

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» апреля 2024 г. № 1001

Регистрационный № 85023-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ОРУ 500 кВ Приморская ГРЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ОРУ 500 кВ Приморская ГРЭС (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер ВСТ009. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

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

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	Приморская ГРЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ-500 кВ Приморская ГРЭС - Дальневосточная (В20 500 кВ)	ТОГФ кл.т. 0,2S К _{тт} = 1000/1 рег. № 61432-15	НДЕ-500-72У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 5898-77 ДФК-525 кл.т. 0,2 К _{тн} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 83425-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	Приморская ГРЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ-500 кВ Приморская ГРЭС - Дальневосточная (В32 500 кВ)	ТОГФ кл.т. 0,2S К _{тт} = 1000/1 рег. № 61432-15	НДЕ-500-72У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 5898-77 ДФК-525 кл.т. 0,2 К _{тн} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 83425-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	Приморская ГРЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ-500 кВ Приморская ГРЭС - Хехцир 2	СА 525 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	ДФК-525 кл.т. 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 83425-21 СРВ 550 кл.т. 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
4	Приморская ГРЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ-500 кВ Приморская ГРЭС - Чугуевка-2	СА 525 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 23747-02	ДФК-525 кл.т. 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 83425-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
12	Приморская ГРЭС, РУ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ 107 Т	ТШП-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 15173-06	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
13	Приморская ГРЭС, РУ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ 108 Т	ТШП-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 15173-06	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
14	Приморская ГРЭС, РУ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН явного резерва	ТШП-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 15173-06	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1 рег. № 31857-06		
15	Приморская ГРЭС, шкаф учета №1 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ОРУ 500 кВ ПримГРЭС - Ростелеком 1-ая	Т-0,66 кл.т. 0,5S Ктт = 15/5 рег. № 36382-07	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
16	Приморская ГРЭС, шкаф учета №2 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ОРУ 500 кВ ПримГРЭС - Ростелеком 2-ая	Т-0,66 кл.т. 0,5S Ктт = 15/5 рег. № 36382-07	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
17	МТС-1 0,4кВ	-	-	Альфа А1140 кл.т. 0,5S/1 рег. № 33786-07		
18	МТС-2 0,4кВ	-	-	Альфа А1140 кл.т. 0,5S/1 рег. № 33786-07		

Продолжение таблицы 2

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
3, 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,4	0,7	0,5	0,5
	0,8	1,6	1,0	0,7	0,7
	0,5	2,7	1,7	1,2	1,2
12 – 14 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
15, 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
17, 18 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	1,1	0,6	0,6
	0,8	-	1,1	0,6	0,6
	0,5	-	1,1	0,7	0,7

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5(10)\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5(10)\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
3, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,4	1,6	1,1	1,1
	0,5	1,8	1,1	0,8	0,8
12 – 14 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,4	1,8
	0,5	-	2,8	1,6	1,3
15, 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,4	1,4	1,0	1,0
17, 18 (Счетчик 1,0)	0,8	-	1,5	1,1	1,1
	0,5	-	1,2	1,1	1,1
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
3, 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,5	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,7	1,2	0,9	0,9
	0,5	2,7	1,8	1,3	1,3
12 – 14 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,9	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
15, 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
17, 18 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	1,6	1,3	1,3
	0,8	-	1,7	1,4	1,4
	0,5	-	1,7	1,5	1,5

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5(10)\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5(10)\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (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
3, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,7	2,1	1,7	1,7
	0,5	2,2	1,6	1,5	1,5
12 – 14 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	5,0	2,8	2,2
	0,5	-	3,4	2,1	1,9
15, 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,4	2,5	1,7	1,6
	0,5	2,8	1,7	1,2	1,2
17, 18 (Счетчик 1,0)	0,8	-	3,4	3,2	3,2
	0,5	-	3,2	3,2	3,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК № 17, 18 при измерении реактивной электрической энергии нормируются от $I_{10\%}$. 3 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 - ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5)(10) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5)(10) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии Альфа А1140: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 150000 72 140000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Трансформатор тока	ТОГФ	6
Трансформатор тока	СА 525	12
Трансформатор тока	ТШП-0,66	9
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор напряжения	НДЕ-500-72У1	3
Трансформатор напряжения	ДФК-525	9
Трансформатор напряжения	СРВ 550	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	9
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1140	2
Устройство сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.ВСТ009-ФО редакция 2	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 ОРУ 500 кВ Приморская ГРЭС», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 141100, Московская обл., г. Щелково, Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342

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 «15» апреля 2024 г. № 1001

Регистрационный № 91109-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Масикс» (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 «АТС», с 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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

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.

Заводской номер 114 нанесен на маркировочную табличку типографским способом на корпус сервера ИВК АИИС КУЭ.

Общий вид сервера ИВК с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид сервера ИВК с указанием места нанесения заводского номера.

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			ИВК
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	
1	ТП-1963 6 кВ РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.3, КЛ 6 кВ ф.16-32	ТБК-10 200/5 кл. т. 0,5 рег. № 8913-82	НАМИТ-10 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 16687-02	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G6
2	ТП-1963 6 кВ РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.8, КЛ 6 кВ ф.16-03	ТБК-10 200/5 кл. т. 0,5 рег. № 8913-82	НТМИ-6-66 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
3	ТП-1963 6 кВ РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.2, КЛ 6 кВ ф.2	ТПОЛ-СВЭЛ 75/5 кл. т. 0,2S рег. № 45425-10	НТМИ-6-66 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
4	ТП-1088 6 кВ РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, яч.2, ввод 0,4 кВ	ТОП-М-0,66 200/5 кл. т. 0,5 рег. № 71205-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 51593-18	
5	КЛ 0,4 кВ ф.7, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МД.23 кл. т. 1,0/2,0 рег. № 51593-18	
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 ИВК без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).					

продолжение таблицы 2

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, $\pm (\delta) \%$
3	Активная Реактивная	0,9 2,0	1,3 2,5
1, 2	Активная Реактивная	1,1 2,8	3,0 4,8
4	Активная Реактивная	0,9 2,4	2,9 4,7
5	Активная Реактивная	1,1 2,3	1,8 3,7
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 $+10^\circ\text{C}$ до $+30^\circ\text{C}$; – для ИК, содержащий счетчик непосредственного включения, значения силы тока, приведенные ранее, рассчитываются от I_6, где I_6 – базовое значение силы тока счетчика.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – ток, % от $I_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$	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 $I_{\text{ном}}$ – для ИК, содержащих ТТ класса точности 0,2S – для ИК, содержащих ТТ класса точности 0,5 – для ИК, содержащих счетчик непосредственного включения	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 от $0,05 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$

продолжение таблицы 4

1	2
– коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для сервера ИВК, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	- 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 ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 ПСЧ-4ТМ.05МД.05, ПСЧ-4ТМ.05МД.23 Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 114 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;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера ИВК:
 - 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 паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность АИИС КУЭ

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВК-10	4
	ТПОЛ-СВЭЛ	2
	ТОП-М-0,66	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
	НТМИ-6-66	1
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МД.05	1
	ПСЧ-4ТМ.05МД.23	1
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01	3
Устройство синхронизации времени (УСВ)	УСВ-3	1
Сервер ИВК	HP ProDesk 400 G6	1
Документация		
Паспорт-формуляр с изменением №1	69729714.411713.114.ФО с изменением №1	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 «Масикс». 69729714.411713.114.МВИ, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311290 от 16.11.2015.

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 «Масикс» (ООО «Масикс»)

ИНН 6164134558

Юридический адрес: 344002, Ростовская обл., г.о город Ростов-на-Дону, г. Ростов-на-Дону, ул. Шоссейная, д. 2 Д, оф. 6

Телефон: (928) 967 00 59

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, помещ. 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 «15» апреля 2024 г. № 1001

Регистрационный № 91178-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ» №2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ» №2 (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 распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) (далее по тексту - сервер ИВК), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее-УСВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «ПИРАМИДА 2.0 Пром», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 код. 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:

- 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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровая информация о измеренных величинах со счетчиков, при помощи технических средств приема-передачи данных, поступает на сервер ИВК, где осуществляется хранение,

накопление и обработка поступающей информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Сервер ИВК с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Сервер ИВК 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 Интернет.

Сервер ИВК раз в сутки формирует отчеты в формате XML-макетов в соответствии с регламентами оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), осуществляет подписание данных отчетов электронной цифровой подписью (ЭЦП), шифрует сообщение сертификатом открытого ключа сервера коммерческого учета АО «АТС» и отправляет по каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового и розничных рынков электроэнергии (мощности).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК и сервер ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации о времени УСВ-3, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер ИВК в автоматическом режиме (не реже 1 раза в сутки), сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3 и не зависимо от величины расхождения производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ИВК равного ± 1 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ 2 нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепится на корпус сервера ИВК.

Общий вид сервера ИВК АИИС КУЭ с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид сервера ИВК с указанием места нанесения заводского номера.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «ПИРАМИДА 2.0 Пром». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
BinaryPackControls.dll	10.7	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	MD5
CheckDataIntegrity.dll		E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	
ComIECFunctions.dll		BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	
ComModbusFunctions.dll		AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	
ComStdFunctions.dll		EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373	
DateTimeProcessing.dll		D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D	
SafeValuesDataUpdate.dll		B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	
SimpleVerifyDataStatuses.dll		61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	
SummaryCheckCRC.dll		EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	
ValuesDataProcessing.dll		013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645	

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	2	3	4	5	6
1	ПС 35 кВ Красный Гуляй, КРУН-6 кВ, СШ 6 кВ, яч.6	ТЛМ-10 300/5 КТ 0,5 Рег.№ 2473-00	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 380-49	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег.№ 23345-07	УСВ-3, рег. № 84823-22 /Сервер ИБК
2	ПС 35 кВ Красный Гуляй, КРУН-6 кВ, СШ 6 кВ, яч.9	ТЛМ-10 150/5 КТ 0,5 Рег.№ 2473-00	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 380-49	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег.№ 23345-07	
3	ПС 35 кВ Красный Гуляй, КРУН-6 кВ, СШ 6 кВ, яч.10	ТЛМ-10 300/5 КТ 0,5 ТЛМ-10 300/5 КТ 0,5 Рег.№ 2473-00	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 380-49	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег.№ 23345-07	

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6
4	ТП-2 6 кВ, ТП-2 6 кВ, Т-1, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ	ТТЕ 1500/5 КТ 0,5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1 Рег.№ 47560-11	УСВ-3, рег. № 84823-22 /Сервер ИБК
5	ТП-3701г 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1, ввод-0,4 кВ	ТТЕ 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1 Рег.№ 47560-11	
6	ТП-3700г, РУ-0,4 кВ, Т-1, ввод-0,4 кВ	ТТЕ 400/5 КТ 0,5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1 Рег.№ 47560-11	
7	ТП-2 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ-0,4 кВ, ф.19	ТТЕ 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1 Рег.№ 47560-11	
8	ТП-3 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ф.19	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS КТ 1/2 Рег.№ 47560-11	
9	ТП-3 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ф.3	Т-0,66 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1 Рег.№ 46634-11	
10	ТП-3 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ф.17	Т-0,66 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1 Зав.№1112162518 Рег.№ 46634-11	
11	ТП-2316 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-1	ТТК 600/5 КТ 0,5S Рег.№ 76349-19	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 PBR.F04 КТ 0,5S/1 Рег.№ 75755-19	
12	ТП 400 кВА 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-1	ТТК 600/5 КТ 0,5S Рег.№ 76349-19	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 PBR.F04 КТ 0,5S/1 Рег.№ 75755-19	
13	ПС 110 кВ Мелькомбинат, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.5	ТОЛ 10 300/5 КТ 0,5 Рег.№ 7069-79	ЗНОЛ.06 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 3344-72	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1 Рег.№ 51593-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	ПС 110 кВ Мелькомбинат, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.6	ТОЛ 10 300/5 КТ 0,5 Рег.№ 7069-79 ТЛК10 300/5 КТ 0,5 Рег.№ 9143-83	ЗНОЛ.06 10000/100 КТ 0,5 Зав.№ 2489 Зав.№ 1657 Зав.№ 3205 Рег.№ 3344-72	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1 Рег.№ 51593-18	УСВ-3, рег. № 84823-22 /Сервер ИВК
15	РП-10 0,4 кВ (Элеватор), РУ- 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф.ООО Т2 Мобайл	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS КТ 1/2 Рег.№ 47560-11	
16	РП-10 0,4 кВ (Элеватор), РУ- 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. ПАО МТС	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS КТ 1/2 Рег.№ 47560-11	
17	РП-3 0,4 кВ (Мельница), РУ- 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ф. ПАО ВымпелКом	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS КТ 1/2 Зав.№ 48671306 Рег.№ 47560-11	
18	ТП-4 10 кВ, ШУ-0,4 кВ ООО Газпром трансгаз Самара, QF-1 от 1 СШ 0,4 кВ РУ-0,4 кВ	ТТК 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 76349-19	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.17 КТ 0,5S/1 Рег.№ 51593-18	
19	ПС 110 кВ Мелькомбинат, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 9	ТОЛ 10 150/5 КТ 0,5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ-06 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 3344-72	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1 Рег.№ 51593-18	

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 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ 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 ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	2	3	4
1-3,13,14,19	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,0 5,1
4-7,9,10,18	Активная Реактивная	0,9 2,3	2,9 5,0
8,15- 17	Активная Реактивная	1,1 2,2	2,1 5,0
11,12	Активная Реактивная	0,9 2,3	1,8 3,5
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5
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 $\cos \varphi = 0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 °С до +35°С			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	19
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 50 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, °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 _{инд.} до 1 _{смк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +60 от +5 до +35 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-4ТМ.05МД (рег.№ 51593-18) ПСЧ-4ТМ.05МК (рег.№ 46634-11) Меркурий 236 (рег.№ 47560-11) Меркурий 230 (рег.№ 23345-07) Меркурий 234 (рег.№ 75755-19) УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 165000 220000 150000 320000 45000 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут ПСЧ-4ТМ.05МД (рег.№ 51593-18) ПСЧ-4ТМ.05МК (рег.№ 46634-11) Меркурий 236 (рег.№ 47560-11) Меркурий 230 (рег.№ 23345-07) Меркурий 234 (рег.№ 75755-19) Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	114 113 113 85 123 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

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 сервере ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра 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	T-0,66	6
	ТЛМ-10	6
	ТТЕ	12
	ТТК	6
	ТОЛ 10	5
	ТЛК10	1
	ТТК	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	9
	НТМИ-6	2
Счетчик электрической энергии	Меркурий 236 ART-03 PQRS Рег.№ 47560-11	4
	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Рег.№ 23345-07	3
	Меркурий 236 ART-02 PQRS Рег.№ 47560-11	4
	Меркурий 234 ARTMX2-03 Рег.№ 75755-19	2
	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 Рег.№ 51593-18	3
	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Рег.№ 46634-11	2
	ПСЧ-4ТМ.05МД.17 Рег.№ 51593-18	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	-	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/268/23 с изменением №1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ» №2. МВИ 26.51/268.1/24, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

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 «АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7327050066
Юридический адрес: 432011, Ульяновская обл., г.о. город Ульяновск, г. Ульяновск,
пер. Мира 1-й, д. 2, эт./помещ. 6/1
Телефон 8- 8422-27-04-54.
E-mail: info@alliance-es.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7327050066
Адрес: 432011, Ульяновская обл., г.о. город Ульяновск, г. Ульяновск, пер. Мира 1-й,
д. 2, эт./помещ. 6/1

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1
Телефон: +7 (495) 647-88-18
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.