рег.№ 39263-08	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
3	ВЛ-220 кВ Балаковская АЭС - Центральная (АЭС-2)	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 рег.№ 52260-12	НКФА 220 кл.т. 0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 рег.№ 39263-08	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
4	ВЛ-220 кВ Саратовская ГЭС-Центральная (Балаково-1)	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 рег.№ 52260-12	НКФА 220 кл.т. 0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 рег.№ 39263-08	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
5	ВЛ-220 кВ Метзавод №1	ТГФМ-220 П* кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 рег.№ 36671-08	НКФА 220 кл.т. 0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 рег.№ 39263-08	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
6	ВЛ-220 кВ Метзавод №2	ТГФМ-220 П* кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 рег.№ 36671-08	НКФА 220 кл.т. 0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 рег.№ 39263-08	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
7	ВЛ-110 кВ Сазанлей Иц с отпайкой на ПС Восточная	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ВЛ-110 кВ Сазанлей Пц с отпайкой на ПС Восточная	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
9	ВЛ-110 кВ Дормаш 1 цепь с отпайкой на ПС Мебельная	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
10	ВЛ-110 кВ Дормаш 2 цепь с отпайкой на ПС Мебельная	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
11	ВЛ-110 кВ АЭС - Центральная 1 цепь с отпайками (АЭС-1)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
12	ВЛ-110 кВ АЭС - Центральная 2 цепь с отпайками (АЭС-2)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
13	ВЛ-110 кВ Центральная - Привет I цепь с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
14	ВЛ-110 кВ Центральная - Привет II цепь с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
15	ВЛ-110 кВ Пугачёвская 1 цепь с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
16	ВЛ-110 кВ Пугачёвская II цепь с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
17	ВЛ-110 кВ ЗФУ- 1ц	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 24218-03	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
18	ВЛ-110 кВ ЗФУ- 2ц	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
19	ВЛ-110 кВ Головановская 1 цепь с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
20	ВЛ-110 кВ Головановская II цепь с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
21	ВЛ-110 кВ РТИ- 1ц	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег.№ 24218-03	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
22	ВЛ-110 кВ РТИ- 2ц	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
23	ВЛ-110 кВ Балаковская-1 (ВЛ-110 кВ Центр-1)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
24	ВЛ-110 кВ Балаковская-2 (ВЛ-110 кВ Центр-2)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
25	ВЛ-110 кВ Балаковская-3 (ВЛ-110 кВ Центр-3)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
26	ВЛ-110 кВ Блок-5	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
27	ВЛ-110 кВ Блок-6	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
28	ВЛ-110 кВ Блок-7	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег.№ 24218-03	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
29	ВЛ-110 кВ Блок-8	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
30	ВЛ-110 кВ Химволокно (Химволокно-1)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег.№ 24218-03	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
31	ВЛ-110 кВ Б.Отрог	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
32	ВЛ-110 кВ Подлесное с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 24218-03	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
33	ВЛ-110 кВ Ивановка	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
34	ПС 220 кВ Центральная ОВ- 1-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 500/1 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
35	ПС 220 кВ Центральная ОВ- 2-110 кВ	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 2000/1 рег.№ 82676-21	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
36	ВЛ-110 кВ Ершов с отпайкой на ПС Каменная Сарма (ВЛ-110 кВ Ершов-2)	ТРГ-110 П* кл.т. 0,2S Ктт= 2000/1 рег.№ 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн=. 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
37	ЛР-6 кВ, Ф. 2 Грал	ТЛО-10 М1АС кл.т. 0,5S Ктт= 50/5 рег.№ 25433-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн=6000/100 рег.№ 60002-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
38	ЛР-6 кВ, Ф. 3 РЭМ-3 БРЭС	ТОЛ-10-М кл.т. 0,5S Ктт= 600/5 рег.№ 47959-16	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн=6000/100 рег.№ 60002-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		
39	КЛ-0,4 кВ СМАРТС	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5 Ктт= 50/5 рег.№ 15764-96	-	ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 22422-07		
40	КЛ-0,4 кВ Хознужды (Гаражи, охрана СВЭС)	ТОП-0,66 кл.т. 0,5S Ктт= 100/5 рег.№ 47959-11	-	ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 22422-07		
41	ПС Центральная ТСН-2 (0,4 кВ)	Т-0,66У3 кл.т. 0,5 Ктт= 400/5 рег.№ 6891-84	-	ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 22422-07		
42	Ввод 0,4 кВ ТСН- 3	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5 Ктт= 400/5 рег.№ 6891-84	-	ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
43	КЛ-0,4 кВ Хознужды (Резервное питание здания РЭС)	ТК-20 кл.т. 0,5 Ктт= 100/5 рег.№ 1407-60	-	ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 22422-07	ТК16L рег.№ 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
44	ТСН-1 (0,4 кВ)	ТШП-0,66 кл.т. 0,5S Ктт= 600/5 рег.№ 64182-16	-	ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 22422-07		

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
1-36 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	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
37, 38 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	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
39, 41-43 (ТТ 0,5; ТН -; Сч 0,5S)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
40, 44 (ТТ 0,5S; ТН -; Сч 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
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-36 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	2,1	1,8	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,4	1,2	1,2
37, 38 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,5	1,9	1,5	1,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
39, 41-43 (ТТ 0,5; ТН -; Сч 1,0)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,6	1,3
40, 44 (ТТ 0,5S; ТН -; Сч 1,0)	0,8	4,0	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,4	1,7	1,3	1,3
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-36 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	1,2	0,8	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,2	1,2
37, 38 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	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
39, 41-43 (ТТ 0,5; ТН -; Сч 0,5S)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	2,0	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
40, 44 (ТТ 0,5S; ТН -; Сч 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	3,2	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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-36 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,8	3,7	3,6	3,4	3,4
	0,5	3,4	3,3	3,2	3,2
37, 38 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	5,1	4,2	3,7	3,7
	0,5	3,9	3,5	3,4	3,4
39, 41-43 (ТТ 0,5; ТН -; Сч 1,0)	0,8	-	5,4	3,9	3,6
	0,5	-	4,0	3,4	3,3
40, 44 (ТТ 0,5S; ТН -; Сч 1,0)	0,8	5,0	4,0	3,6	3,6
	0,5	3,8	3,4	3,3	3,3
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
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	- 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, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	- 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 ZMD: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - средняя наработка на отказ, ч, не менее УССВ ИВК комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	35000 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 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 титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТГФМ-220 II*	9
Трансформатор тока	ТГФМ-220	9
Трансформатор тока	ТГФМ-110	84
Трансформатор тока	ТОГФ-110	3
Трансформатор тока	ТРГ-110 II*	3
Трансформатор тока	ТЛО-10 М1АС	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10-М	3
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	6
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформатор тока	ТК-20	3
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор напряжения	НКФА 220	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	9
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Счетчик электрической энергии	ZMD	44
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	1
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.002.384.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 ЕНЭС ПС 220 кВ Центральная, аттестованной ФГБУ «ВНИИМС», регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311787.

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

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн. тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д.4

Телефон: +7 (495) 710-90-91

Факс: +7 (495) 710-96-55

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн. тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д.4

Телефон: +7 (495) 710-90-91

Факс: +7 (495) 710-96-55

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7736042404

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.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» сентября 2022 г. № 2261

Регистрационный № 86767-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мордовская энергосбытовая компания» для энергоснабжения ООО «КЗ «Цветлит» (2-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мордовская энергосбытовая компания» для энергоснабжения ООО «КЗ «Цветлит» (2-я очередь) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, 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-информационный комплекс (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) и счетчик 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 АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-3, автоматизированные рабочие места (АРМ), программное обеспечение (ПО) программный комплекс (ПК) «Энергосфера», каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные фазные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, ток и напряжение по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 счетчика при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер АИИС КУЭ, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, хранение и накопление измерительной информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Передача информации от сервера АИИС КУЭ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» 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). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения ± 1 с и более сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ ± 1 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 281.2 указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мордовская энергосбытовая компания» для энергоснабжения ООО «КЗ «Цветлит» (2-я очередь).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Наименование программного модуля ПО	pso_metr.dll
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительного канала (ИК) АИИС КУЭ и его основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	ТП 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: XEN	активная реактивная
П р и м е ч а н и я 1 Допускается замена ТТ и счетчика на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик. 2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа. 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4 Допускается изменение наименования ИК, без изменения объекта измерений. 5 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.					

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	2,9	5,4	2,6	3,4	5,6
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика электрической энергии от 0 до +40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.							

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,7	4,5
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика электрической энергии от 0 до +40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	1
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. 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, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчика, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчик: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 2 70000 1 45000 2
Глубина хранения информации Счетчик: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	113 10 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока;
 - испытательной коробки;
 - сервера (серверного шкафа);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени:

- в счетчике (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мордовская энергосбытовая компания» для энергоснабжения ООО «КЗ «Цветлит» (2-я очередь) типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	Xen	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	ЭНСТ.411711.281.2ФО	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 (АИИС КУЭ) ПАО «Мордовская энергосбытовая компания» для энергоснабжения ООО «КЗ «Цветлит» (2-я очередь)», аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г.

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.

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Мордовская энергосбытовая компания»
(ПАО «Мордовская энергосбытовая компания»)

ИНН 1326192645

Адрес: 430001, Республика Мордовия, г. Саранск, ул. Большевистская, д. 117А

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭСО-96» (ООО «ЭСО-96»)

ИНН 7718660052

Адрес: 115114, г. Москва, муниципальный округ Даниловский, наб. Павелецкая, д. 2, стр. 1, этаж 1, ком. 197

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 7701186067

Адрес: 600009, Владимирская область, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Юридический адрес: 600031, Владимирская область, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» сентября 2022 г. № 2261

Регистрационный № 86768-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КрасТЭК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КрасТЭК» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую 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), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) «ЭКОМ-3000» с ГЛОНАСС - приемником и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС - приемника типа ЭНКС-2, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) программный комплекс (ПК) «Энергосфера».

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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.

В измерительных каналах (ИК) №№ 1 – 18 цифровой сигнал с выхода счетчика по каналам связи поступает на 2-ой уровень системы, где осуществляется обработка измерительной информации, ее хранение и передача данных по каналам связи на 3-ий уровень системы в сервер АИИС КУЭ.

В ИК №№ 19 – 24 цифровой сигнал с выхода счетчика по каналам связи поступает на 3-ий уровень системы в сервер АИИС КУЭ.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с 3-го уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию, получаемую посредством интеграции и/или в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ, в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet от АИИС КУЭ зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальных навигационных систем ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС -приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения более $\pm 0,1$ с (программируемый параметр) сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, с периодичностью не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ равного ± 1 с (программируемый параметр) и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

УСПД периодически синхронизирует собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальных навигационных систем ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС -приемника.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, с периодичностью не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 1 с (программируемый параметр) и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были

скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика, УСПД и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 001 указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «КрасТЭК».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Наименование программного модуля ПО	pso_metr.dll
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ТП-318 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 сек. 0,4 кВ, П-4, КЛ № 0,4 кВ в сторону ООО Содружество	–	–	СЕ 303 Кл. т. 1/1 Рег. № 33446-08	УСПД: «ЭКОМ-3000» Рег. № 17049-14 УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная
2	НЩ-0,4 кВ ЦТП-19, ввод 0,4 кВ	ТШП 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 64182-16	–	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		реактивная
3	НЩ-0,4 кВ (1 этаж) Котельная № 4	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 64182-16	–	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07		активная
4	РУ-0,4 кВ (2 этаж) Котельная № 4, 1 сек. 0,4 кВ, П-1, КЛ-0,4 кВ	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 64182-16	–	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07		реактивная
5	РУ-0,4 кВ (2 этаж) Котельная № 4, 2 сек. 0,4 кВ, П-2, КЛ-0,4 кВ	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 64182-16	–	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07		активная
6	РП-141 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 сш. 10 кВ, яч. 12, КЛ-10 кВ в сторону КТП-400 10 кВ	ТОЛ 10 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	НТМК-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 355-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ТП-466 10 кВ, РУ-0,4 кВ, АВ-4, КЛ-0,4 кВ ф. 7	Т-0,66 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	–	СЕ 303 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	УСПД: «ЭКОМ-3000» Рег. № 17049-14	активная реактивная
8	ТП-814 6 кВ, РУ-0,4 кВ, П1 Р1	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	–	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07		активная реактивная
9	ТП-804 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТШП 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 64182-16	–	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07		активная реактивная
10	ТП-804 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	Т-0,66 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 36382-07	–	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07		активная реактивная
11	ТП-804 10 кВ, РУ-0,4 кВ, П1.Р3, КЛ-0,4 кВ (основн.пит.)	ТТН 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	–	СЕ 303 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
12	ТП-804 10 кВ, РУ-0,4 кВ, П6.Р8, КЛ-0,4 кВ (резерв)	ТТН 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	–	СЕ 303 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная
13	ТП-70 10 кВ, РУ-0,4 кВ (2 этаж), П.5, Ввод 1 0,4 кВ	Т-0,66 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	–	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ТП-70 10 кВ, РУ-0,4 кВ (2 этаж), П.2, Ввод 2 0,4 кВ	Т-0,66 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	–	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07	УСПД: «ЭКОМ-3000» Рег. № 17049-14 УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
15	ТП-70 10 кВ, РУ-0,4 кВ (1 этаж), 2 сш 0,4 кВ, П-7, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ООО Димор	ТТН 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	–	СЕ 303 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная
16	ТП-713 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТШП-0,66 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58385-14	–	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07		активная реактивная
17	ТП-713 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТШП-0,66 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58385-14	–	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07		активная реактивная
18	ТП-713 10 кВ, РУ-0,4 кВ, АВ-2, КЛ-0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ ПГТ Каскад	ТТН 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	–	СЕ 303 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
19	ТП-70 10 кВ, РУ-0,4 кВ (1 этаж), 1 сш 0,4 кВ, АВ-2, КЛ-0,22 кВ в сторону НЩ-0,22 кВ ИП А.А.о Гусейнов	–	–	СЭБ-1ТМ.03Т Кл. т. 1/2 Рег. № 75679-19		активная реактивная
20	ТП-70 10 кВ, РУ-0,4 кВ (2 этаж), П.6, КЛ-0,22 кВ в сторону НЩ-0,22 кВ ООО Лига	–	–	СЭБ-1ТМ.03Т Кл. т. 1/2 Рег. № 75679-19		активная реактивная
21	РП-163 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 сек. 10 кВ, яч. 4, КЛ-10 кВ в сторону ТП-318	ТОЛ 75/5	ЗНОЛ 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	СЕ308 Кл. т. 0,5S/0,5		активная реактивная

	10 кВ	Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Рег. № 59520-14		реактивная
Продолжение таблицы 2						
1	2	3	4	5	6	7
22	РП-163 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 сек. 10 кВ, яч. 5, КЛ-10 кВ в сторону ТП-318 10 кВ	ТОЛ 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЕ308 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная
23	ТП № 18-88 10 кВ, РУ-10 кВ, ввод 10 кВ 1Т	ТОЛ-СВЭЛ ТОЛ-НТЗ 30/5 Кл. т. 0,5S Кл. т. 0,5 Рег. № 70106-17 Рег. № 69606-17	НОЛ-НТЗ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69605-17	СЕ308 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14		реактивная
24	КТП-8275 6 кВ, РУ-6 кВ, ввод 6 кВ 1Т	ТОЛ-СЭЩ 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 51623-12	НОЛ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 66629-17	СЕ308 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14		активная
						реактивная

Примечания

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденными характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденногo типа.

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

4 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.

5 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1; 19; 20 (Счетчик 1)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	1,0	2,8	3,1	3,1
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,0	1,5	1,5	2,8	3,4	3,4
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	3,2	3,4	3,4
2 - 5; 8 - 10; 13; 14; 16; 17 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,2	5,5
6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,3	5,6
7 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,2	5,5
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	1,7	2,9	5,4	2,2	3,3	5,6
11; 12; 15; 18 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	1,0	1,7	2,8	1,6	2,3	3,2
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	2,0	2,9	5,4	2,5	3,3	5,6
21 - 24 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,3	5,6
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	1,8	3,0	5,5	2,3	3,4	5,7

П р и м е ч а н и я

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от +5 до +40 °С.

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

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы относительной основной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 (Счетчик 1)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	3,5	3,5
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,5	1,5	3,7	3,7
2 - 5; 8 - 10; 13; 14; 16; 17 (ТТ 0,5; Счетчик 1)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	4,0	3,6
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	5,4	4,2
6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	4,2	3,7
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,4	2,7	5,5	4,2
7 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,5	1,0	2,2	1,9
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,2	1,3	2,7	2,1
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,2	2,4	4,5	2,9
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	4,6	3,0
11; 12; 15; 18 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,5	1,0	2,2	1,9
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,5	1,0	2,2	1,9
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,2	1,3	2,7	2,1
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	2,8	2,2
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	4,6	3,0
19; 20 (Счетчик 2)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	2,0	2,0	5,9	5,9
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	2,5	2,5	6,1	6,1
21 - 24 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,9	1,2	2,4	2,0
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,9	1,2	2,4	2,0
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,4	1,5	2,9	2,2
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,4	2,7	4,7	3,1

П р и м е ч а н и я

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$; 0,5 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от +5 до +40 °С.

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

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.
Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	24
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от $0,05I_6$ до $I_{макс}$ от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от $0,05I_6$ до $I_{макс}$ от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	140000 3 100000 24 70000 1 13000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - график средних мощностей за интервал 30 мин, сут, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 10 45 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:
 - защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в УСПД;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера (серверного шкафа);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в УСПД (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КрасТЭК» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТШП	15
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2
Трансформатор тока	Т-0,66	15
Трансформатор тока	ТТН	12
Трансформатор тока	ТШП-0,66	6

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	2
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	1
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	2
Трансформатор напряжения	НТМК-10	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Трансформатор напряжения	НОЛ-НТЗ	2
Трансформатор напряжения	НОЛ	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЕ 303	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	10
Счетчик электрической энергии однофазный многофункциональный	СЭБ-1ТМ.03Т	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЕ308	4
Устройство сбора и передачи данных	«ЭКОМ-3000»	1
Устройство синхронизации системного времени	ЭНКС-2	1
Сервер АИИС КУЭ	VMware Virtual Platform	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП 22-2022	1
Формуляр	АСВЭ 320.00.000 ФО	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 (АИИС КУЭ) ООО «КрасТЭК», аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г

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.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН: 3329074523

Адрес: 600009, Владимирская область, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Юридический адрес: 600031, Владимирская область, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН: 3329074523

Адрес: 600009, Владимирская область, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Юридический адрес: 600031, Владимирская область, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 7701186067

Адрес: 600009, Владимирская область, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Юридический адрес: 600031, Владимирская область, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ГМЗ "Лискинский"

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ГМЗ "Лискинский" (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), 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 типа HP ProDesk 400 G6 (далее - сервер ИВК), устройство синхронизации времени типа УСВ-3, каналобразующую 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 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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;
- средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК.

В сервере ИВК происходит вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и обработка измерительной информации, оформление отчётных документов.

Передача информации в энергоснабжающую организацию, с последующей передачей в ПАО АО "АТС", за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО "СО ЕЭС" и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 "Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО "АТС", АО "СО ЕЭС" и смежным субъектам" 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 обеспечивает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени УСВ-3, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3, и при расхождении ± 1 с и более сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще 1 раза в сутки.

Журналы событий счетчика и сервера ИВК 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 АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 93 установлен в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) "АльфаЦЕНТР". Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО "АльфаЦЕНТР" соответствует уровню – "высокий" в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО "АльфаЦЕНТР"

Идентификационные данные	Значения
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 17.01.02
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИБК
1	ТП-147 6 кВ РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.1, ВЛ-6 кВ ф.1	ТПЛ-10-М 200/5 кл. т. 0,5 рег. № 22192-07	ЗНОЛ (6000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 46738-11	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G6
2	ПС 35 кВ Больничный комплекс ОРУ-6 кВ, яч.1, КЛ-6 кВ ф.1	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5 кл. т. 0,5 рег. № 32139-11	ЗНОЛП (6000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 23544-02	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	

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 УСВ на аналогичный утвержденного типа.
3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. 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 метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, $\pm (\delta) \%$	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm (\delta) \%$
1, 2	Активная Реактивная	1,1 2,8	3,0 4,8
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), $(\pm) \text{ с}$			5
Примечания:			
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии (получасовая).			
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.			
3. Границы погрешности результатов измерений приведены:			
– для нормальных условий: при $\cos \varphi = 0,9$ и силе тока равной 100 % от $I_{1 \text{ ном}}$;			
– для рабочих условий: при $\cos \varphi = 0,8$ и силе тока равной 5 % от $I_{1 \text{ ном}}$, а также температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +10 до +30 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 90 до 110 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 от 0,8 _{емк.} до 1 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +60 от +10 до +35 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее УСВ-3: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	165000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 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.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадаания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера:
 - параметрирования;
 - коррекции времени.
- коррекции времени в сервере ИВК.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (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 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3
	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3
	ЗНОЛП	3
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2
Устройство синхронизации времени (УСВ)	УСВ-3	1
Сервер ИВК	HP ProDesk 400 G6	1
Документация		
Паспорт-формуляр	69729714.411713.093.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе "Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета

электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ГМЗ "Лискинский". 69729714.411713.093.МВИ, аттестованном ООО "Энерготестконтроль", аттестат аккредитации № RA.RU.312560.

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.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью "Городской молочный завод "Лискинский" (ООО "ГМЗ "Лискинский")

ИНН 3614003249

Адрес: 397908, Воронежская обл., Лискинский р-он, г. Лиски, ул. Индустриальная, д. 15

Телефон: (47391) 2-85-49

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль")

ИНН: 7705939064

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9

Телефон: (916) 295 36 77

E-mail: eierygin@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью "Энерготестконтроль" (ООО "Энерготестконтроль")

ИНН: 9705008559

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1

Телефон: (910) 403 02 89

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» сентября 2022 г. № 2261

Регистрационный № 86770-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ДМЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ДМЗ» (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 измерений.

Измерительные каналы (ИК) №№ 1-6, АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

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

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

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя коммуникационный сервер (КС) ПАО «Россети Московский регион», серверы базы данных (СБД) ПАО «Россети Московский регион», сервер АО «ДМЗ», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройства синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

ИК №№ 7, 8 АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

Первый уровень – ИИК, включающие в себя ТН, ТТ, счетчики, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – ИВК, включающий в себя сервер АО «ДМЗ», АРМ, УСВ, каналобразующую 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 проводным линиям связи поступают на

измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

УСПД с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики электрической энергии ИК №№ 1-6 и считывают 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

КС ПАО «Россети Московский регион» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД ИК №№ 1-6 и считывает 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий счетчиков и УСПД. Считанные данные записываются в базу данных и передаются в СБД ПАО «Россети Московский регион».

Сервер АО «ДМЗ» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики ИК №№ 7,8 и считывает 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

СБД ПАО «Россети Московский регион» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляют обработку измерительной информации, формирование, хранение, оформление отчетных документов.

Измерительные данные от СБД ПАО «Россети Московский регион» по запросу, но не реже одного раза в сутки, поступают на сервер АО «ДМЗ», в том числе с возможным использованием отчетов в формате макетов электронного документооборота XML.

От сервера АО «ДМЗ» информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят УСВ, часы счетчиков, УСПД, КС ПАО «Россети Московский регион», СБД ПАО «Россети Московский регион», сервера АО «ДМЗ».

Сравнение показаний часов КС ПАО «Россети Московский регион» и УСВ происходит непрерывно. Синхронизация часов КС ПАО «Россети Московский регион» и УСВ осуществляется при расхождении показаний часов на ± 2 с.

Сравнение показаний часов сервера АО «ДМЗ» и УСВ происходит один раз в час. Синхронизация часов сервера АО «ДМЗ» и УСВ осуществляется независимо от показаний часов сервера АО «ДМЗ» и УСВ.

Сравнение показаний часов УСПД и КС ПАО «Россети Московский регион» происходит при каждом обращении к УСПД, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД и КС ПАО «Россети Московский регион» осуществляется при расхождении показаний более, чем на ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 1-6 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам. Синхронизация часов счетчиков и УСПД осуществляется при расхождении показаний более, чем на ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 7,8 и сервера АО «ДМЗ» осуществляется не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков и сервера АО «ДМЗ» осуществляется при расхождении показаний более чем на ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД, КС ПАО «Россети Московский регион», СБД ПАО «Россети Московский регион», сервера АО «ДМЗ» 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. Заводской номер 001, указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ДМЗ».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» и ПО «АльфаЦЕНТР».

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблице 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Сервер АО «ДМЗ»	
Наименование ПО	«Пирамида 2000»
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование ПО	Verify-Time.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ИК	Наименование ИК	Состав ИК				
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Демихово, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.8 Ф.102	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 800/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	RTU-327 Рег. № 41907-09	СБД ПАО «РОССЕТИ МОСКОВСКИЙ РЕГИОН», КС ПАО «РОССЕТИ МОСКОВСКИЙ РЕГИОН», сервер АО «ДМЗ» УСВ-3 Рег. № 64242-16
2	ПС 110 кВ Демихово, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.3, Ф.104;	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 150/5 Рег. № 2363-68	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		
3	ПС 110 кВ Демихово, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.12, Ф.201	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1000/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		
4	ПС 110 кВ Демихово, РУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.28, Ф.301	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 800/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		
5	ПС 110 кВ Демихово, РУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.32, Ф.402	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 800/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		
6	ПС 110 кВ Демихово, РУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.34, Ф.404	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

Продолжение таблицы 2						
1	2	3	4	5	6	7
7	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.1	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 1261-02	ЗНИОЛ кл.т. 0,5 кт.н. (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 25927-03	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№27524-04	,	сервер АО «ДМЗ» УСВ-2 Рег. № 82570-21
8	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.8	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 кт.н. (6000/√3)/(100/√3) Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№27524-04		
Примечания 1. Допускается замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 2. 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. 3. 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 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,9	1,5	1,2
	0,5	-	5,4	2,8	2,0
3-5 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
6 (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
7-8 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3

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			
		$\delta_{2\%}$,	δ_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 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,4	1,9
	0,5	-	2,7	1,7	1,4
3-5 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,7	1,8	1,5
6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
7-8 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,9	1,8	1,5
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	δ_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 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	2,1	1,6	1,5
	0,8	-	3,1	2,0	1,7
	0,5	-	5,6	3,1	2,4
3-5 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,8
	0,5	-	5,7	3,3	2,6
6 (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
7-8 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,8
	0,5	-	5,7	3,3	2,6
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			
		$\delta_{2\%}$,	δ_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 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	5,4	3,9	3,6
	0,5	-	4,0	3,4	3,3
3-5 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,5	4,0	3,7
	0,5	-	4,0	3,4	3,3

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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
7-8 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,1	3,0	2,5
	0,5	-	3,5	2,3	2,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени					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
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	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 ИВК	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

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 (рег.№27524-04): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег.№36697-08): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег.№36697-17): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД устройство сбора и передачи данных RTU-327: - средняя наработка на отказ, ч, не менее УССВ ИВК устройство синхронизации времени УСВ-3: - средняя наработка на отказ, ч, не менее УССВ ИВК устройство синхронизации времени УСВ-2: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 90000 2 140000 2 220000 2 350000 45000 35000
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 5 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 титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	12 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНИОЛ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	6 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	УСВ-2	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	УСВ-3	1 шт.
Формуляр	РТ.7731411714. 424179.45 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ДМЗ»», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «ДМЗ»

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

Правообладатель

Акционерное общество «Демиховский машиностроительный завод» (АО «ДМЗ»)
ИНН: 5073050010
Адрес: 142632, Московская область, город Орехово-Зуево, д. Демихово
Телефон: 8 (496) 416-64-01
E-mail: ood@dmzavod.ru

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «Рустех» (ООО «Рустех»)
ИНН 3702666693
Адрес: 153021, Ивановская область, г. Иваново, Гаражная улица, д. 12А
Телефон: (915) 769-34-14
E-mail: rusteh@bk.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
ИНН 7716741740
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., пер. 1-й Советский, д. 25, оф. 3031
Телефон: +7 (499) 991-19-91
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» сентября 2022 г. № 2261

Регистрационный № 86771-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Квант» 8-й очереди

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Квант» 8-й очереди (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии (мощности).

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

На уровне ИИК АИИС КУЭ реализуются следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и нарастающим итогом на начало расчетного периода (день, месяц);
- коррекция времени в составе системы обеспечения единого времени;
- автоматическая регистрация событий, сопровождающих процессы измерений, в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений;
- предоставление доступа к измеренным значениям и «Журналам событий» со стороны информационно-вычислительного комплекса АИИС КУЭ.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и обработки данных (сервер БД), устройство синхронизации системного времени (УССВ); автоматизированные рабочие места на базе персональных компьютеров (АРМ); каналобразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных и программное обеспечение.

На втором уровне АИИС КУЭ реализуются следующие функции:

- автоматический сбор результатов измерений электроэнергии с заданной дискретностью (30 мин);
- сбор и передача «Журналов событий» с уровня ИИК в базу данных ИВК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- возможность масштабирования долей именованных величин количества электроэнергии;
- расчет потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки;

- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- формирование и передача результатов измерений в XML-формате по электронной почте;
- организация дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ.

Первичные токи преобразуются измерительными ТТ и ТН в допустимые для безопасных измерений значения и по проводным линиям поступают на измерительные входы счетчиков (в случае отсутствия ТН подключение цепей счетчика производится по проводным линиям, подключенных к первичному напряжению). В счетчиках аналого-цифровой преобразователь осуществляет измерение мгновенных аналоговых значений величин, пропорциональных фазным напряжениям и токам по шести каналам, и выполняет преобразование их в цифровой код, а также передачу по скоростному последовательному каналу в микроконтроллер. Микроконтроллер по полученным измерениям вычисляет мгновенные значения активной и полной мощности.

Средняя активная и полная электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по значениям активной и полной мощности. При каждой вышеописанной итерации (30 мин) счетчик записывает результат вычислений во внутреннюю память посредством ведения массивов мощности.

На уровне ИВК сервер БД не реже одного раза в сутки, в автоматическом режиме (либо по запросу в ручном режиме), посредством каналаобразующей аппаратуры по протоколу TCP/IP инициирует сеанс связи со счетчиками ИИК. После установки связи с устройством, происходит считывание результатов измерений за прошедшие сутки, производится дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, сохранение поступающей информации в базу данных, оформление отчетных документов.

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

Один раз в сутки (или по запросу в ручном режиме) сервер БД ИВК автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает их организациям в рамках согласованного регламента.

В качестве сервера БД выступает IBM PC-совместимый компьютер.

Каналы связи являются цифровыми и, соответственно, не вносят дополнительных погрешностей в измерительные каналы. Передача данных на всех уровнях внутри системы организована с помощью сравнения контрольных сумм по стандартизированным протоколам передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ обеспечивает синхронизацию часов времени на всех уровнях АИИС КУЭ (сервер БД, счетчики). В качестве эталонного времени в СОЕВ используется время, транслируемое спутниковыми системами ГЛОНАСС/GPS, получаемое специализированным устройством синхронизации времени (УССВ) РСТВ-01-01 (регистрационный номер 67958-17).

Синхронизация времени сервера БД производится от РСТВ-01-01 автоматически не реже 1 раза в 60 минут.

Сличение шкалы времени между сервером БД ИВК и счетчиками происходит при каждом сеансе связи. Коррекция времени счетчика осуществляется при рассогласовании более чем на ± 2 с.

В АИИС КУЭ обеспечена защита от несанкционированного доступа на физическом уровне путем пломбирования:

- счетчиков;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- сервера БД.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений в составе данных измерительных каналов присвоен заводской номер №008. Заводской номер № 008 указан на титульном листе паспорта-формуляра 38421712.2022-2.ПФ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Набор программных компонентов АИИС КУЭ состоит из стандартизированного и специализированного программного обеспечения (ПО).

Под стандартизированным ПО используются операционные системы линейки Microsoft Windows, а также Системы управления базами данных.

Специализированное ПО АИИС КУЭ представляет собой программный комплекс (ПК) «Энергосфера», которое функционирует на уровне ИВК (сервер БД, АРМ), а также ПО счетчиков.

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. Счетчики имеют программную защиту с помощью пароля на чтение результатов измерений, а также их конфигурацию, разграниченную в двух уровнях (пользователя и администратора).

Метрологически значимой частью ПК «Энергосфера» является специализированная программная часть (библиотека). Данная программная часть выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от счетчиков. Идентификационные данные метрологически значимой части ПК «Энергосфера» приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Другие идентификационные данные	Программный модуль опроса «Библиотека»

Специализированное ПО предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, а так же предусматривает разграничение прав пользователей путем создания индивидуальных учетных записей. Получение измерительной информации возможно только при идентификации пользователя путем ввода данных пользователя («логин») и соответствующего ему пароля. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

В АИИС КУЭ обеспечено централизованное хранение информации о важных программных и аппаратных событиях («Журнал событий»):

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов трансформации (масштабных коэффициентов);
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- события, полученные с многофункциональных счетчиков электрической энергии (события ИИК).

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных компонентов первого уровня ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование	Состав ИИК		
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии
1	ВРУ-1 0,4 кВ, ввод-1 0,4 кВ (питание от ТП-23)	ТШП-0,66М кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 57564-14	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
2	ВРУ-1 0,4 кВ, ввод-2 0,4 кВ (питание от ТП-23)	ТШП-0,66М кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 57564-14	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
3	ВРУ-1 0,4 кВ, ввод-3 0,4 кВ (питание от ТП-23)	ТОП-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 57218-14	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
4	ВРУ-1 0,4 кВ, ввод-4 0,4 кВ (питание от ТП-23)	ТОП-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 57218-14	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
5	ВРУ-2 0,4 кВ, ввод-1 0,4 кВ (питание от ТП-23)	ТСН кл.т. 0,5S Ктт = 1200/5 рег. № 26100-03	-	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
6	ВРУ-2 0,4 кВ, ввод-2 0,4 кВ (питание от ТП-23)	ТСН кл.т. 0,5S Ктт = 1200/5 рег. № 26100-03	-	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 48266-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
7	ТП 10 кВ Г380, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-М-0,66 кл.т. 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 71205-18	-	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16
8	ТП-1082 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-1 0,4 кВ	ТТИ кл.т. 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
9	ТП-1082 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-2 0,4 кВ	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 71031-18	-	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
10	ТП-1083 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-1 0,4 кВ	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 71031-18	-	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
11	ТП-1083 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-2 0,4 кВ	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 71031-18	-	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
12	ТП 10 кВ К362п, РУ-10 кВ, ввод Т-1 10 кВ	ТОЛ-СВЭЛ кл.т. 0,5S К _{тт} = 10/5 рег. № 70106-17	ЗНОЛ-СЭЩ кл.т. 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 71707-18	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16
13	ТП 10 кВ К361п, РУ-10 кВ, ввод 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S К _{тт} = 30/5 рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 71707-18	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
14	ВРУ-1 0,4 кВ, ввод-1 0,4 кВ (питание от ТП-1376п 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ф. Н7)	ТШ-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 22657-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16
15	ВРУ-1 0,4 кВ, ввод-2 0,4 кВ (питание от ТП-1376п 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ф. Н2)	ТШ-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 22657-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16
16	ВРУ-2 0,4 кВ, ввод-1 0,4 кВ (питание ВРУ-1 0,4 кВ, ввод-2 0,4 кВ)	ТОП-М-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 71205-18	-	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16
17	ВРУ-1 0,4 кВ, ввод-1 0,4 кВ (питание от РУ-0,4 кВ ООО "КСТК")	ТОП-0,66 кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 58386-20	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
18	ВРУ-2 0,4 кВ, ввод-1 0,4 кВ (питание от РУ-0,4 кВ ООО "КСТК")	ТОП-0,66 кл.т. 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 58386-20	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
19	Встроенная ТП-2104п, РУ-0,4 кВ, ввод Т-1 0,4 кВ	ТТЕ кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 рег. № 73808-19	-	Меркурий 236 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
20	Встроенная ТП-2104п, РУ-0,4 кВ, ввод Т-2 0,4 кВ	ТТЕ кл.т. 0,5S Ктт = 800/5 рег. № 73808-19	-	Меркурий 236 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 47560-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
21	ТП КП9-166П 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 кл.т. 0,5 К _{тт} = 150/5 рег. № 57218-14	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
22	ТП КП9-167П 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 кл.т. 0,5 К _{тт} = 150/5 рег. № 57218-14	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
23	ТП КП9-168П 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 кл.т. 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 57218-14	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
24	ТП КП-9-831, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 кл.т. 0,5 К _{тт} = 150/5 рег. № 57218-14	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
25	ТП-А748 10 кВ, РУ-10 кВ, ввод Т1 10 кВ	ТОЛ кл.т. 0,5 К _{тт} = 40/5 рег. № 47959-11	ТЈС4 кл.т. 0,5 К _{тн} = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 45422-10	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 46634-11
26	ТП-А748 10 кВ, РУ-10 кВ, ввод Т2 10 кВ	ТОЛ кл.т. 0,5 К _{тт} = 40/5 рег. № 47959-11	ТЈС4 кл.т. 0,5 К _{тн} = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 45422-10	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 46634-11
27	КТП 10 кВ НС-5-1046П, РУ-0,4 кВ, ввод Т-1 0,4 кВ	ТШП-М-0,66 кл.т. 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 71205-18	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5
28	ТП-603П 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-1 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
29	ТП-603П 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-2 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
30	ЩВУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ (питание от ТП-1181 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Р-14)	Т-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 67928-17	-	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16

Пр и м е ч а н и е: Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УССВ на аналогичные утвержденных типов, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	Вид энергии	cosφ	Границы интервала относительной погрешности ИК в нормальных условиях (±δ), %			Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %		
			δ ₅ %,	δ ₂₀ %,	δ ₁₀₀ %,	δ ₅ %,	δ ₂₀ %,	δ ₁₀₀ %,
			I ₅₋₂₀ %	I ₂₀₋₁₀₀ %	I ₁₀₀₋₁₂₀ %	I ₅₋₂₀ %	I ₂₀₋₁₀₀ %	I ₁₀₀₋₁₂₀ %
12, 13, 25, 26 (Счетчик; ТТ; ТН)	А	1,0	1,8	1,2	1,0	2,2	1,7	1,6
		0,8	2,9	1,7	1,3	3,2	2,1	1,8
		0,5	5,5	3,0	2,3	5,7	3,3	2,6
	Р	0,8	5,0	3,0	2,5	6,0	4,5	4,0
		0,5	3,0	2,0	2,0	4,5	3,5	3,5
1 – 11, 14 – 24, 27 – 30 (Счетчик; ТТ)	А	1,0	1,7	1,0	0,8	2,1	1,6	1,4
		0,8	2,8	1,5	1,1	3,1	2,0	1,7
		0,5	5,4	2,7	1,9	5,5	3,0	2,3
	Р	0,8	5,0	2,5	2,0	5,5	4,0	4,0
		0,5	2,9	2,0	2,0	4,5	3,5	3,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), с							5	
П р и м е ч а н и е: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности Р = 0,95. 3 I ₅₋₂₀ % - область нагрузок 5-20 % , I ₂₀₋₁₀₀ % - область нагрузок 20-100 % , I ₁₀₀₋₁₂₀ % - область нагрузок 100-120 %. 4 Вид энергии: А – активная электрическая энергия, Р – реактивная электрическая энергия								

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота сети, Гц - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 5 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота сети, Гц - коэффициент мощности - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5_{инд} до 0,8_{смк} от -40 до +50 от +10 до +30
Характеристики надежности применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90000 2 100000 1 74500 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТШП-0,66М	6 шт.
Трансформатор тока	ТОП-0,66	18 шт.
Трансформатор тока	ТСН	6 шт.
Трансформатор тока	ТОП-М-0,66	6 шт.
Трансформатор тока	ТТИ	3 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	9 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	3 шт.
Трансформатор тока	ТШ-0,66	6 шт.
Трансформатор тока	ТОП-0,66	6 шт.
Трансформатор тока	ТТЕ	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	6 шт.
Трансформатор тока	ТШП-М-0,66	3 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	9 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	6 шт.
Трансформатор напряжения	ТЈС4	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	9 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 236	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	11 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 234	8 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Сервер БД	IBM PC (ASUS H97)	1 шт.
Паспорт – формуляр	38421712.2022- 2.ПФ	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) ООО «Квант» 8-й очереди». Методика измерений аттестована ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Квант» (ООО «Квант»)
ИНН 2309137928
Адрес: 350015 г. Краснодар, ул. Кузнечная, 234, оф. 13
Телефон: +7 (861) 259-81-87
Web-сайт: www.kvant-co.ru
E-mail: info@kvant-co.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Квант» (ООО «Квант»)
ИНН 2309137928
Адрес: 350015 г. Краснодар, ул. Кузнечная, 234, оф. 13
Телефон: +7 (861) 259-81-87
Web-сайт: www.kvant-co.ru
E-mail: info@kvant-co.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
ИНН 7716741740
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
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 «12» сентября 2022 г. № 2261

Регистрационный № 86764-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Праксэа Рус»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Праксэа Рус» (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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, 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 электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее по тексту – УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) ООО «Праксэа Рус», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер сбора данных (далее по тексту – ССД), сервер обмена данными (далее по тексту – СОД), устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАС-приемника типа ИСС, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) ПК «Энергосфера».

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (ССД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы ССД выполняет вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, дальнейшую обработку измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, ее накопление и отображение информации на мониторах АРМ. СОД считывает данные из базы данных ССД и осуществляет передачу в ПАК АО «АТС», АО «СО ЕЭС», смежным субъектам и другим заинтересованным организациям через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка.

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 оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту - СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ - ИИК, ИВКЭ и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ ИСС на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков.

Коррекция часов сервера БД осуществляется от часов УССВ ИСС. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ ИСС.

Коррекция часов УСПД осуществляется от часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 2 с.

Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов УСПД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

Журналы событий сервера БД и УСПД 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 наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» 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 средств измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав 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 объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Воздушная, КРУЭ 110 кВ, ввод Т-1 110 кВ	АМТ 145/3-5 Кл.т. 0,2S Ктт 600/1 Рег. № 53126-13	SUD 145/S Кл. т. 110000/100 Ктн 0,2 Рег. № 53719-13	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 ИИС Рег. № 1235-18	активная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
		АМТ 145/3-5 Кл.т. 600/1 Ктт 0,2S Рег. № 53126-13	SUD 145/S Кл. т. 110000/100 Ктн 0,2 Рег. № 53719-13	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
2	ПС 110 кВ Воздушная, КРУЭ 110 кВ, ввод Т-2 110 кВ	АМТ 145/3-5 Кл.т. 600/1 Ктт 0,2S Рег. № 53126-13	SUD 145/S Кл. т. 110000/100 Ктн 0,2 Рег. № 53719-13	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с								
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, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1, 2 от -40 до +65 °С.								
4 Кл. т. – класс точности, $K_{тт}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, $K_{тн}$ – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.								
5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками, не хуже указанных, УСПД и УССВ на одноконтурный утвержденный тип, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в метрологических характеристик.								
6 Допускается замена сервера БД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).								
7 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.								
8 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, °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 $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -30 до +40 от -40 до +65 от +10 до +30 от -30 до +50
- температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от -40 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: для электросчетчиков - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - 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: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 350000 24 125000 24 35000 1

Продолжение таблицы 3

Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее	300
- при отключении питания, лет, не менее	30
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал УСПД:
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - перезапусков ИВКЭ;
 - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - результатов самодиагностики;
 - отключения питания.
- журнал сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	АМТ 145/3-5	2
Трансформатор напряжения	SUD 145/S	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	2
Устройство сбора и передачи данных со встроенным УССВ	ЭКОМ-3000	1
УССВ	ИСС	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1050 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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 «Праксэа Рус», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Праксэа Рус» (ООО «Праксэа Рус»)

ИНН 7709804318

Адрес: 125047, г. Москва, Пер. 4-й Лесной, д. 4, ком. 9

Изготовитель

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

ИНН 3328489050

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

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

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

ИНН 3328489050

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

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

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 «12» сентября 2022 г. № 2261

Регистрационный № 86772-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Ступинская металлургическая компания»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Ступинская металлургическая компания» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень — измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и 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 (далее по тексту — сервер ИВК), устройство синхронизации времени типа (УСВ) типа УСВ-2, автоматизированное рабочее место (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;

- средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы на сервер ИВК, где происходит оформление отчетных документов.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчиках, либо в сервере ИВК.

Реализована возможность формирования и передачи данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) АО «Ступинская металлургическая компания» в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером ИВК по каналу связи Internet через интернет-провайдера.

Сервер ИВК также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени УСВ-2, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-2 и при расхождении ± 1 с. и более, сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-2.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика 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 АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 001 установлен в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Энфорс» Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО «Энфорс» соответствует уровню - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «Энфорс»

Идентификационные признаки	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	bp_admin.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.0.0.10 от 18.11.2021 (БД вер 8.0.0.10)
Цифровой идентификатор ПО	D5ACF32DF05BFCE44B4B317F472F3923
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование ПО	Collector.x64.exe

Продолжение таблицы 1

1	2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.0.0.16, 24.11.2021, x64, release (guardant_net2)
Цифровой идентификатор ПО	F2630BCF9A7EAED47AC7537D0D86C409
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ПС КП-1 РУ-10кВ фидер 20	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-08	НОЛ.08 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2, рег. № 82570-21 HP ProLiant DL360 Gen10
2	ПС КП-1 РУ-10кВ фидер 22	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-08	НОЛ.08 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
3	ПС КП-2 РУ-10кВ фидер 18	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
4	ПС КП-2 РУ-10кВ фидер 23	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
5	ОС МЭС РУ-0,4кВ РЩ 6 Дельта-СТ	ТОП 0,66 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
6	ОС МЭС РУ-0,4кВ ЩСУ-4 секция №1 ИП Стригунков Александр Николаевич	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС-1 РУ-0,4 кВ Фидер 14	ТОП 0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-2, рег. № 82570-21 HP ProLiant DL360 Gen10
8	ПС-2 РУ-10 кВ Фидер 8	ТПФМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 814-53	НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 4947-98	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
9	ПС-2 РУ-10 кВ Фидер 10	ТПОЛ 10 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 4947-98	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
10	ПС-6 РУ-0,4 кВ Фидер АТП-3	ТШП-0,66 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
11	ПС-15 РУ-10 кВ Фидер 44	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-08	НОЛ.08 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
12	ПС-17 РУ-0,4 кВ Фидер 6	ТОП 0,66 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
13	ПС-17 РУ-0,4 кВ Фидер 7	ТОП 0,66 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
14	ПС-17А РУ-0,4 кВ Фидер 1	Т-0,66 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
15	ПС-17А РУ-0,4 кВ Фидер 7	Т-0,66 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
16	ПС-17А РУ-0,4 кВ Фидер 10	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 29482-07	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
17	ПС-17А РУ-0,4 кВ Фидер 12	ТШП-0,66 250/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 15173-01	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	ПС-20 РУ-10 кВ Фидер 64	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-08	НОЛ.08 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2, рег. № 82570-21 HP ProLiant DL360 Gen10
19	ПС-20 РУ-10 кВ Фидер 69	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-08	НОЛ.08 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
20	ПС-34 РУ-10 кВ Фидер 19	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
21	ПС-24 РУ-0,4 кВ Фидер 18	ТШП-0,66 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
22	ПС-191 РУ-10 кВ Фидер 13	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 4947-98	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
23	ПС-191 РУ-10 кВ Фидер 9	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
24	ПС-191 РУ-10 кВ Фидер 6	ТПОФ 750/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
25	ПС-191 РУ-10 кВ Фидер 10	ТПФ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 517-50	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
26	ПС-191 РУ-0,4 кВ Фидер 9	ТШП-0,66 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
27	ПС-191А РУ-10 кВ Фидер 17 ТСН 1	ТОП 0,66 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
28	ПС-191А РУ-10 кВ Фидер 45 ТСН 2	ТОП 0,66 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
29	ПС-191А РУ-10 кВ Фидер 12	ТЛШ-10 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 11077-07	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	82570-21 HP ProLiant
30	ПС-191А РУ-10 кВ Фидер 13	ТЛШ-10 1500/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
		Рег. № 11077-07	Рег. № 831-69		
31	ПС-191А РУ-10 кВ Фидер 40	ТЛШ-10 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 11077-07	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
32	ПС-191А РУ-10 кВ Фидер 41	ТЛШ-10 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 11077-07	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
33	ПС-191А РУ-10 кВ Фидер 4	ТОЛ-10-І 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
34	ПС-191А РУ-10 кВ Фидер 52	ТОЛ-10-І 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
35	ПС-191А РУ-10 кВ Фидер 10А	ТПЛ-10-М 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 22192-07	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
36	ПС-191А РУ-10 кВ Фидер 14	ТПЛ-10-М 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 22192-07	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
37	ПС-191А РУ-10 кВ Фидер 44	ТПЛ-10-М 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-07	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
38	ПС ЦРП РУ-10 кВ Фидер 19	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 4947-98	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
39	ПС ЦРП РУ-10 кВ Фидер 20	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НОЛ.08 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
40	ПС ЦРП РУ-10 кВ Фидер 38	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НОЛ.08 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
41	ПС ЦРП РУ-10 кВ Фидер 41	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-08	НОЛ.08 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2, рег. № 82570-21 HP ProLiant DL360 Gen10
42	ПС ЦРП РУ-10 кВ Фидер 42	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-08	НОЛ.08 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
43	ПС ЦРП РУ-10 кВ Фидер 48	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-08	НОЛ.08 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Примечания:

1. Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
2. Допускается замена ТТ, ТН, 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.
3. Допускается замена УСВ на аналогичное, утвержденного типа.
4. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
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 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-4, 9, 11, 18-20, 22, 29-31, 37, 41-43	Активная Реактивная	1,2 1,9	3,1 5,6
5-7, 10, 12-16, 21, 26- 28	Активная Реактивная	0,9 1,5	3,0 5,5
8, 23-25, 33, 34, 36, 38-40	Активная Реактивная	1,2 1,9	3,1 5,6
17	Активная Реактивная	0,4 0,8	1,6 3,9
32	Активная Реактивная	1,0 1,6	3,0 5,5
35	Активная Реактивная	0,9 1,3	1,8 4,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с			5

Продолжение таблицы 3

Примечания:
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
3. Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{\text{ном}}$ для нормальных условий, для рабочих условий для ИК №№ 1-4, 9, 11, 17-20, 22 29-32, 35, 37, 41-43 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{\text{ном}}$ и для ИК №№ 5-8, 10, 12-16, 21, 23-28, 33, 34, 36, 38-40 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{\text{ном}}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40 до +40 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	43
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности: $\cos \varphi$ $\sin \varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +40 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более - СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.08 (рег. № 27524-04): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	140000 2 90000 2 35000 2 0,99 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации:	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	
СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08)	113
СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.08 (рег. № 27524-04)	113
Сервер ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	15
	СЭТ-4ТМ.03.08	14
	СЭТ-4ТМ.03	14
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	28
	ТОП 0,66	18
	ТОП-0,66	3
	ТПФМ-10	2
	ТПОЛ 10	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66	12
	Т-0,66	9
	ТПОФ	2
	ТПФ	3
	ТЛШ-10	12
	ТОЛ-10-I	4
	ТПЛ-10-М	6
	ТПЛ-10	6
Трансформатор напряжения	НОЛ.08	18
	ЗНОЛ.06	9
	НОМ-10-66	6
	НТМИ-10-66	4
	НТМИ-10	2
	НАМИ-10	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер ИВК	HP ProLiant DL360 Gen10	1
Документация		
Паспорт-формуляр	24-02/2022/СМК.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе "Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Ступинская металлургическая компания». МВИ 26.51/173/22, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», аттестат аккредитации № RA.RU.312560.

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.

Правообладатель

Акционерное общество «Ступинская Металлургическая Компания»

(АО «СМК»)

ИНН 5045023416

Адрес: 142000, Московская обл., г. Домодедово, мкр-н Центральный, ул. Станционная, д. 20А, стр. 1, пом. 27

Телефон: +7 (495) 598-50-00

E-mail: info@cmk-group.com

Изготовитель

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

ИНН 3663035420

Адрес: 394007, г. Воронеж, ул. Димитрова, 2А

Телефон/факс: +7 (495) 215-15-80, +7 (473) 250-96-69

Web-сайт: <https://nforceit.ru/>

E-mail: sales@nforceit.ru

Испытательный центр

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

ИНН 6165123615

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1

Телефон: +7 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Контроллеры аналоговые АК-1п

Назначение средства измерений

Контроллеры аналоговые АК-1п (далее – АК-1п) для измерений значений напряжения и сопротивления изоляции одного полюса источника электропитания постоянного или переменного напряжения (однофазного фидера).

Описание средства измерения

Принцип действия АК-1п основан на аналого-цифровом преобразовании входного сигнала постоянного напряжения и постоянного тока и его дальнейшей цифровой обработке.

АК-1п обеспечивает пороговый контроль (порог: 1кОм/В) текущего значения сопротивления изоляции относительно земли. Понижение сопротивления изоляции ниже указанного порога фиксируется срабатыванием встроенного контакта.

Измеренные значения напряжения и сопротивления изоляции передаются в цифровом виде по последовательному интерфейсу RS-485 с использованием протокола ModBus RTU, во внешние системы управления технологическими процессами. В терминологии Modbus, АК-1п выступает подчиненным устройством, и сам не инициирует передачу данных, а отвечает на запрос головного устройства.

АК-1п имеет один вход для подключения к полюсу питания параллельно потребителям электроэнергии.

Серийный номер наносится на корпус АК-1п методом наклейки в виде цифрового кода.

Нанесение знака поверки на корпус АК-1п не предусмотрено.

Общий вид АК-1п и место нанесения заводской пломбы представлены на рисунке 1.

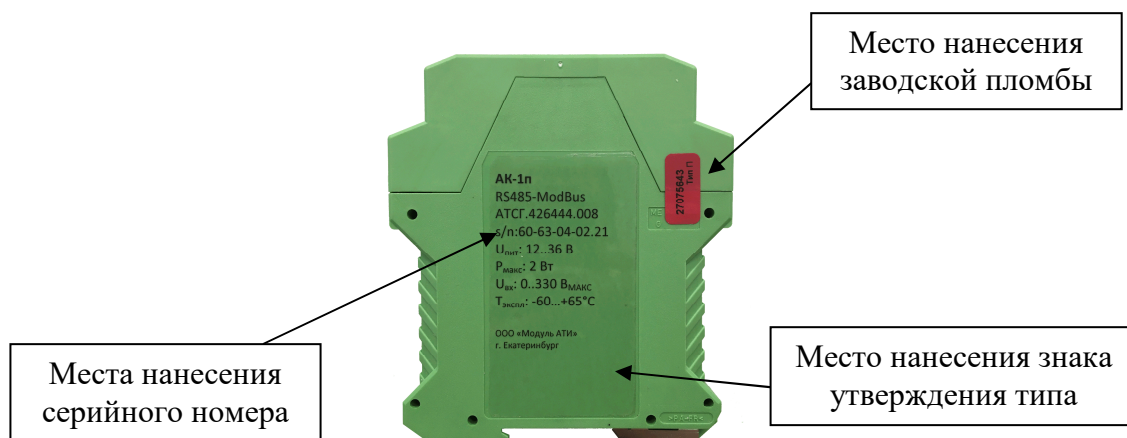


Рисунок 1 – Общий вид АК-1п и места пломбировки

Программное обеспечение

Метрологически значимым программным обеспечением (ПО) контроллеров аналоговых является встроенное ПО.

Встроенное ПО записывается в память АК-1п на предприятии-изготовителе по отдельному интерфейсу, конструктивно недоступному потребителю в процессе эксплуатации.

При включении АК-1п осуществляется автоматическая проверка целостности программы по контрольной сумме. Идентификация рабочей программы контроллера аналогового выполняется также по контрольной сумме.

Конфигурирование и контроль работоспособности АК-1п осуществляется с использованием внешнего ПО «MIP_PMI.exe» для ПЭВМ, которое не является метрологически значимым.

Идентификационные данные встроенного и автономного ПО указаны в таблицах 1 и 2 соответственно.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование	АК-1п
Номер версии	не ниже 1.0

Таблица 2 – Идентификационные данные внешнего ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование	MIP_PMI.exe
Номер версии	не ниже 1.0

Уровень защиты встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р.50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений напряжения переменного тока, В	от 10 до 330
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений напряжения переменного тока, %	$\pm 2,5$
Диапазон измерений напряжения постоянного тока, В	от 10 до 330
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения постоянного тока, %	$\pm 2,5$
Диапазон измерений сопротивления изоляции полюса питания, МОм	от 0,010 до 65,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения сопротивления изоляции, %	$\pm 10,0$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	от 12 до 36
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность при температуре 25 °С, %	от -60 до +65 100
Габаритные размеры, мм, не более - длина - ширина - высота	120 23 100
Масса, кг, не более	0,2
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	90000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации в верхнем левом углу методом печати и на боковую панель корпуса методом наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Контроллер аналоговый	АК-1п	1 шт.
Руководство по эксплуатации	АТСГ.426444.008 РЭ	1 экз.
Формуляр	АТСГ.426444.008 ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Устройство и работа» руководства по эксплуатации АТСГ.426444.008 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к контроллерам аналоговым

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3457 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного и переменного тока»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 3 сентября 2021 г. № 1942 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

АТСГ.426444.008 ТУ «Контроллеры аналоговые АК-1п. Технические условия».

Правообладатели

Общество с ограниченной ответственностью «Модуль АТИ» (ООО «Модуль АТИ»)
ИНН 6658305468

Адрес: 620034, Свердловская область, г. Екатеринбург, ул. Готвальда, д. 21, к.1, кв. 84

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «Модуль АТИ» (ООО «Модуль АТИ»)
ИНН 6658305468

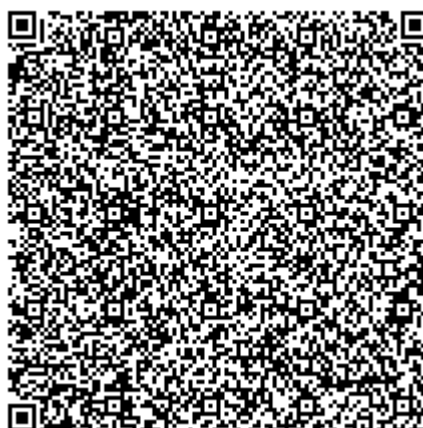
Адрес: 620034, Свердловская область, г. Екатеринбург, ул. Готвальда, д. 21, к.1, кв. 84

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Свердловской области» (ФБУ «УРАЛТЕСТ»)

ИНН 6662005668

Адрес: 620990, Свердловская область, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 2а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30058-13.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители-регистраторы ИМ2300ИР

Назначение средства измерений

Измерители-регистраторы ИМ2300ИР (далее – приборы) предназначены для измерений выходных сигналов измерительных преобразователей параметров измеряемой среды и последующих расчетов объемного или массового расхода, объема и массы жидкости или газа в рабочих условиях.

Описание средства измерений

Принцип действия приборов основан на преобразовании с помощью микроконтроллера число-импульсного сигнала первичного измерительного преобразователя в значения объемного расхода или массы жидкости или газа с последующим отображением их на дисплее, архивации и передачи на верхний уровень по интерфейсу RS-485.

Конструктивно приборы состоят из платы микроконтроллера с установленным на ней OLED дисплеем и платы коммутации с установленными на ней источником питания и разъемами для подключения внешних устройств.

Приборы выпускаются в двух модификациях, отличающихся конструкцией корпуса:

- ИМ2300ИР-1F-S – в виде цилиндра для установки в корпус промышленных датчиков расхода;
- ИМ2300ИР-1F-IP67 – в пластиковом корпусе со степенью защиты IP67.

Заводские номера и обозначение модификаций наносятся на лицевые панели приборов типографским методом.

Элементы настройки (регулировки) в приборах не предусмотрены.

Диапазон измерений величин определяется диапазоном измерений первичных преобразователей.

Приборы работают со следующими первичными измерительными преобразователями:

- расходомерами или счетчиками жидкости, пара, газа любого принципа действия с выходным число-импульсным (частотным) сигналом в диапазоне от 0,0001 до 10000 л/импульс (от 0,01 до 2000 Гц);
- преобразователями других физических величин с выходным число-импульсным (частотным) сигналом в диапазоне от 0,01 до 2000 Гц.

Приборы обеспечивают:

- определение расхода, объема или массы жидкости;
- определение расхода и объема газа в рабочих условиях;
- ведение архивов с интервалом времени от 1 минуты до 24 часов и количеством архивируемых измеренных или вычисленных величин в одной записи до 8. При архивации 8 величин объем почасовых архивов составляет 140 суток, посуточных архивов – 570 суток, помесечных архивов – 84 месяца;

- передачу текущих и архивных данных по интерфейсу RS485 и работу в сети по протоколу MODBUS RTU.

Приборы имеют измерительный канал и могут иметь выходной канал типа «сухой контакт» (опция) и выходной канал воспроизведения силы электрического тока (4 – 20) мА (опция).

Общий вид средств измерений представлен на рисунке 1.



Место нанесения знака
утверждения типа

ИМ2300ИР-1F-S

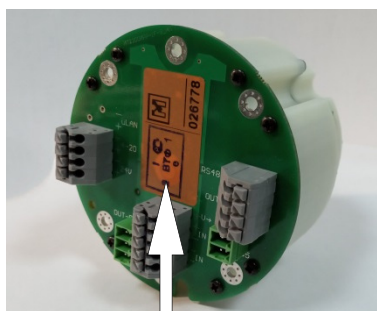


Место нанесения знака
утверждения типа

ИМ2300ИР-1F-IP67

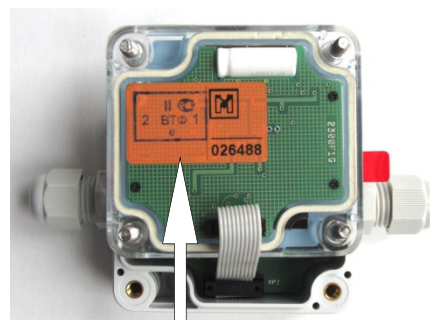
Рисунок 1 – Общий вид измерителей-регистраторов ИМ2300ИР модификаций ИМ2300ИР-1F-S и ИМ2300ИР-1F-IP67

Обозначение мест нанесения знака поверки и пломбирования приборов от несанкционированного доступа для различных модификаций приведены на рисунке 2.



Место нанесения знака
поверки и пломбирования

ИМ2300ИР-1F-S



Место нанесения знака
поверки и пломбирования

ИМ2300ИР-1F-IP67

Рисунок 2 – Схемы пломбирования приборов от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение

Программное обеспечение прибора (далее – ПО) состоит из двух частей: метрологически значимой и конфигурационной, содержащей сведения о первичных измерительных преобразователях, константах и выполняемой задаче. Конфигурационная часть не влияет на метрологические характеристики приборов и контрольную сумму ПО.

В приборах предусмотрена надежная защита от несанкционированных вмешательств в их работу, которые могут привести к искажению результатов измерений.

Изменение метрологически значимой части ПО возможно только в заводских условиях с использованием специального оборудования и невозможно в опломбированном приборе. При изменении конфигурационной части ПО прибор делает соответствующую запись в журнал событий, хранящийся в приборе, с указанием времени данного события и формирует контрольные коды последней конфигурации.

Сведения об идентификационных данных программного обеспечения представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	IM2300IR
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.14
Цифровой идентификатор ПО	021
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	Сумма по модулю 256

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики приборов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон частоты входного сигнала, Гц	0,01 – 2000
Пределы допускаемой относительной погрешности преобразования число-импульсных (частотных) входных сигналов, %	$\pm 0,05$
Диапазон воспроизведения силы электрического тока выходного канала ¹⁾ , мА	4 – 20
Пределы допускаемой основной приведенной ²⁾ погрешности воспроизведения силы электрического тока выходного канала ¹⁾ , %	$\pm 0,1^{3)}$ или $\pm 0,2^{3)}$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной ²⁾ погрешности воспроизведения силы электрического тока выходного канала в рабочих условиях температуры окружающего воздуха на каждые 10 °С ²⁾ , %	$\pm 0,05^{4)}$ или $\pm 0,1^{4)}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений времени в рабочих условиях температуры окружающего воздуха, % - св. минус 20 °С до плюс 60 °С - от минус 40 °С до минус 20 °С включ.	$\pm 0,01$ $\pm 0,02$
¹⁾ При наличии у прибора выходного канала (4 – 20) мА.	
²⁾ За нормирующее значение принимается значение диапазона измерений 16 мА.	

Наименование характеристики	Значение
³⁾ Пределы допускаемой погрешности присваиваются приборам при поверке. ⁴⁾ Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности равняются половине пределов допускаемой основной приведенной погрешности воспроизведения силы электрического тока выходного канала	

Основные технические характеристики приборов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, °С	от минус 40 до плюс 60
Напряжение питания от источника постоянного тока, В	24 ± 6
Потребляемый ток, мА, не более	50
Габаритные размеры, мм, не более	
- модификация ИМ2300ИР-1F-IP67	
- длина	65
- ширина	60
- высота	40
- модификация ИМ2300ИР-1F-S	
- диаметр	78
- высота	65
Масса, кг, не более	0,3
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	40000
Срок службы изделия, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится типографским способом в левом верхнем углу первого листа паспорта и в левой части лицевой панели прибора.

Комплектность средства измерений

Комплектность приборов приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность приборов

Наименование	Обозначение	Количество, шт.	Примечание
Измеритель-регистратор ИМ2300ИР	ИМ2300ИР	1	Для модификаций ИМ2300ИР-1F-IP67, ИМ2300ИР-1F-S
«Измерители-регистраторы ИМ2300ИР. Руководство по эксплуатации»	МРВГ.265145.002РЭ	1	
«Измерители-регистраторы ИМ2300ИР. Паспорт»	МРВГ.265145.002ПС	1	
Конвертор интерфейсов RS485-USB	ИМ2316.90	1	По заказу для модификаций ИМ2300ИР-1F-IP67, ИМ2300ИР-1F-S
Программный комплекс	ImProgram	1	
Клеммные колодки	—	2	Для модификации ИМ2300ИР-1F-S

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «2 Использование по назначению» эксплуатационного документа МРВГ.265145.002РЭ «Измерители-регистраторы ИМ2300ИР. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3457 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

МРВГ.265145.002ТУ «Измерители-регистраторы ИМ2300ИР. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие Интромаг» (ООО «НПП Интромаг»)

ИНН 5903020720

Адрес: 614068, Российская Федерация, г. Пермь, ул. Дзержинского, дом 1, к60Б

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие Интромаг» (ООО «НПП Интромаг»)

ИНН 5903020720

Адрес: 614068, Российская Федерация, г. Пермь, ул. Дзержинского, дом 1, к60Б

Телефон: (342) 257-64-56

E-mail: mail@im2300.ru

Web-сайт: <https://www.im2300.ru>

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пермском крае» (ФБУ «Пермский ЦСМ»)

ИНН 5902400246

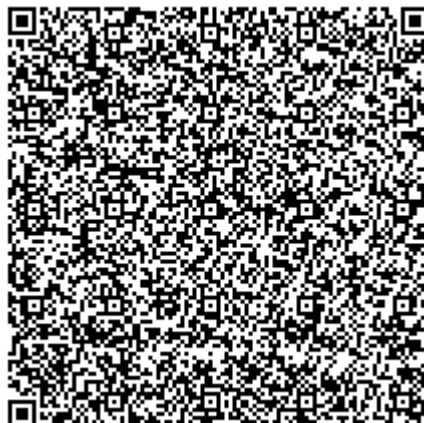
Адрес: 614068, Российская Федерация, г. Пермь, ул. Борчанинова, д. 85

Телефон: (342) 236-31-00, факс: (342) 236-23-46

Web-сайт: <http://www.permcsm.ru>

E-mail: pccsm@permcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311973.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» сентября 2022 г. № 2261

Регистрационный № 86759-22

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Контроллеры программируемые ERGON

Назначение средства измерений

Контроллеры программируемые ERGON (далее – контроллеры) предназначены для построения распределенных и локальных автоматических систем управления технологическими процессами (далее - АСУ ТП), выполнения измерений электрических сигналов от первичных преобразователей с унифицированными выходами, преобразования их и вычисления значений физических величин, а также формирования выходных сигналов для автоматизированного управления в реальном масштабе времени технологическими процессами и объектами.

Описание средства измерений

Принцип действия контроллеров заключается в аналогово-цифровом преобразовании входных сигналов в цифровой код, а также выработки в соответствии с заданной программой управляющих сигналов.

Контроллеры построены по модульному принципу и могут состоять из процессорного модуля и модулей ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов (количество и тип модулей определяется пользователем).

Контроллеры имеют следующую структуру – модули (процессорный и модули ввода-вывода) связаны шиной TBUS, а с другими процессорными модулями (при наличии) – последовательным интерфейсом RS-485 или Ethernet, используя коммутатор.

Контроллеры предназначены для построения АСУ ТП в различных отраслях промышленности.

Контроллеры изготавливаются в виде модульных, легкоъемных конструкций и являются проектно-компонуемыми изделиями.

Состав контроллеров определяется потребителем при заказе, в него могут входить:

- модуль аналогового ввода КАПП2-60-001-3;
- модуль аналогового ввода КАПП2-80-000-0;
- модуль аналогового вывода КАПП2-04-000-0;
- модуль аналогового вывода КАПП2-04-000-1;
- модуль аналогового ввода КАПП2-40-000-1;
- модуль аналогового ввода КАПП2-40-000-2;
- модуль дискретного ввода/вывода КАПП2-00-044-1;
- модуль дискретного ввода КАПП2-00-160-0;
- модуль дискретного вывода КАПП2-00-008-0;
- модуль процессорный КАПП2-00-000-0;
- модуль процессорный КАПП2-00-000-1;

- контроллер программируемый КАПП-82-168 (регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 67169-17).

Заводской номер в виде цифрового обозначения наносится типографским способом методом наклейки на корпус каждого модуля, входящего в состав контроллера. Состав контроллера определяется в паспорте.

Общий вид модулей с указанием мест нанесения знака утверждения типа, заводского номера приведены на рисунках 1 – 7, общий вид контроллера представлен на рисунке 8.

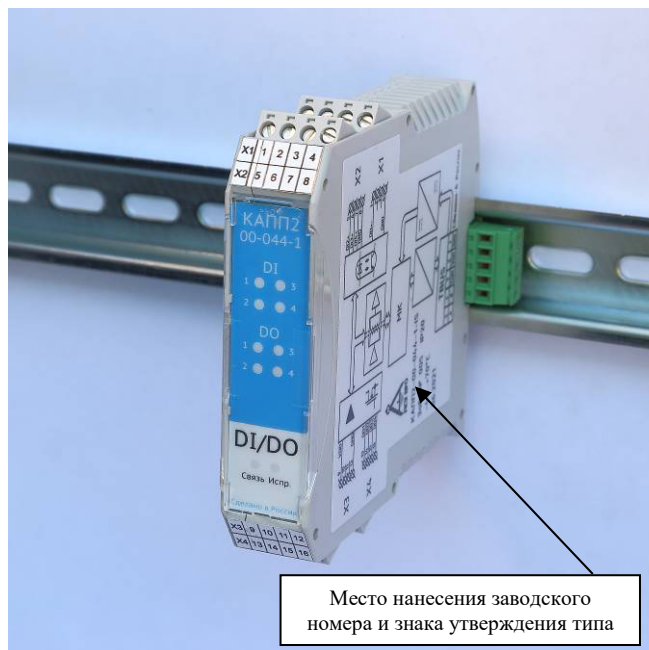


Рисунок 1 – Общий вид КАПП2-00-044-1

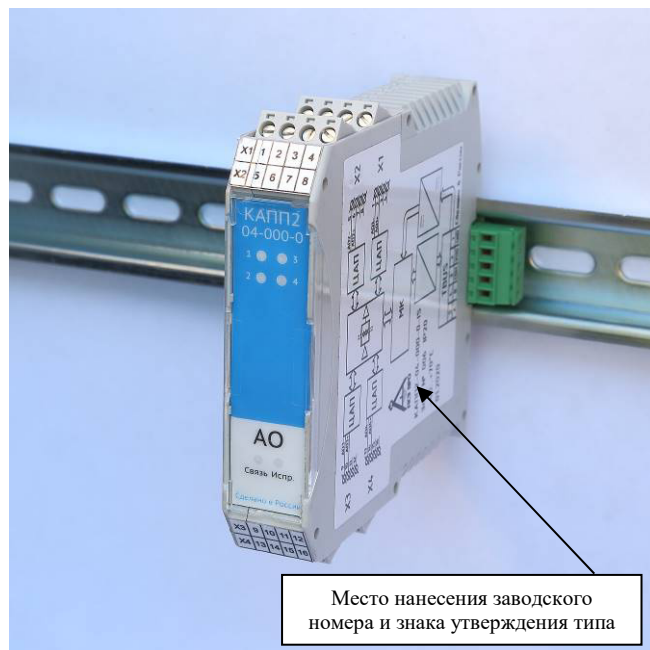


Рисунок 2 – Общий вид КАПП2-04-000-0

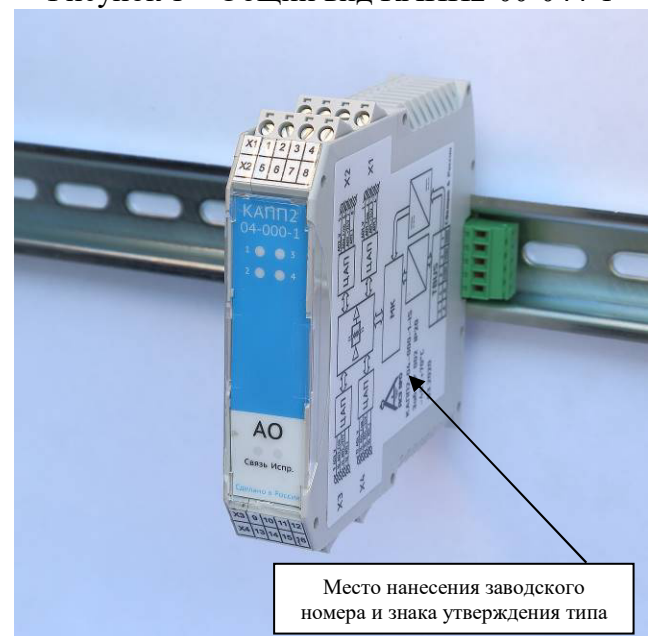


Рисунок 3 – Общий вид КАПП2-04-000-1

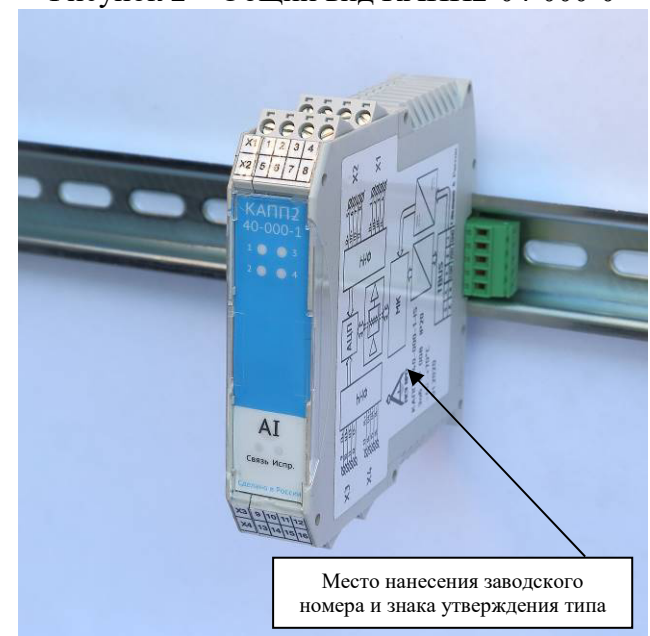


Рисунок 4 – Общий вид КАПП2-40-000-1

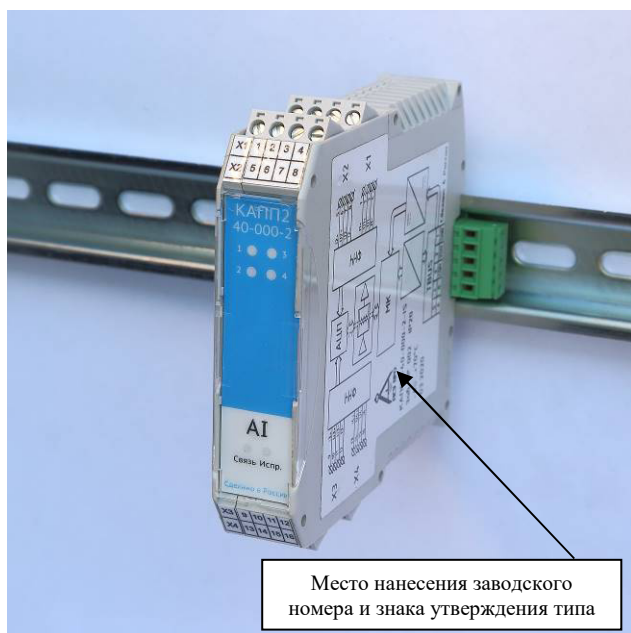


Рисунок 5 – Общий вид КАПП2-40-000-2

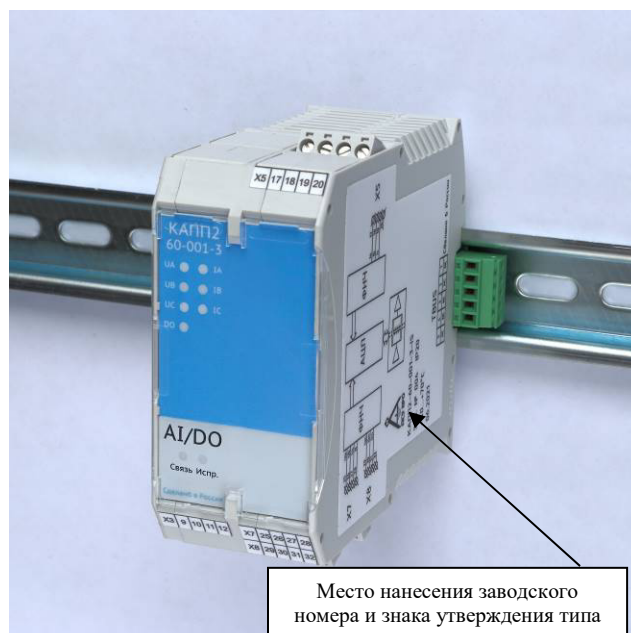


Рисунок 6 – Общий вид КАПП2-60-001-3

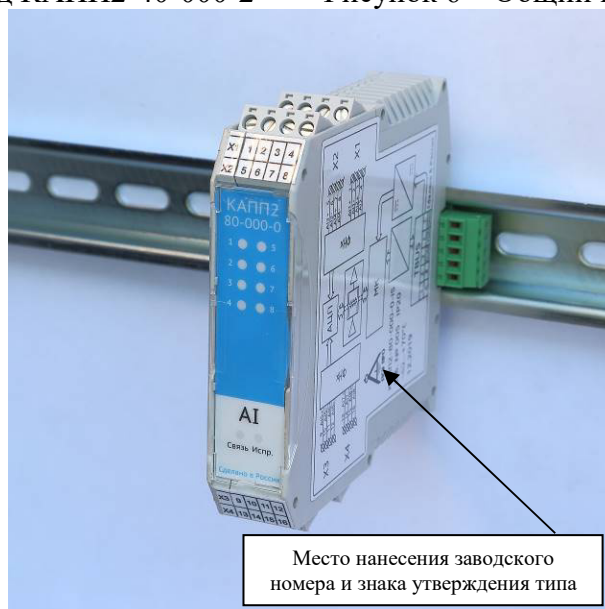


Рисунок 7 – Общий вид КАПП2-80-000-0



Рисунок 8 – Общий вид контроллера ERGON

Нанесение знака поверки на контроллер не предусмотрено.
Пломбирование контроллеров не предусмотрено.

Программное обеспечение

Контроллеры имеют встроенное и автономное программное обеспечение (далее – ПО).

Встроенное ПО устанавливается в энергонезависимую память модулей при изготовлении, в процессе эксплуатации данное ПО не может быть модифицировано, через какой-либо интерфейс.

Встроенное ПО является метрологически значимым.

Автономная часть ПО поставляется в виде исполняемого файла и может быть установлена на ПК с операционной системой не ниже Windows 7, процессором не ниже Pentium 4, оперативной памятью объемом не менее 512 Мб, имеющий интерфейс RS-485.

Автономное ПО предназначено для просмотра значений аналоговых и дискретных входов, установления значений аналоговых и дискретных выходов.

Конструкция модулей исключает возможность несанкционированного влияния на встроенное ПО.

Идентификационные данные встроенного ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение						
	Модификация						
	КАПП2-00-044-1	КАПП2-80-000-0	КАПП2-40-000-1	КАПП2-40-000-2	КАПП2-60-001-3	КАПП2-04-000-0	КАПП2-04-000-1
Идентификационное наименование ПО	DIDO	AI	AI Termo	AI Termo-Isol(40-000-2)	60-001-3	АО	АО_40-000-1
Номер версии (идентификационный номер) ПО*	не ниже 1.1.1.3	не ниже 1.1.0.1	не ниже 2.2.2.3	не ниже 2.3.2.3	не ниже 1.1.1.1	не ниже 2.2.2.4	не ниже 1.1.1.2

*версия встроенного ПО отображается в окне автономного ПО при подключении к модулю.

Идентификационные данные автономного ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные автономного ПО

Идентификационные данные ПО	Значение
Идентификационное наименование ПО	АСУ ПРО Конфигуратор
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.22.11.169

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики КАПП2-60-001-3

Наименование характеристики		Значение
1	2	3
Фазное напряжение переменного тока (действующее значение)	Диапазон измерений, В	от 1 до 280 ($U_{нф} = 230$ В)
	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, %	$\pm 0,5$ % от $U_{нф}$
	Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С, %	$\pm 0,1$ % от $U_{нф}$
	Пределы допускаемой приведенной погрешности во всем рабочем температурном диапазоне, %	$\pm 1,15$ % от $U_{нф}$
Линейное напряжение переменного тока (действующее значение)	Диапазон измерений, В	от 1 до 480, при $U_{ф}$ больше 2 В ($U_{нл} = 400$ В)
	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, %	$\pm 0,5$ % от $U_{нл}$
	Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С, %	$\pm 0,1$ % от $U_{нл}$
	Пределы допускаемой приведенной погрешности во всем рабочем температурном диапазоне, %	$\pm 1,15$ % от $U_{нл}$
Напряжение нулевой последовательности (действующее значение)	Диапазон измерений, В	от 0 до 840, при $U_{ф}$ больше 2 В ($U_{нф} = 230$ В)
	Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений, %	$\pm 1,0$ % от $U_{нф}$
Сила переменного тока (действующее значение)	Диапазон измерений, А	от $0,01 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$ ($I_n = 5$ А)
	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, %	$\pm 0,5$ % от I_n
	Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С, %	$\pm 0,1$ % от I_n
	Пределы допускаемой приведенной погрешности во всем рабочем температурном диапазоне, %	$\pm 1,15$ % от I_n
Сила переменного тока нейтрального проводника (действующее значение)	Диапазон измерений, А	(от 0 до $3,6 \cdot I_n$) ($I_n = 5$ А)
	Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений, %	$\pm 1,0$ % от I_n

Наименование характеристики		Значение
1	2	3
Частота	Диапазон измерений, Гц	от 47,0 до 63,0
	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений, %	$\pm 0,2$
	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С, %	$\pm 0,05$
	Пределы допускаемой относительной погрешности во всем рабочем температурном диапазоне, %	$\pm 0,53$
Угол между фазными напряжениями и при U_{ϕ} больше 2	Диапазон измерений	от -180° до 180°
	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений	$\pm 1,0^\circ$
	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С	$\pm 0,2^\circ$
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности во всем рабочем температурном диапазоне	$\pm 1,8^\circ$
Полная мощность	Диапазон измерений, В·А	(от 0,01 до 1,2) · $I_N \cdot U_N$
	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, %	$\pm 1,0$
	Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С, %	$\pm 0,2$
	Пределы допускаемой приведенной погрешности во всем рабочем температурном диапазоне, %	$\pm 2,3$
Активная мощность	Диапазон измерений, Вт	(от 0,01 до 1,2) · $I_N \cdot U_N$
	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, %	$\pm 1,0$
	Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С, %	$\pm 0,2$
	Пределы допускаемой приведенной погрешности во всем рабочем температурном диапазоне, %	$\pm 2,3$
Реактивная мощность	Диапазон измерений, вар	(от 0,01 до 1,2) · $I_N \cdot U_N$
	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, %	$\pm 1,0$
	Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С, %	$\pm 0,2$
	Пределы допускаемой приведенной погрешности во всем рабочем температурном диапазоне, %	$\pm 2,3$
Коэффициент мощности	Диапазон измерения	от минус 1,0 до 1,0
	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, %	$\pm 1,0$
	Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений, вызванной изменением	$\pm 0,2$

Наименование характеристики		Значение
1	2	3
	температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С, %	
	Пределы допускаемой приведенной погрешности во всем рабочем температурном диапазоне, %	±1,8
Примечание Нормирующим значением при определении приведенной погрешности измерений является диапазон измерений		

Таблица 4 – Метрологические характеристики КАПП2-80-000-0

Наименование характеристики	Значение	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, %	Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С, %	Пределы допускаемой приведенной погрешности во всем рабочем температурном диапазоне, %
Диапазоны измерений силы постоянного тока, мА	от 4 до 20	±0,075	±0,01	±0,140
	от 0 до 20	±0,06		±0,125
Диапазоны измерений напряжения постоянного тока, В	от 0 до 10	±0,15		±0,22
	от -5 до +5	±0,03		±0,10
	от 0 до 5	±0,06		±0,125
	от -10 до 10	±0,075		±0,140
Примечание Нормирующим значением при определении приведенной погрешности измерений является диапазон измерений				

Таблица 5 – Метрологические характеристики КАПП2-04-000-0, КАПП2-04-000-1

Таблица 3. Метрологические характеристики КАПП2-04-000-0, КАПП2-04-000-1						
Наименование характеристики	Обозначение модуля	Значение	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности воспроизведения, %	Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности воспроизведения, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С, %	Пределы допускаемой приведенной погрешности во всем рабочем температурном диапазоне, %	
Выходной сигнал	КАПП2-04-000-0 КАПП2-04-000-1	от 4 до 20 мА	±0,075	±0,01	±0,140	
			±0,1		±0,165	
	КАПП2-04-000-1	от 0 до 20 мА	±0,1		±0,165	
		от 0 до 24 мА	±0,1			
		от 0 до 10 В	±0,075			±0,140
		от -5 до +5 В	±0,06			±0,125
		от 0 до 5 В	±0,12			±0,185
		от -10 до 10 В	±0,05			±0,115
		от 1 до 5 В	±0,15			±0,215
	Примечание					
Нормирующим значением при определении приведенной погрешности измерений является диапазон измерений						

Таблица 6 – Метрологические характеристики КАПП2-40-000-1, КАПП2-40-000-2

Обозначение модуля	Наименование характеристики	Значение	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности и измерений	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С
КАПП2-40-000-1	Диапазон измерений напряжения, мВ	от -80 до +80	±22,8 мкВ	±11,4 мкВ
КАПП2-40-000-2			±0,10 мВ	±0,05 мВ
КАПП2-40-000-1 КАПП2-40-000-2	Диапазон измерений сопротивления, Ом	от 0 до 1000	±0,77 Ом	±0,385 Ом
КАПП2-40-000-1		от 0 до 2100	±0,37 Ом	±0,185 Ом
КАПП2-40-000-2			±0,70 Ом	±0,35 Ом
КАПП2-40-000-1 КАПП2-40-000-2	Диапазон измерений температуры свободных концов, °С	от -40 до +70	±1,5 °С	-

Таблица 7 – Метрологические характеристики КАПП2-40-000-1, КАПП2-40-000-2

Обозначение модуля	НСХ (ТП, ТС)	Диапазон измерений температуры, °С	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры, °С	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С, в долях от предела допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры
1	2	3	4	5
КАПП2-40-000-1	R (ТПП 13)	от -50 до 99 включ. св. 99 до 1768 включ.	$\pm(-7 \cdot 10^{-3} \cdot t + 1,8)$ $\pm(35 \cdot 10^{-8} \cdot (t - 1300)^2 + 0,6)$	0,5
	S (ТПП 10)	от -50 до 99 включ. св. 99 до 1768 включ.	$\pm(-7 \cdot 10^{-3} \cdot t + 1,9)$ $\pm(35 \cdot 10^{-8} \cdot (t - 1200)^2 + 0,75)$	
	B	от 250 до 600 включ. св. 600 до 1820 включ.	$\pm(7 \cdot 10^{-6} \cdot (t - 810)^2 + 1,4)$ $\pm(1 \cdot 10^{-6} \cdot (t - 1500)^2 + 0,9)$	
	L	от -200 до -10 включ. св. -10 до 800 включ.	$\pm(6 \cdot 10^{-6} \cdot (t - 60)^2 + 0,3)$ $\pm(3 \cdot 10^{-7} \cdot (t - 550)^2 + 0,23)$	
	E	от -200 до -17 включ. св. -17 до 1000 включ.	$\pm(-16 \cdot 10^{-4} \cdot t + 0,24)$ °С $\pm(20 \cdot 10^{-8} \cdot (t - 600)^2 + 0,19)$	
	K	от -200 до 35 включ. св. 35 до 1372 включ.	$\pm(1 \cdot 10^{-5} \cdot (t - 70)^2 + 0,45)$ $\pm(1 \cdot 10^{-7} \cdot (t - 400)^2 + 0,45)$	
	N	от -200 до 50 включ. св. 50 до 1300 включ.	$\pm(75 \cdot 10^{-7} \cdot (t - 120)^2 + 0,39)$ $\pm(22 \cdot 10^{-8} \cdot (t - 800)^2 + 0,3)$	
	J	от -210 до -90 включ. св. -90 до 1200 включ.	$\pm(-3 \cdot 10^{-3} \cdot t + 0,04)$ $\pm(10 \cdot 10^{-8} \cdot (t - 800)^2 + 0,22)$	
	T	от -200 до 150 включ. св. 150 до 400 включ.	$\pm(33 \cdot 10^{-7} \cdot (t - 150) + 0,23)$ $\pm 0,23$ °С	
	M	от -200 до 100	$\pm(4,3 \cdot 10^{-6} \cdot (t - 70)^2 + 0,2)$	

Обозначение модуля	НСХ (ТП, ТС)	Диапазон измерений температуры, °С	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры, °С	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С, в долях от предела допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры
1	2	3	4	5
	А-1	от 0 до 80 включ. св. 80 до 2404 включ. св. 2404 до 2500 включ.	$\pm(1 \cdot 10^{-5} \cdot (t - 500)^2 - 0,2)$ $\pm(5 \cdot 10^{-7} \cdot (t - 900)^2 + 1,2)$ $\pm(1 \cdot 10^{-5} \cdot (t - 2000)^2 + 0,7)$	
	А-2	от 0 до 90 включ. св. 90 до 1800 включ.	$\pm(-11 \cdot 10^{-3} \cdot t + 2)$ $\pm(50 \cdot 10^{-8} \cdot (t - 797) + 0,75)$	
	А-3	от 0 до 29 включ. св. 29 до 1783 включ. св. 1783 до 1800 включ.	$\pm(-0,02 \cdot t + 1,6)$ $\pm(30 \cdot 10^{-8} \cdot (t - 1000)^2 + 0,73)$ $\pm(0,01 \cdot t - 16,9)$	
КАПП2-40-000-2	Р (ТПП 13)	от -50 до 128 включ. св. 128 до 1768 включ.	$\pm(-9,9 \cdot 10^{-5} \cdot (t - 300)^2 + 5)$ $\pm(2,5 \cdot 10^{-6} \cdot (t - 1300)^2 + 4,5)$	
	С (ТПП 10)	от -50 до 74 включ. св. 74 до 1768 включ.	$\pm(9 \cdot 10^{-5} \cdot (t - 220)^2 + 3,3)$ $\pm(1,5 \cdot 10^{-6} \cdot (t - 1200)^2 + 3,3)$	
	В	от 250 до 700 включ. св. 700 до 1820 включ.	$\pm(2,2 \cdot 10^{-5} \cdot (t - 810)^2 + 3,7)$ $\pm(1,5 \cdot 10^{-6} \cdot (t - 1600)^2 + 2,7)$	
	Л	от -200 до -20 включ. св. -20 до 800 включ.	$\pm(4 \cdot 10^{-5} \cdot (t - 60)^2 + 1,7)$ $\pm(1,7 \cdot 10^{-6} \cdot (t - 550)^2 + 1,4)$	
	Е	от -200 до -17 включ. св. -17 до 1000 включ.	$\pm(-1,2 \cdot 10^{-2} \cdot t + 1,5)$ $\pm(1 \cdot 10^{-6} \cdot (t - 600)^2 + 1,3)$	
	К	от -200 до -40 включ. св. -40 до 1372 включ.	$\pm(1 \cdot 10^{-4} \cdot (t + 10)^2 + 2,9)$ $\pm 2,9$	
	Н	от -200 до 50	$\pm(5,7 \cdot 10^{-5} \cdot (t -$	

Обозначение модуля	НСХ (ТП, ТС)	Диапазон измерений температуры, °С	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры, °С	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С, в долях от предела допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры
1	2	3	4	5
		включ. св. 50 до 1300 включ.	$120)^2 + 2,8)$ $\pm(1,5 \cdot 10^{-6} \cdot (t - 800)^2 + 2,2)$	
	J	от -210 до -87 включ. св. -87 до 1200 включ.	$\pm(-3 \cdot 10^{-2} \cdot t + 0,2)$ $\pm(9 \cdot 10^{-7} \cdot (t - 800)^2 + 2,1)$	
	T	от -200 до 150 включ. св. 150 до 400 включ.	$\pm(6 \cdot 10^{-6} \cdot (t - 150)^2 + 0,4)$ $\pm 0,4$	
	M	от -200 до 100	$\pm(5,5 \cdot 10^{-6} \cdot (t - 80)^2 + 0,25)$	
	A-1	от 0 до 2500	$\pm(1,2 \cdot 10^{-6} \cdot (t - 1000)^2 + 2,5)$	
	A-2	от 0 до 78 включ. св. 78 до 1800 включ.	$\pm(-11 \cdot 10^{-3} \cdot t + 2,8)$ $\pm(9 \cdot 10^{-7} \cdot (t - 850)^2 + 1,4)$	
	A-3	от 0 до 38 св. 38 до 1800 включ.	$\pm(-1,5 \cdot 10^{-2} \cdot t + 2,4)$ $\pm(9 \cdot 10^{-7} \cdot (t - 820)^2 + 1,3)$	
КАПП2-40-000-1 КАПП2-40-000-2	Pt 10	от -200 до 850	$\pm 1,0$	
	Pt 50	от -200 до 850	$\pm 0,8$	
	Pt 100	от -200 до 850	$\pm 0,8$	
	Pt 200	от -200 до 850	$\pm 0,8$	
	Pt 500	от -200 до 850	$\pm 0,8$	
	Pt 1000	от -200 до 250	$\pm 0,5$	
	10П	от -200 до 850	$\pm 1,0$	
	46П	от -200 до 850	$\pm 0,8$	
	50П	от -200 до 850	$\pm 0,8$	
	100П	от -200 до 850	$\pm 0,8$	
	500П	от -200 до 850	$\pm 0,8$	
	1000 П	от -200 до 200	$\pm 0,3$	
	10М	от -180 до 200	$\pm 0,8$	
	50М	от -180 до 200	$\pm 0,5$	
КАПП2-40-000-1	53М	от -180 до 200	$\pm 0,5$	0,5
	100М	от -180 до 200	$\pm 0,5$	

Обозначение модуля	НСХ (ТП, ТС)	Диапазон измерений температуры, °С	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры, °С	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной на каждые 10 °С, в долях от предела допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры
1	2	3	4	5
КАПП2-40-000-2	Cu 10	от -50 до 200	±0,8	
	Cu 50	от -50 до 200	±0,5	
	Cu 100	от -50 до 200	±0,5	
	100Н (Ni 100)	от -60 до 180	±0,3	
	120Н (Ni 120)	от -60 до 180	±0,3	
	200Н (Ni 200)	от -60 до 180	±0,3	
	500Н (Ni 500)	от -60 до 180	±0,3	
	1000 Н (Ni 1000)	от -60 до 150	±0,3	

Таблица 8 – Метрологические характеристики КАПП2-00-044-1

Наименование характеристики	Значение
Максимальная частота входного сигнала, кГц	20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности счета импульсов, имп	±1

Таблица 9 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: напряжение питания постоянного тока, В	от 20,4 до 28,8
Нормальные условия эксплуатации: температура окружающей среды, °С относительная влажность воздуха, %, атмосферное давление, кПа	от +18 до +28 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающей среды, °С относительная влажность воздуха, % атмосферное давление, кПа	от -40 до +70 от 10 до 95 от 79,5 до 106,7
Габаритные размеры КАПП2-80-000-0, КАПП2-40-000-1,	

Наименование характеристики	Значение
КАПП2-40-000-2, КАПП2-00-044-1, КАПП2-04-000-0, КАПП2-04-000-1, мм, не более	
длина	99,0
ширина	22,6
высота	113,65
Габаритные размеры КАПП2-60-001-3, мм, не более	
длина	99,0
ширина	45,2
высота	113,65
Масса, кг, не более	
КАПП2-00-044-1	0,15
КАПП2-04-000-0	0,15
КАПП2-04-000-1	0,14
КАПП2-40-000-1	0,15
КАПП2-40-000-2	0,15
КАПП2-60-001-3	0,14
КАПП2-80-000-0	0,14

Знак утверждения типа

наносится на контроллеры методом наклеивания и на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 10 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Контроллер программируемый	ERGON	1 шт.
Оптический диск с программным обеспечением	АСУ ПРО Конфигуратор	1 шт.
Руководство по эксплуатации на контроллер программируемый	73619730.26.20.30.000.011 РЭ	1 экз.
Паспорт на контроллер программируемый	73619730.26.20.30.000.011 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации на модуль	-	1 экз.*
Паспорт на модуль	-	1 экз.*

* - в комплект поставки входят руководства по эксплуатации и паспорт на каждый модуль, входящий в состав контроллера, в соответствии с заказом потребителя

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Использование изделия» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к контроллерам программируемым ERGON

Приказ Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3457 «Об утверждении государственной поверочной схемы для постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Росстандарта от 17 марта 2022 г. № 668 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц»;

Приказ Росстандарта от 3 сентября 2021 г. № 1942 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

Приказ Росстандарта от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Росстандарта от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры;

ГОСТ ИЕС 61131-2-2012 Контроллеры программируемые. Часть 2. Требования к оборудованию и испытания;

ТУ 26.20.30.000-011-73619730-2018 Контроллер программируемый ERGON. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «АСУ ПРО» (ООО «АСУ ПРО»)

ИНН 5610083053

Адрес: 460000, Оренбургская область, г.о. город Оренбург, г. Оренбург, ул. Черепановых, д. 7

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АСУ ПРО» (ООО «АСУ ПРО»)

ИНН 5610083053

Адрес: 460000, Оренбургская область, г.о. город Оренбург, г. Оренбург, ул. Черепановых, д. 7

Телефон: +7 (3532) 68-90-88

Факс: +7 (3532) 68-90-88

e-mail: asupro@asupro.ru

Web-сайт: <https://asupro.ru>

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Свердловской области» (ФБУ «УРАЛТЕСТ»)
ИНН 6662005668

Адрес: 620990, Свердловская область, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 2а

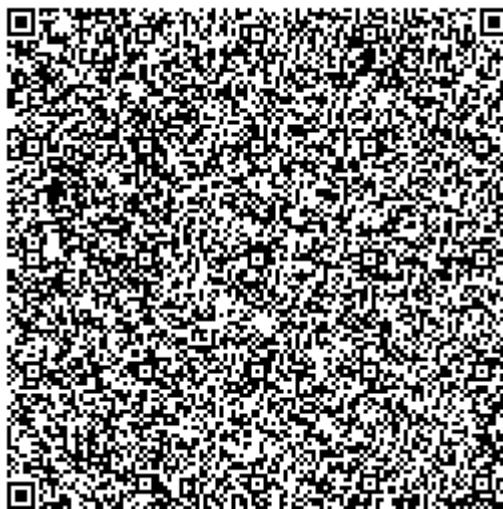
Телефон: 8 (343) 236-30-15

Факс: 8 (343) 350-40-81

e-mail: uraltest@uraltest.ru

Web-сайт: www.uraltest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30058-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» сентября 2022 г. № 2261

Регистрационный № 86760-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока (далее по тексту – трансформаторы) предназначены для передачи сигналов измерительной информации средствам измерений, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических установках переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции. Ток первичной обмотки трансформатора создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току. Трансформаторы тока относятся к классу масштабных измерительных преобразователей электрических величин.

Конструктивно трансформаторы представляют собой кольцевой магнитопровод с многовитковой вторичной обмоткой, заключенный в пластмассовый изолирующий корпус. В качестве первичной обмотки используется шина или кабель.

Выходы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформатора и закрываются прозрачной пластиковой крышкой, позволяющей установить контрольную навесную пломбу в целях предотвращения несанкционированного доступа к внутренним частям трансформаторов. Каждый вывод имеет два винта для подключения двух проводов одновременно.

Маркировка первичной обмотки (Л1 и Л2), вторичных обмоток (И1 и И2) выполняется методом литья на корпусе трансформаторов.

Трансформаторы изготавливаются в виде двух модификаций ТОП-М-0,66 и ТШП-М-0,66, отличающихся номинальным первичным током, наличием или отсутствием встроенной в корпус шины, размером отверстия под шину или кабель, массой и габаритными размерами. Трансформаторы изготавливаются без заземляющего зажима.

Модификации трансформаторов определяются структурой условного обозначения, представленной на рисунке 1.

Общий вид трансформаторов и схема пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунках 2 – 3.

Знак поверки наносится в паспорт.

Место нанесения заводских (серийных) номеров – на табличке технических данных; способ нанесения – типографская печать; формат – цифровой код, состоящий из арабских цифр.

Рабочее положение трансформаторов в пространстве – любое. Трансформаторы относятся к не ремонтируемым и не восстанавливаемым изделиям.

Т	Х	П	М	-	0,66	-	Х	-	Х	/	5	У3	Климатическое исполнение и категория размещения По ГОСТ 15150-69
													Номинальный вторичный ток, А
													Номинальный первичный ток, А
													Класс точности
													Номинальное напряжение трансформатора, кВ
													Модернизированный
													В пластмассовом корпусе
													Опорный (О) или шинный (Ш)
													Трансформатор тока

Рисунок 1 – Структура условного обозначения трансформаторов тока

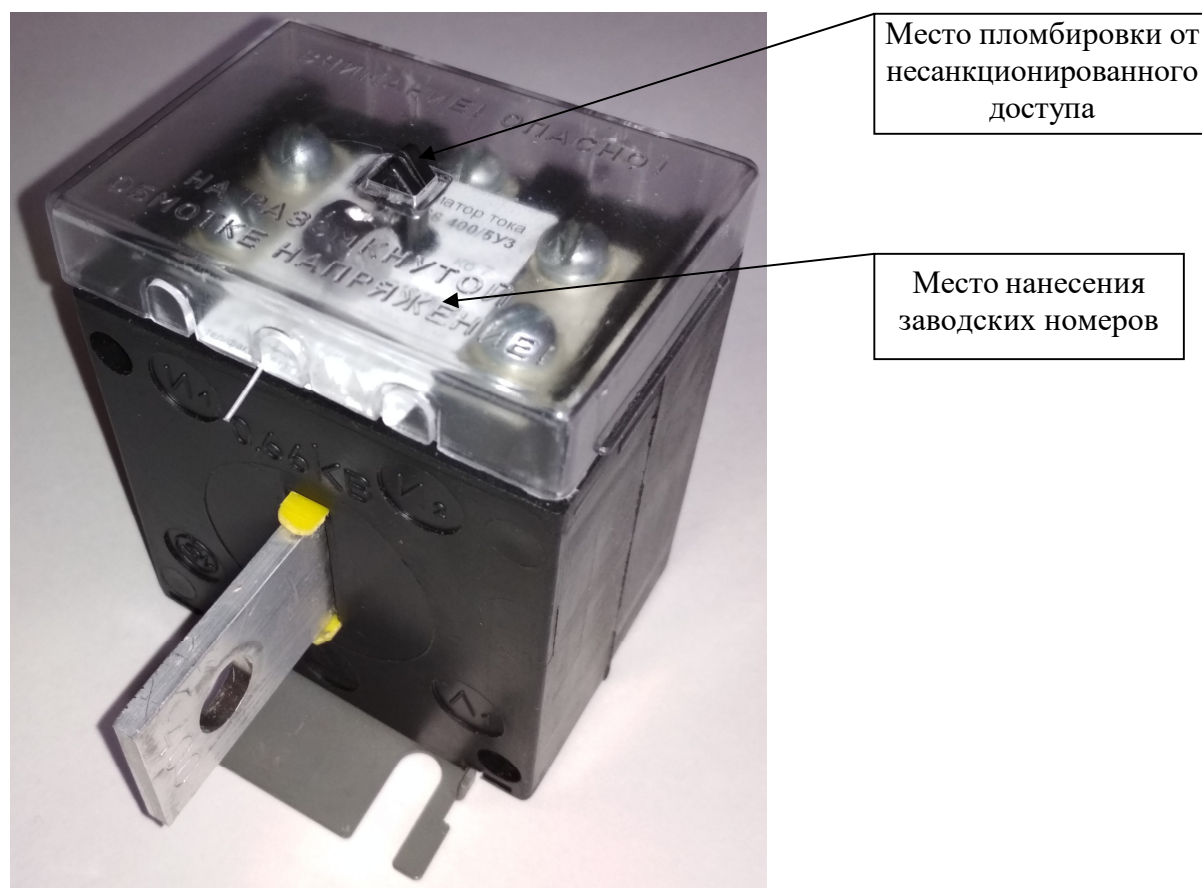


Рисунок 2 – Общий вид трансформаторов тока модификации ТОП-М-0,66

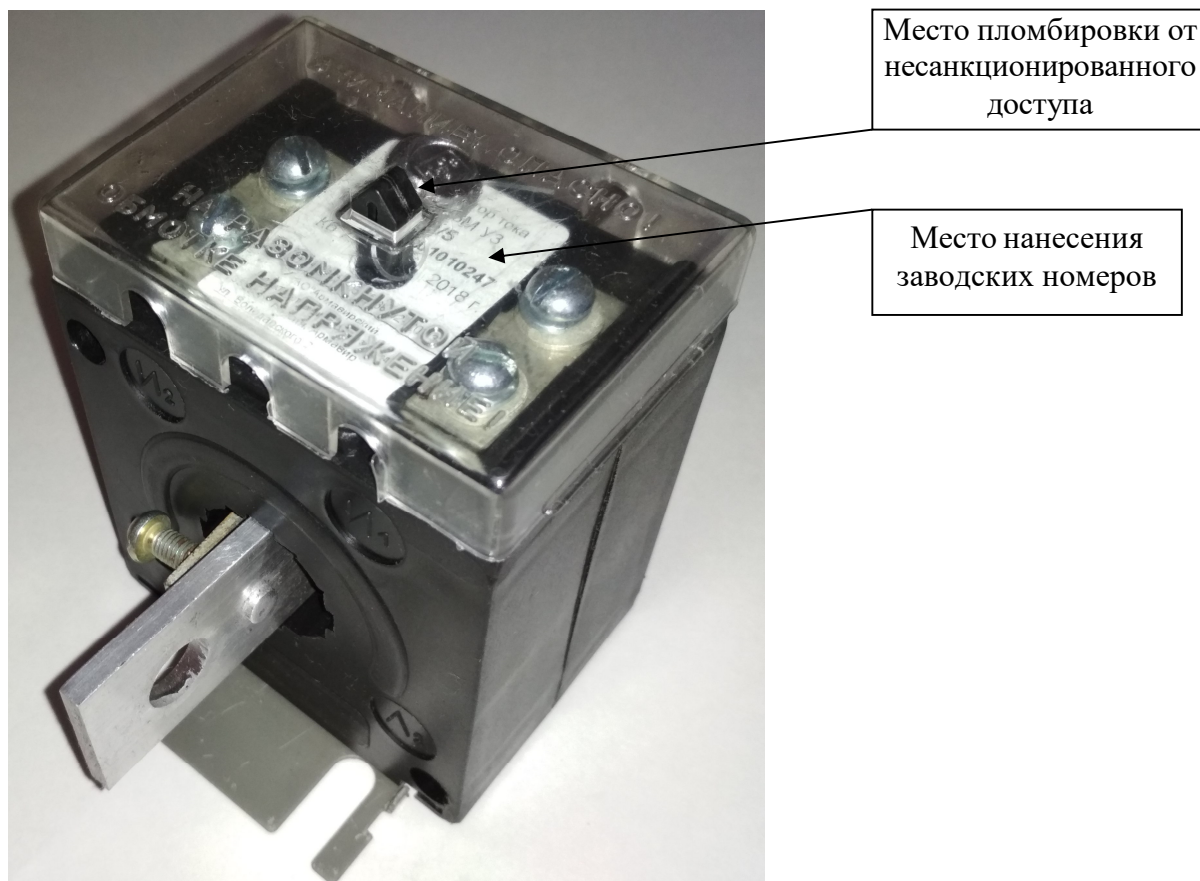


Рисунок 3 – Общий вид трансформаторов тока модификации ТШП-М-0,66

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	ТОП-М-0,66	ТШП-М-0,66
Номинальное напряжение трансформатора $U_{\text{ном}}$, кВ	0,66	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	0,8	0,72
Номинальный первичный ток, А	от 5 до 400	от 200 до 2000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5	
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2\text{ном}}$ с коэффициентом мощности $\cos \varphi_2 = 0,8$, В·А	5	5; 10 ¹⁾
Класс точности вторичных обмоток для измерений и учета	0,5; 0,5S	
Номинальный коэффициент безопасности приборов вторичных обмоток для измерений, $K_{\text{Бном}}$	от 4 до 7	
Номинальная частота напряжения сети $f_{\text{ном}}$, Гц	50	
Примечание: ¹⁾ - для трансформаторов с номинальным первичным током 2000 А		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм	См. таблицу 3
Масса, кг	См. таблицу 3
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	У3
Средний срок службы, лет	30
Средняя наработка до отказа, ч	$2,71 \cdot 10^5$

Таблица 3 – Габаритные размеры и масса

Номинальный первичный ток	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Масса, кг, не более
от 5 до 400 А	73	52	95	0,7
от 500 до 800 А	99	42	125	1,3
от 1000 до 1200 А	100	36	170	1,3
от 1500 до 2000 А	100	36	170	1,5
Примечание – Габаритные размеры указаны без учета шин и деталей для крепления на месте монтажа				

Знак утверждения типа наносится

на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока (модификация по заказу)	—	1 шт.
Первичная обмотка в виде шины	—	1 шт. ¹⁾
Комплект крепления для шины	—	1 шт. ¹⁾
Лапа	—	4 шт. ²⁾
Коробка упаковочная	—	1 шт. ³⁾
Руководство по эксплуатации	ЕВЦИ.671211.003 РЭ; ЕВЦИ.671211.004 РЭ	1 экз. ⁴⁾
Паспорт	ЕВЦИ.671211.003; ЕВЦИ.671211.004	1 экз.
Примечания: ¹⁾ - для ТШП-М-0,66. ²⁾ - для ТШП-М-0,66 на номинальные первичные токи от 500 до 2000 А. ³⁾ - для ТОП-М-0,66 на 3 или 4 трансформатора, для ТШП-М-0,66 на 4 или 6 трансформаторов. ⁴⁾ - допускается поставлять по согласованию с потребителем один экземпляр на партию		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководствах по эксплуатации ЕВЦИ.671211.003 РЭ, ЕВЦИ.671211.004 РЭ в разделе 3 «Устройство и работа трансформаторов».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2768 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»;

ТУ27.11.42-001-46743189-2022 «Трансформаторы тока ТОП-М-0,66 и ТШП-М-0,66. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «АРМАВИРСКИЙ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ ЗАВОД» (ООО «АЭТЗ»)

ИНН 2372028296

Адрес: 352931, Краснодарский край, г. Армавир, ул. Володарского, д. 2, офис 63

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «АРМАВИРСКИЙ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ ЗАВОД» (ООО «АЭТЗ»)

ИНН 2372028296

Адрес: 352931, Краснодарский край, г. Армавир, ул. Володарского, д. 2, офис 63

ИНН 2372028296

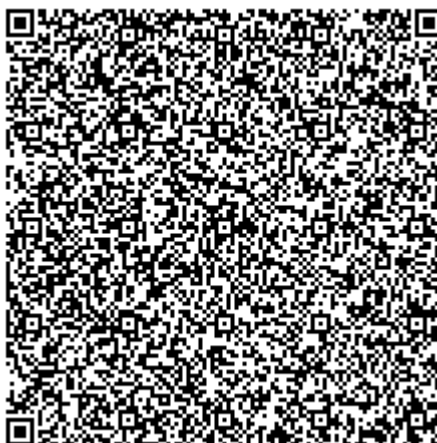
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр
«ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

ИНН 9724050186

Адрес: 117405, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Чертаново Южное,
ул. Дорожная, д. 60, эт./пом. 1/1, ком. 14-17

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» сентября 2022 г. № 2261

Регистрационный № 86761-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы жидкости переносные Liquiline Mobile

Назначение средства измерений

Анализаторы жидкости переносные Liquiline Mobile (далее – анализаторы Liquiline Mobile) предназначены для непрерывных измерений pH, окислительно-восстановительного потенциала (ОВП), массовой концентрации растворенного кислорода, удельной электрической проводимости (УЭП) жидкостей.

Описание средства измерений

Анализаторы Liquiline Mobile конструктивно состоят из первичного измерительного преобразователя (датчика) и электронного блока (вторичного измерительного преобразователя Liquiline Mobile CML18). Электронные блоки комплектуются различными типами датчиков в зависимости от аналитической задачи. Анализаторы Liquiline Mobile являются переносными компактными устройствами, что позволяет использовать их в качестве лабораторных анализаторов.

Результаты измерений выводятся на дисплей вторичного измерительного преобразователя и могут быть переданы в виде аналоговых или цифровых сигналов с анализатора на персональный компьютер, контроллер, устройство индикации, регистрации, а также могут быть отображены на мобильном устройстве с помощью приложения Smart Blue.

Для измерений pH применяют датчики CPS11D, CPS11E, CPS16D, CPS16E, CPS31D, CPS31E, CPS41D, CPS41E, CPS71D, CPS71E, CPS76D, CPS76E, CPS91D, CPS91E, CPS96D, CPS96E, CPF81D, CPF81E, CPS341D, CPS34E, CPS171D, CPS61E, CPS47E, CPS77E, CPS97E, CPL51E, CPL53E, CPL57E, CPL59E, которые могут быть дополнительно размещены в погружной, проточной или выдвижной арматуре со шлюзовой камерой. Принцип действия датчиков основан на измерении разницы потенциалов, возникающей в электрохимической ячейке, состоящей из стеклянного измерительного электрода, электрода сравнения и анализируемой жидкости. Разность потенциалов генерируется за счет избирательного проникновения ионов H^+ через наружный слой мембраны стеклянного электрода. Измеряемое напряжение преобразуется в соответствующее значение pH в соответствии с уравнением Нернста.

Для измерений окислительно-восстановительного потенциала (ОВП) анализаторы Liquiline Mobile комплектуют датчиками CPS12D, CPS12E, CPS42D, CPS42E, CPS72D, CPS72E, CPS62E, CPF82D, CPF82E, CPS92D, CPS92E, CPS16D, CPS16E, CPS76D, CPS76E, CPS96D, CPS96E. Принцип измерений ОВП аналогичен принципу измерений pH, но в качестве измерительного электрода используется платиновый или золотой электрод.

Для измерений массовой концентрации растворенного кислорода в воде анализаторы Liquiline Mobile комплектуют электрохимическими датчиками COS22D, COS22E и оптическими датчиками COS81D, COS81E, COL37E. Принцип действия электрохимических датчиков основан на измерении разницы потенциалов в электрохимической ячейке в результате течения окислительно-восстановительной реакции с участием растворенного в анализируемой жидкости кислорода. Измеряемая сила тока преобразуется в соответствующее значение массовой концентрации растворенного кислорода в анализируемой жидкости. Принцип действия оптических датчиков основан на измерении интенсивности люминисцентного излучения, возникающего под воздействием растворенного в анализируемой жидкости кислорода, пропорциональной величине массовой концентрации растворенного кислорода.

Для измерений удельной электрической проводимости (УЭП) анализаторы Liquiline Mobile комплектуют кондуктивными двух- или четырехэлектродными датчиками CLS15D, CLS15E, CLS16D, CLS16E, CLS21D, CLS21E, CLS82D, CLS82E, CLL47E. Принцип измерений УЭП основан на измерении сопротивления анализируемой жидкости, возникающего при подаче напряжения переменного тока на электроды, погруженные в эту жидкость. Измеренное сопротивление обратно пропорционально величине УЭП анализируемой жидкости.

Все датчики подключаются к вторичному измерительному преобразователю Liquiline Mobile CML18 по технологии Memosens, позволяющей преобразовывать аналоговый сигнал в цифровой непосредственно в датчике, сохранять данные по калибровкам и режимным параметрам измерений. Применение технологии Memosens для измерений также дает возможность избежать окисления и коррозии контактов датчика, разнести датчик и вторичный преобразователь на расстояние 100 и более метров. Все датчики имеют встроенные датчики температуры и оснащены функцией термокомпенсации.

Пломбирование анализаторов Liquiline Mobile не предусмотрено. Конструкция анализаторов Liquiline Mobile обеспечивает ограничение доступа к частям анализаторов, несущим первичную измерительную информацию, и местам настройки (регулировки).

Буквенно-цифровые обозначения и серийные номера вторичного измерительного преобразователя Liquiline Mobile CML18 и датчиков выполнены способом лакокрасочного нанесения в виде шильдиков, что позволяет однозначно идентифицировать каждый экземпляр вторичного измерительного преобразователя Liquiline Mobile CML18 и датчиков. Шильдик вторичного измерительного преобразователя Liquiline Mobile CML18 расположен на его нижней панели, шильдики датчиков – по периметру. Нанесение знака поверки не предусмотрено.

Общий вид анализаторов жидкости переносных Liquiline Mobile и их состав представлены на рисунках 1-2.



Рисунок 1 – Общий вид анализаторов жидкости переносных Liquiline Mobile



а)



б)



в)



г)

Рисунок 2 – Состав анализаторов жидкости переносных Liquiline Mobile
а) электронный блок (вторичный измерительный преобразователь Liquiline Mobile CML18);
б) датчики для измерений pH/ОВП;
в) датчики для измерений массовой концентрации растворенного кислорода;
г) датчики для измерений УЭП.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части встроенного программного обеспечения (ПО) анализаторов Liquiline Mobile приведены в таблице 1.

Уровень защиты ПО анализаторов Liquiline Mobile «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция анализаторов Liquiline Mobile обеспечивает полное ограничение доступа к метрологически значимой части ПО и исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Влияние метрологически значимой части ПО учтено изготовителем при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 01.01.02-0006
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики анализаторов Liquiline Mobile с датчиками CPS11D, CPS11E, CPS16D, CPS16E, CPS31D, CPS31E, CPS41D, CPS41E, CPS71D, CPS71E, CPS76D, CPS76E, CPS91D, CPS91E, CPS96D, CPS96E, CPF81D, CPF81E, CPS341D, CPS34E, CPS171D, CPS61E, CPS47E, CPS77E, CPS97E, CPL51E, CPL53E, CPL57E, CPL59E

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений pH	От 0 до 14
Пределы допускаемой абсолютной погрешности	$\pm 0,05$

Таблица 3 – Метрологические характеристики анализаторов Liquiline Mobile с датчиками CPS12D, CPS12E, CPS42D, CPS42E, CPS72D, CPS72E, CPS62E, CPF82D, CPF82E, CPS92D, CPS92E, CPS16D, CPS16E, CPS76D, CPS76E, CPS96D, CPS96E

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений ОБП, мВ	От -1500 до +1500
Пределы допускаемой абсолютной погрешности, мВ	± 5

Таблица 4 – Метрологические характеристики анализаторов Liquiline Mobile с датчиками COS22D, COS22E, COS81D, COS81E, COL37E

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений массовой концентрации растворенного кислорода, мг/дм ³ : - датчики COS22D ¹⁾ , COS22E ¹⁾ - датчики COS22D ²⁾ , COS22E ²⁾ , COS81D, COS81E, COL37E	От 0,01 до 2 От 0,01 до 20
Пределы допускаемой приведенной погрешности в диапазоне от 0,01 до 2 мг/дм ³ включ. (датчики COS22D ¹⁾ , COS22E ¹⁾ , COS22D ²⁾ , COS22E ²⁾ , COS81D, COS81E, COL37E), %	± 3
Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне свыше 2 до 20 мг/дм ³ (датчики COS22D ²⁾ , COS22E ²⁾ , COS81D, COS81E, COL37E), %	± 3
Примечание: ¹⁾ - исполнение для измерений остаточного содержания кислорода; ²⁾ - исполнение для измерений стандартного содержания кислорода.	

Таблица 5 – Метрологические характеристики анализаторов Liquiline Mobile с датчиками CLS15D, CLS15E, CLS16D, CLS16E, CLS21D, CLS21E, CLS82D, CLS82E, CLL47E

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений УЭП, См/м: - датчики CLS15D ¹⁾ , CLS15E ¹⁾ - датчики CLS15D ²⁾ , CLS15E ²⁾ - датчики CLS16D, CLS16E - датчики CLS21D, CLS21E - датчики CLS82D, CLS82E, CLL47E	От $4 \cdot 10^{-6}$ до $2 \cdot 10^{-3}$ От $1 \cdot 10^{-5}$ до $2 \cdot 10^{-2}$ От $4 \cdot 10^{-6}$ до $5 \cdot 10^{-2}$ От $1 \cdot 10^{-3}$ до 2 От $1 \cdot 10^{-4}$ до 50
Пределы допускаемой приведенной погрешности в диапазоне от $4 \cdot 10^{-6}$ до $1 \cdot 10^{-4}$ См/м (датчики CLS15D ¹⁾ , CLS15E ¹⁾ , CLS16D, CLS16E), %	±3
Пределы допускаемой относительной погрешности, % - в диапазоне свыше $1 \cdot 10^{-4}$ до $2 \cdot 10^{-3}$ См/м включ. (датчики CLS15D ¹⁾ , CLS15E ¹⁾) - в диапазоне свыше $1 \cdot 10^{-4}$ до $5 \cdot 10^{-2}$ См/м включ. (датчики CLS16D, CLS16E) - в диапазоне свыше $1 \cdot 10^{-4}$ до $2 \cdot 10^{-2}$ См/м включ. (датчики CLS15D ²⁾ , CLS15E ²⁾) - датчики CLS21D, CLS21E, CLS82D, CLS82E, CLL47E	±3
Примечание: ¹⁾ - исполнение для измерений УЭП, константа ячейки $k=0,01$; ²⁾ - исполнение для измерений УЭП, константа ячейки $k=0,1$.	

Таблица 6 – Основные технические характеристики анализаторов Liquiline Mobile

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны показаний массовой концентрации растворенного кислого, мг/дм ³ : - датчики COS22D ¹⁾ , COS22E ¹⁾ - датчики COS22D ²⁾ , COS22E ²⁾ - датчики COS81D, COS81E, COL37E	От 0,001 до 2 От 0,01 до 20 От 0,004 до 30

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики	Значение
Диапазон компенсации температуры анализируемой жидкости, °C:	
- датчики CPS11D, CPS11E, CPS12D, CPS12E, CPS16E, CPS41D, CPS41E, CPS16D, CPS42D, CPS42E, CPS47E, CPS77E	от -15 до +135
- датчики CPS171D, CPS61E, CPS62E, CPS71D, CPS71E, CPS341D, CPS34E, CPS76D, CPS76E, CPS72E	от 0 до +140
- датчики CPS91D, CPS91E, CPS96D, CPS96E, CPS92D, CPS92E, CPF81D, CPF81E, COL37E	от 0 до +110
- датчик CPS97E	от -15 до +110
- датчик CPS72D	от -15 до +140
- датчики CPS31D, CPL51E, CPL53E, CPL57E, CPL59E, CPF82D, CPF82E	от 0 до +80
- датчик CPS31E	от -15 до +80
- датчик COS22E	от -5 до +100
- датчик COS22D	от -5 до +135
- датчики COS81E, COS81D	от -10 до +140
- датчики CLS15D, CLS15E	от -20 до +140
- датчики CLS16D, CLS16E	от -5 до +150
- датчики CLS21D, CLS21E	от -20 до +135
- датчики CLS82E, CLS82D, CLL47E	от -5 до +140
Максимальное давление анализируемой среды, МПа:	
- датчики CPS16D, CPS12D, CPS16E, CLS21D	1,6
- датчики CPS96D, CPS76D, CPS96E, CPS76E, CPS71D, CPS92D, COS81D, COS81E, COL37E, CLS15D, CLS15E, CLS16D, CLS16E, CPS92D	1,3
- датчики CPS47E, CPS77E, CPS97E, CPS41E, CPS72D, CPS42E, CPF82E, CPF81E	1,1
- датчики CPL51E, CPL53E, CPL57E, CPL59E	0,1
- датчики CPS91D, CPS91E, CPS71E, CPS92E, CPS72E	1,4
- датчики CPS42D, CPS41D, CPF82D, CPF81D	1,0
- датчики CPS171D, CPS61E, CPS62E	0,7
- датчики CPS341D, CPS34E	0,6
- датчики CPS31D, CPS31E	0,4
- датчики CPS11D, CPS11E, CPS12E, CLS21E, CLS82D, CLS82E	1,7
- датчики COS22D, COS22E	1,2
Габаритные размеры вторичного измерительного преобразователя Liquiline Mobile CML18, мм, не более	
- высота	86
- ширина	48
- длина	54

Окончание таблицы 6

Наименование характеристики	Значение
Масса вторичного измерительного преобразователя Liquiline Mobile CML18, г, не более	155
Условия эксплуатации вторичного измерительного преобразователя Liquiline Mobile CML18: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность, %, не более	от -10 до +60 95

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист «Руководства по эксплуатации» типографским способом или в виде наклейки.

Комплектность средства измерения

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование изделия и его обозначение	Обозначение	Количество
Вторичный измерительный преобразователь	Liquiline Mobile CML18	1 шт.
Датчики	CPS11D, CPS11E, CPS16D, CPS16E, CPS31D, CPS31E, CPS41D, CPS41E, CPS71D, CPS71E, CPS76D, CPS76E, CPS91D, CPS91E, CPS96D, CPS96E, CPF81D, CPF81E, CPS341D, CPS34E, CPS171D, CPS61E, CPS47E, CPL53E, CPL57E, CPL59E, CPS77E, CPS97E, CPL51E, CPS12D, CPS12E, CPS42D, CPS42E, CPS72D, CPS72E, CPS62E, CPF82D, CPF82E, CPS92D, CPS92E, COS22D, COS22E, COS81D, COS81E, CLS15D, CLS15E, CLS16D, CLS16E, CLS21D, CLS21E, CLS82D, CLS82E, COL37E, CLL47E	По заказу
Руководство по эксплуатации вторичного измерительного преобразователя Liquiline Mobile CML18	-	1 экз.
Руководства по эксплуатации датчиков	-	По заказу
Методика поверки	-	1 экз.
Примечание – При необходимости по отдельному заказу поставляются защитная арматура датчиков, монтажные принадлежности, измерительные кабели, коммутационные устройства и иные изделия, необходимые для монтажа и работы анализаторов Liquiline Mobile.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Руководстве по эксплуатации вторичного измерительного преобразователя Liquiline Mobile CML18, раздел 7 «Ввод в эксплуатацию», раздел 8 «Управление».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам Liquiline Mobile

Техническая документация изготовителя Endress+Hauser Conducta GmbH+Co.KG, Германия;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2771 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений удельной электрической проводимости жидкостей»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3457 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

ГОСТ 8.120-2014 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений pH».

Правообладатель

Endress+Hauser Conducta GmbH+Co.KG, Германия
Адрес: Dieselstrasse 24 DE-70839 Gerlingen, Germany

Изготовитель

Endress+Hauser Conducta GmbH+Co.KG, Германия
Адрес: Dieselstrasse 24 DE-70839 Gerlingen, Germany

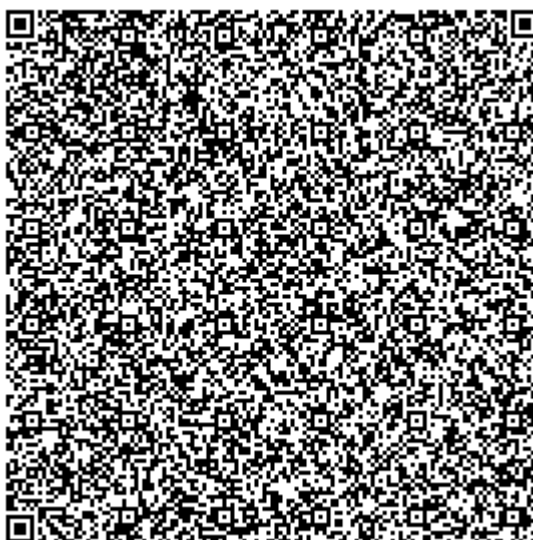
Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (УНИИМ - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

ИНН 7809022120

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4.

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «РСК «РЭС» - БКРТП-102

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «РСК «РЭС» - БКРТП-102 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированных сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электрической энергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее – результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных о состоянии средств измерений;
- периодический (1 раз в 30 минут, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
- сбор и обработка данных от смежных АИИС КУЭ;
- обеспечение ежесуточного резервирования базы данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- обработку, формирование и передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате по электронной почте организациям-участникам оптового рынка электрической энергии с электронной подписью;
- передача результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в различных форматах организациям-участникам оптового и розничного рынков электрической энергии;
- обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии и в режиме измерений реактивной электрической энергии, технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 и 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – сервер БД) ООО «РСК «РЭС» с программным обеспечением «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени (далее – УСВ), технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии. Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерение активной мощности счетчиками выполняется путем перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчиках по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Сервер БД уровня ИВК, по предусмотренным каналам связи, производит опрос счетчиков. Сервер БД осуществляет сбор и обработку результатов измерений, в том числе расчет активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, и данных о состоянии средств измерений (журналов событий), хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД уровня ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными о состоянии средств измерений с организациями-участниками оптового рынка электрической энергии, в том числе ПАК КО АО «АТС», а также с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Обмен результатами измерений и данными о состоянии средств измерений осуществляется по выделенным каналам или коммутируемым телефонным линиям связи через интернет-провайдера в XML-формате, в том числе с электронно-цифровой подписью.

Сервер БД уровня ИВК по запросу обеспечивает возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам АИИС КУЭ.

Для обеспечения единого времени на СИ, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии ИИК, сервер БД ИВК) при проведении измерений при помощи АИИС КУЭ, предусмотрена система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ).

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда), привязанное к национальной шкале координированного времени UTC(SU), на всех компонентах и уровнях системы.

Базовым устройством системы СОЕВ является устройство синхронизации времени УСВ-2 (рег. № 41681-10), синхронизирующее собственную шкалу времени с шкалой времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

При проведении измерений при помощи АИИС КУЭ время внутренних часов СИ АИИС КУЭ синхронизируется в следующей последовательности:

- сервер БД уровня ИВК АИИС КУЭ не реже одного раза в сутки синхронизирует свою шкалу времени по сигналу, получаемому от УСВ-2, если поправка часов сервера БД уровня ИВК относительно шкалы времени УСВ-2 отличается от 0 с;
- сервер БД уровня ИВК не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени сервера БД превышает ± 2 с происходит коррекция часов счетчиков.

Факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ ООО «РСК «РЭС» - БКРТП-102.

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд (далее – ФИФ). Заводской номер в виде цифрового обозначения установлен в технической документации. Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

ПО «Пирамида 2000» используется при коммерческом 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 электрической энергии.

Идентификационные данные ПО, установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4
CalcClients.dll	3.0	e55712dob1b2119065d63da949114dae4	MD5
CalcLeakage.dll	3.0	b1959ff70beleeb17c83f7b0f6d4a132f	
CalcLosses.dll	3.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Metrology.dll	3.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
ParseBin.dll	3.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	
ParseIEC	3.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	
ParseModbus.dll	3.0	c391d64271acf4055bb2a4d3felf8f48	
ParsePiramida.dll	3.0	ecf532935cal a3fd3215049af1fd979f	
SynchroNSI.dll	3.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	
VerifyTime.dll	3.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356aldle75	

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер и диспетчерское наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСВ/Сервер	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК		
						Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %	Границы допус­каемой относитель­ной погреш­ности в рабо­чих усло­виях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	БКРТП-102, РУ-0,4 кВ, КНС Ввод 1	Т-0,66 УЗ 75/5 0,5S Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х(120-230)/(208-400) В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2, Рег. № 41681-10/ ПЭВМ (IBM совместимый компьютер) с ПО «Пирамида 2000»	Активная	1,7	2,2
							2,7	4,1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	БКРТП-102, РУ-0,4 кВ, КНС Ввод 2	Т-0,66 УЗ 75/5 0,5S Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х(120-230)/(208-400) В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2, Рег. № 41681-10/ ПЭВМ (IBM совместимый компьютер) с ПО «Пирамида 2000»	Активная Реактивная	1,7 2,7	2,2 4,1

- 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 электрической энергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ, УСВ, 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. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- 5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ± 5 с.

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 2 до 120 0,9 инд. от 49,8 до 50,2 от +20 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности: - $\cos\varphi$ - $\sin\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для: - ТТ, счетчиков, °C - УСВ, сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от +5 до +30 от +15 до +25
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - счетчиков - трансформаторов тока - УСВ	220000 219000 35000
Глубина хранения информации: - счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность применяемых в системе решений:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведшей к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствия напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов).

Защищенность применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока;

- промежуточных клеммников вторичных цепей тока;
испытательных клеммных коробок;
б) защита информации на программном уровне:
установка паролей на счетчиках электрической энергии;
установка пароля на сервер;
возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа наносится

на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «РСК «РЭС» - БКРТП-102 типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	6
Счетчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.09	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1
Паспорт-формуляр	58317473.411711.2201-05.ФО	1
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 58317473.411711.2201-05.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «РСК «РЭС» - БКРТП-102». Свидетельство об аттестации № 3-RA.RU.311468-2022 от 09.02.2022 г., выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации RA.RU311468 от 21.01.2016 г.

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.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Распределительная сетевая компания «Региональные Электрические Сети» (ООО «РСК «РЭС»)
ИНН 7804488461
Адрес: 195221, г. Санкт-Петербург, ул. Антоновская, д. 14, корп. 2
Телефон: 8 (812) 291-17-07, факс: 8 (812) 291-19-09
E-mail: regels@mail.ru

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «Оператор коммерческого учета»
(ООО «ОКУ»)

ИНН 7806123441

Адрес: 197046, г. Санкт-Петербург, вн.тер.г. Муниципальный Округ Посадский,
ул. Большая Посадская, д. 16, литера А, помещение 5-Н № 15, офис 306

Телефон: 8 (812) 612-17-23, факс: 8 (812) 612-17-19

E-mail: office@oku.com.ru

Web-сайт: www.oku.com.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области»

(ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

ИНН 7809018702

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» сентября 2022 г. № 2261

Регистрационный № 86763-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Кiemбай (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, 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.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер У019. Заводской номер указывается в формуляре 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)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ 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	ВГ1 220 кВ ВЛ ИрГРЭС	ТВ-ЭК исп. М1 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 56255-14	ТСVT кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 57418-14	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВГ2 220 кВ ВЛ ИрГРЭС	ТВ-ЭК исп. М1 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 56255-14	ТСVT кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 57418-14	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17		
3	ВЛ 110 кВ Кiemбай - КС-15 I цепь	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
4	ВЛ 110 кВ Кiemбай – КС-15 II цепь	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
5	ВЛ 110 кВ Кiemбай – Прииск-Кумак	ТФЗМ 110Б кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 76956-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ВЛ 110 кВ Киёмбай - Светлинская	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ВЛ 110 кВ Киёмбай – Фабричная № 1	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
8	ВЛ 110 кВ Киёмбай – Фабричная № 2	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
9	ВЛ 110 кВ Киёмбай – Щербаковская с отпайкой на ПС Союзная	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
10	ВЛ 110 кВ Киёмбай – Энергия	ТФЗМ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 79096-20	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
11	ОВМ 110 кВ	ТФЗМ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 74033-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
12	ВЛ 35 кВ Киёмбай – Верхний Киёмбай	ТГМ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 59982-15	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
13	ВЛ 35 кВ Киёмбай – Город № 1	ТГМ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
14	ВЛ 35 кВ Киёмбай – Город № 2	ТГМ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ВЛ 35 кВ Киёмбай – Карьер № 1	ТФЗМ кл.т 0,2S К _{тт} = 150/5 рег. № 72926-18	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = 35000/100 рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	СТВ-01 рег. № 49933-12
16	ВЛ 35 кВ Киёмбай – Карьер № 2	ТФЗМ кл.т 0,2S К _{тт} = 150/5 рег. № 74867-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = 35000/100 рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
17	ВЛ 35 кВ Киёмбай – Котельная № 1	ТГМ кл.т 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = 35000/100 рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
18	ВЛ 35 кВ Киёмбай – Котельная № 2	ТГМ кл.т 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = 35000/100 рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
19	ВЛ 35 кВ Киёмбай – Осетиновка	ТГМ кл.т 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = 35000/100 рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
20	КВЛ 10 кВ Киёмбай – Водоочистные сооружения (ф.10)	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17		
21	КВЛ 10 кВ Киёмбай – Вычислительный центр (ф.11)	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17		
22	КВЛ 10 кВ Киёмбай – Водоочистные сооружения (ф.13)	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17		
23	КВЛ 10 кВ Киёмбай – Канализационно- очистные сооружения (ф.15)	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
24	КВЛ 10 кВ Киёмбай – Промбаза (ф.17)	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	СТВ-01 рег. № 49933-12
25	КВЛ 10 кВ Киёмбай – Коммунальное автохозяйство (ф.19)	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17		
26	КВЛ 10 кВ Киёмбай – Водоочистные сооружения (ф.21)	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17		
27	КВЛ 10 кВ Киёмбай – Ж/Д Вокзал (ф.26)	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,2S К _{тт} = 50/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17		
28	КВЛ 10 кВ Киёмбай – Канализационно- очистные сооружения (ф.28)	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17		
29	КВЛ 10 кВ Киёмбай-Перегон Горный лён (ф.8)	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,2S К _{тт} = 50/5 рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17		
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-11, 15-16 (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
12-14, 17-19 (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
20-29 (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
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-11, 15-16 (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
12-14, 17-19 (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
20-29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-11, 15-16 (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
12-14, 17-19 (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
20-29 (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

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			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} \leq I_{120\%}$
1-11, 15-16 (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
12-14, 17-19 (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
20-29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени					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
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	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 $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	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

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
счетчики электроэнергии Альфа А1800:	120000
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	72
- среднее время восстановления работоспособности, ч	
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (Рег.№ 36697-08):	140000
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	72
- среднее время восстановления работоспособности, ч	
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (Рег.№ 36697-17):	220000
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	72
- среднее время восстановления работоспособности, ч	
УСПД ЭКОМ-3000:	75000
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	
УССВ ИВК комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01:	100000
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	
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 титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	74600-19	18
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. М1	56255-14	6
Трансформатор тока	ТГМ	59982-15	18
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	69606-17	30
Трансформатор тока	ТФЗМ	74033-19	3
Трансформатор тока	ТФЗМ	74867-19	2
Трансформатор тока	ТФЗМ	79096-20	3
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б	76956-19	3
Трансформатор тока	ТФЗМ	72926-18	2
Трансформатор напряжения емкостной	ТСVT	57418-14	3
Трансформатор напряжения антирезонансный трехфазный	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	2
Трансформатор напряжения антирезонансный трехфазный	НАМИ	60002-15	2
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	60353-15	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-20	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	11
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-17	12
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-09	1
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-01	49933-12	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.У019-ФО	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Киёмбай», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Кiemбай

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

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, РФ г.Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4.

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовители

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

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, РФ г.Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4.

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7716741740

Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., пер. 1-й Советский, д. 25, оф. 3031

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.

