

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УАЗ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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, 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), 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS-приемник) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), АРМ энергосбытовой организации – субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД. На УСПД осуществляется формирование и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. От УСПД полученные данные по каналам связи стандарта GSM передаются на сервер, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера информация в виде xml-файлов формата 80020 передается на АРМ энергосбытовой организации по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ энергосбытовой организации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» – Ульяновское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется посредством отправки по протоколу SMTP по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов 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 электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера и GPS-приемник.

Сравнение часов УСПД с GPS-приемником осуществляется 1 раз в секунду, пределы допускаемой погрешности синхронизации часов УСПД не более  $\pm 0,1$  с.

Сравнение показаний часов сервера с часами УСПД осуществляется 1 раз в час, корректировка часов сервера производится при расхождении с часами УСПД на величину более  $\pm 2$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется один раз в 30 мин, корректировка часов счетчиков производится при расхождении с часами УСПД на величину более  $\pm 2$  с, но не чаще одного раза в сутки.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера» версии не ниже 6.4. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.4
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- триче- ской энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы до- пускаемой основной от- носительной погрешности, (±δ) %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Ульяновская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ №1, 1РСШ, яч.2, КЛ 6кВ 12 Л	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	SU-PERMICRO MBD-X7DB8-0	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
2	Ульяновская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ №1, 1РСШ, яч.8, КЛ 6кВ 13 Л	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
3	Ульяновская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ №1, 2 РСШ, яч.12, КЛ 6кВ 23 Л	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Актив- ная	1,3	3,3		
					Реак- тивная	2,5	5,2		
4	Ульяновская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ №1, 2 РСШ, яч.14, КЛ 6кВ 24 Л	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Актив- ная	1,3	3,3		
					Реак- тивная	2,5	5,2		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Ульяновская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ №1, 2 РСШ, яч.16, КЛ 6кВ 25Л	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	SU- PERMICRO MBD- X7DB8-0	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
6	Ульяновская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ №1, 2 РСШ, яч.18, КЛ 6кВ 26 Л	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
7	Ульяновская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ №1, 2 РСШ, яч.22, КЛ 6кВ 27 Л	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
8	Ульяновская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ №1, 3 РСШ, яч.24, КЛ 6кВ 32 Л	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
9	Ульяновская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ №1, яч.34, КЛ 6кВ 36/1 Л	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
10	Ульяновская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ №1, 4 РСШ, яч.42, КЛ 6кВ 45 Л	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Актив- ная	1,3	3,3		
					Реак- тивная	2,5	5,2		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	Ульяновская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ №1, 4 РСШ, яч.44, КЛ 6кВ 46 Л	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	SU- PERMICRO MBD- X7DB8-0	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
12	Ульяновская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ №2, яч.46, КЛ 6кВ 53 Л	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
13	Ульяновская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ №2, яч.48, КЛ 6кВ 57 Л	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
14	Ульяновская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ №2, яч.55, КЛ 6кВ 58 Л	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Актив- ная	1,3	3,3		
					Реак- тивная	2,5	5,2		
15	Ульяновская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ №2, яч.60, КЛ 6кВ 63 Л	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Актив- ная	1,3	3,3		
					Реак- тивная	2,5	5,2		
16	Ульяновская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ №2, яч.65, КЛ 6кВ 66 Л	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Актив- ная	1,3	3,3		
					Реак- тивная	2,5	5,2		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
17	Ульяновская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ №2, яч.66, КЛ 6кВ 67 Л	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	SU- PERMICRO MBD- X7DB8-0	Актив- ная	1,3	3,3		
								Реак- тивная	2,5	5,2	
18	Ульяновская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ №2, яч.67, КЛ 6кВ 68 Л	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Актив- ная	1,3	3,3
									Реак- тивная	2,5	5,2
19	ГПП 110кВ УАЗ, ОРУ-110 кВ, Ввод-Т1 110 кВ	ТФЗМ-110Б Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2		
20	ГПП 110кВ УАЗ, ОРУ-110 кВ, Ввод-Т2 110 кВ	ТФЗМ-110Б Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,3		
							Реак- тивная	2,5	5,2		
21	КП-16 6кВ, РУ-6 кВ, яч.8	ТПЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 44701- 10 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,3		
							Реак- тивная	2,5	6,4		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
22	КП-16 6кВ, РУ-6 кВ, яч.29	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 42683-09 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	SU- PERMICRO MBD- X7DB8-0	Актив- ная	1,3	3,3		
								Реак- тивная	2,5	5,6	
23	КП-15 6кВ, РУ-6 кВ, яч.2	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6У3 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17					Актив- ная	1,3	3,3
									Реак- тивная	2,5	5,6
24	КП-15 6кВ, РУ-6 кВ, яч.14	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6У3 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17					Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6		
25	КП-8, РУ-6 кВ, яч. 14	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,3		
							Реак- тивная	2,5	5,6		
26	КП-18 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 1	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,3		
							Реак- тивная	2,5	5,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
27	КП-18 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 16	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	SU- PERMICRO MBD- X7DB8-0	Актив- ная	1,3	3,3		
								Реак- тивная	2,5	5,6	
28	КТП-181 6кВ, РУ-0,4 кВ, яч.3	Т-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,5	
29	КТП-181 6кВ, РУ-0,4 кВ, яч.8	Т-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					Актив- ная	1,0	3,3
						Реак- тивная	2,1	5,5			
30	ТП-45 6кВ, РУ-0,4, ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,3		
						Реак- тивная	2,1	5,5			
31	ГПП 6кВ, РУ-6 кВ, яч.9	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,3		
						Реак- тивная	2,5	5,6			



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
32	ГПП 6кВ, РУ-6 кВ, яч.12	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	SU- PERMICRO MBD- X7DB8-0	Актив- ная  Реак- тивная	1,3  2,5	3,3  5,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±5 с.									

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 21, 30 указана для тока 2 % от  $I_{ном}$ , для остальных ИК – для тока 5 % от  $I_{ном}$ ;  $\cos \varphi = 0,8_{инд}$ .
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД на аналогичное утвержденного типа, а также замена GPS-приемника и сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	32
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>для ИК №№ 21, 30</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности <math>\cos\phi</math></p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>для ИК №№ 21, 30</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности <math>\cos\phi</math></p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +5 до +30</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСПД:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>90000</p> <p>2</p> <p>220000</p> <p>2</p> <p>75000</p> <p>2</p> <p>113060</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для УСПД:</p> <p>суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для сервера:</p> <p>хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>10</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

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 счетчиков:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчиках.
- журнал УСПД:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчиках и УСПД;  
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

УСПД (функция автоматизирована);

ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

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

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки 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.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	26
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	14
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛК-10	2
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-1	8
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66	6
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	5
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	8
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83У1	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06-6У3	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	19
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	13
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Сервер	SUPERMICRO MBD-X7DB8-0	1
Методика поверки	МП ЭПР-121-2018	1
Паспорт-формуляр	11.2018.УАЗ-АУ.ФО	1

### Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-121-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УАЗ». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 07.12.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- термометр стеклянный жидкостный вибростойкий авиационный ТП-6 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 257-49);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «УАЗ», свидетельство об аттестации № 139/RA.RU.312078/2018.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УАЗ»**

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

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

**Изготовитель**

Акционерное общество «Энергосбытовая компания РусГидро» (АО «ЭСК РусГидро»)

ИНН 7804403972

Адрес: 117393, г. Москва, ул. Архитектора Власова, д. 51

Телефон: (495) 983-33-28

Факс: (495) 984-63-80

Web-сайт: [www.esc.rushydro.ru](http://www.esc.rushydro.ru)

E-mail: [info@esc.rushydro.ru](mailto:info@esc.rushydro.ru)

**Испытательный центр**

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

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: [energopromresurs2016@gmail.com](mailto:energopromresurs2016@gmail.com)

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.