

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «01» марта 2021 г. №197

Лист № 1
Всего листов 16

Регистрационный № 80972-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей в границах Волгоградской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей в границах Волгоградской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ (ИК №№ 1-15, 22-29) состоит из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные 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 Волгоградского филиала ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (резервный) на базе программного обеспечения (ПО) «АльфаЦЕНТР», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (основной) на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия АЛЬФА 2», построенный на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSpere, 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).

АИИС КУЭ (ИК №№ 16-21) состоит из трёх уровней:

1-й уровень – ИИК, включающий в себя ТТ, ТН, счетчики, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – ИВКЭ, включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД), каналобразующую аппаратуру;

3-й уровень – ИВК, включающий в себя сервер баз данных (БД) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (основной) на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия АЛЬФА 2», построенный на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, сервер Волгоградского филиала ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (резервный) на базе программного обеспечения (ПО) «АльфаЦЕНТР», УССВ, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной

вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков (ИК №№ 1-15, 22-29) по каналу связи стандарта GSM поступает на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где осуществляется обработка, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации - не реже одного раза в сутки. В случае отказа сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» опрос производится через сервер Волгоградского филиала ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Цифровой сигнал с выходов счётчиков (ИК №№ 16 -21) при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется формирование и хранение информации.

Далее информация из УСПД по каналу связи стандарта GSM поступает на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где происходит оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации - не реже одного раза в сутки. В случае отказа сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» опрос производится через сервер Волгоградского филиала ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Обмен информацией об энергопотреблении, при основном и резервном каналах опроса между сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и сервером Волгоградского филиала ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», производится автоматически, путем межсерверного обмена.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) и розничного рынка электроэнергии и мощности, подписанных электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, осуществляется сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» по сети Internet через интернет-провайдера по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает обмен (сбор/передачу) данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ, а также прочих участников оптового и розничного рынков электроэнергии, включая инфраструктурные организации. Обмен происходит в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с погрешностью, не более указанной в таблице 5. СОЕВ включает в себя серверы точного времени Метроном-50М (основной и резервный), часы сервера Волгоградского филиала ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», УСПД и счётчиков. Серверы точного времени Метроном-50М осуществляют прием и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащен серверами точного времени Метроном-50М (основной и резервный). Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении

уставки коррекции времени (величины расхождения времени, корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер Волгоградского филиала ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» синхронизируется от серверов точного времени Метроном-50М (основной и резервный). Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени, корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый). При отказе сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», УСПД синхронизируется от сервера Волгоградского филиала ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 1-15, 22-29 и сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» осуществляется один раз в 30 минут. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый). При отказе сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сравниваются показания часов счетчика и сервера Волгоградского филиала ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с периодичностью один раз в 30 минут. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 16-21 и УСПД осуществляется один раз в 30 минут. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 2.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «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 (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 3 - 5.

Таблица 3 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		УСПД/ УССВ	
		ТТ	ТН	Счетчик	А		В
1	2	3		4		5	
1	ПС "Гидролизная" РУ-6 кВ ячейка 34	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		Метроном-50М, рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
2	ПС "Гидролизная" РУ-6 кВ ячейка 36	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2363-68,1276-59	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31424-07	СЕ 304 S32 402 JAEQ2HY					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5
3	ПС "Гидролизная" РУ-6 кВ ячейка 38	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	
				В	-	
				С	ТПЛМ-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66	
				В		
				С		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3				
4	ПС "Гидролизная" РУ-6 кВ ячейка 30	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/5 №47958-16	А	ТПЛ	
				В	-	
				С	ТПЛ	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66	
				В		
				С		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31424-07	CE 304 S32 402 JAEQ2HY				
5	ПС "Гидролизная" РУ-6 кВ ячейка 31	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №22192-01	А	ТПЛ-10-М	
				В	-	
				С	ТПЛ-10-М	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66	
				В		
				С		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31424-07	CE 304 S32 402 JAEQ2HY				
6	ПС "Гидролизная" РУ-6 кВ ячейка 33	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №22192-01	А	ТПЛ-10-М	
				В	-	
				С	ТПЛ-10-М	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66	
				В		
				С		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31424-07	CE 304 S32 402 JAEQ2HY				

Метроном-50М, рег. № 68916-17

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5
7	ПС "Гидролизная" РУ-6 кВ ячейка 35	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	
				B	-	
				C	ТПЛ-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66	
				B		
				C		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3				
8	ПС "Гидролизная" РУ-6 кВ ячейка 37	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №22192-01	A	ТПЛ-10-М	
				B	-	
				C	ТПЛ-10-М	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66	
				B		
				C		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3				
9	ПС 110 кВ ВгТЗ-1, ЗРУ-6 кВ, Ввод 2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =4000/5 №1423-60	A	ТПШЛ-10	
				B	ТПШЛ-10	
				C	ТПШЛ-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №16687-13	A	НАМИТ-10	
				B		
				C		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-3				
10	ПС 110 кВ ВгТЗ-1, ЗРУ-6 кВ, Ввод 1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =4000/5 №1423-60	A	ТПШЛ-10	
				B	ТПШЛ-10	
				C	ТПШЛ-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №159-49	A	НОМ-6	
				B	-	
				C	НОМ-6	
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-3				
11	ПС 110 кВ ВгТЗ-3, ЗРУ-6 кВ, яч.9	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =4000/5 №1423-60	A	ТПШЛ-10	
				B	-	
				C	ТПШЛ-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №16687-02	A	НАМИТ-10	
				B		
				C		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3				

Метроном-50М, рег. № 68916-17

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4	5
12	ПС 110кВ ВГТЗ-3, ЗРУ-6 кВ яч. 6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=4000/5 №1423-60	А	ТПШЛ-10
				В	-
				С	ТПШЛ-10
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10
				В	
				С	
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
13	ПС 110 кВ ВГТЗ-3, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №28139-12	А	ТТИ
				В	ТТИ
				С	ТТИ
		ТН		-	
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02L-B-4	
		14	ПС 110 кВ ВГТЗ-3, ЗРУ-6 кВ, яч.8	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №15128-03
В	-				
С	ТОЛ 10-1				
ТН	КТ=0,2 КТН=6000/100 №11094-87			А	НАМИ-10
				В	
				С	
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М			
15	ПС 110 ВГТЗ-3, ЗРУ-6 кВ, яч.34	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №15128-03	А	ТОЛ 10-1
				В	-
				С	ТОЛ 10-1
		ТН	КТ=0,2 КТН=6000/100 №11094-87	А	НАМИ-10
				В	
				С	
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М			

Метроном-50М, рег. № 68916-17

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5
16	ПС 110 кВ ТДН, РУ 6 кВ, яч.7, ф.7	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327, рег. № 41907-09/ Метроном-50М, рег. № 68916-17
				B	ТЛО-10	
				C	ТЛО-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 №46738-11	A	ЗНОЛ	
				B	ЗНОЛ	
				C	ЗНОЛ	
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB1-DW-4				
17	ПС 110 кВ ТДН, РУ 6 кВ, яч.3, ф.3	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/5 №25433-11	A	ТЛО-10	
				B	ТЛО-10	
				C	ТЛО-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 №46738-11	A	ЗНОЛ	
				B	ЗНОЛ	
				C	ЗНОЛ	
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB1-DW-4				
18	ПС 110 кВ ТДН, РУ 6 кВ, яч.57, ф.57	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/5 №25433-11	A	ТЛО-10	
				B	ТЛО-10	
				C	ТЛО-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 №46738-11	A	ЗНОЛ	
				B	ЗНОЛ	
				C	ЗНОЛ	
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB1-DW-4				
19	ПС 110 кВ ТДН, РУ 6 кВ, яч.34, ф.34	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №25433-11	A	ТЛО-10	
				B	ТЛО-10	
				C	ТЛО-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 №46738-11	A	ЗНОЛ	
				B	ЗНОЛ	
				C	ЗНОЛ	
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB1-DW-4				

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5
20	ПС 110 кВ ТДН, РУ 6 кВ, яч.56, ф.56	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327, рег. № 41907-09/ Метроном-50М, рег. № 68916-17
				B	ТЛО-10	
				C	ТЛО-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 №46738-11	A	ЗНОЛ	
				B	ЗНОЛ	
				C	ЗНОЛ	
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB1-DW-4				
21	ПС 110 кВ ТДН, РУ 6 кВ, яч.45, ф.49	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №25433-11	A	ТЛО-10	
				B	ТЛО-10	
				C	ТЛО-10	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 №46738-11	A	ЗНОЛ	
				B	ЗНОЛ	
				C	ЗНОЛ	
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB1-DW-4				
22	ПС "Углерод-1" 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ Ячейка 3 "Ввод-1"	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1500/5 №47958-16	A	ТПОЛ	Метроном-50М, рег. № 68916-17
				B	-	
				C	ТПОЛ	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №831-53	A	НТМИ-6	
				B		
				C		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3				
23	ПС "Углерод-1" 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ Ячейка 25 "Ввод-2"	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1500/5 №47958-16	A	ТПОЛ	
				B	-	
				C	ТПОЛ	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №831-53	A	НТМИ-6	
				B		
				C		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3				

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5
24	ПС "Углерод-1" 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ ТСН	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №52667-13	A	Т-0,66	
				B	-	
				C	Т-0,66	
		ТН		-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-4		
25	ПС "Углерод-2" 110/6 кВ Т-1 ЗРУ-6 кВ Ячейка 13 "Ввод-1"	ТТ	КТ=0,5 КТТ=2000/5 №64182-16	A	ТЛШ	
				B	-	
				C	ТЛШ	
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	A	НТМИ-6	
				B		
				C		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3		
26	ПС "Углерод-2" 110/6 кВ Т-1 ЗРУ-6 кВ Ячейка 14 "Ввод-2"	ТТ	КТ=0,5 КТТ=2000/5 №64182-16	A	ТЛШ	
				B	-	
				C	ТЛШ	
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	A	НТМИ-6	
				B		
				C		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3		
27	ПС "Углерод-2" 110/6 кВ Т-2 ЗРУ-6кВ Ячейка 35 "Ввод- 3"	ТТ	КТ=0,5 КТТ=2000/5 №64182-16	A	ТЛШ	
				B	-	
				C	ТЛШ	
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	A	НТМИ-6	
				B		
				C		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RL-B-3		

Метроном-50М, рег. № 68916-17

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5
28	ПС "Углерод-2" 110/6 кВ Т-2 ЗРУ-6 кВ Ячейка 36 "Ввод-4"	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =2000/5 №64182-16	A	ТЛШ	Метроном-50М, рег. № 68916-17
				B	-	
				C	ТЛШ	
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №831-53	A	НТМИ-6	
				B		
				C		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3				
29	ПС "Углерод-2" 110/6 кВ Т-2 ЗРУ-6 кВ ТСН	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №22656-07	A	Т-0,66	
				B	-	
				C	Т-0,66	
		ТН	-			
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-4		

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 4 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 4 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1, 3, 7 – 12, 22, 23, 25, 26, 28	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
2, 5, 6	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
4, 16 – 21	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
13	Активная	0,8	5,3
	Реактивная	1,9	2,6
14, 15	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
24, 29	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	3,4
27	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном} \cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.			

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для Метроном-50М</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от -40 до +35 от -40 до +60 от -20 до +50 от +15 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800, СЕ 304: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>120000 72 140000 72 50000 72 35000 24 0,99 1</p>

Продолжение таблицы 5

1	2
<p>Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p>	45
<p>ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее</p>	45
<p>ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	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 счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции 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 30 мин (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 6.

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	18 шт.
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	10 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	5 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	3 шт.
Трансформаторы тока	ТТИ	3 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ	4 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛШ	8 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	3 шт.
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ	15 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	6 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 304 S32 402 JAЕQ2НУ	4 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	17 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Методика поверки	МП-312235-123-2020	1 экз.
Формуляр	13526821.4611.160.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей в границах Волгоградской области».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей в границах Волгоградской области

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

