

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «29» августа 2024 г. № 2054

Регистрационный № 93068-24

Лист № 1  
Всего листов 14

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

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

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УАЗ» третья очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, 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), 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) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя, сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ), АРМ энергосбытовой организации, 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 через преобразователи интерфейса по проводным линиям связи поступает на УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на сервер, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На сервере осуществляется 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 установленных форматов передается на АРМ энергосбытовой организации.

Передача информации от АРМ энергосбытовой организации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с использованием электронной подписи субъекта оптового рынка электроэнергии (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 установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и часы УСПД. Встроенный в УСПД приемник сигналов точного времени обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение показаний часов УСПД с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU) осуществляется непрерывно. Корректировка часов УСПД производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов сервера с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с часами УСПД более  $\pm 2$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами УСПД более  $\pm 3$  с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «УАЗ» третья очередь наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 002 указывается в формуляре.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПК «Энергосфера» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976E08A2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	КП-16 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 5	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 Фаза: А	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. № 17049-14	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,3	3,3
		ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: С					Реактив- ная	2,5	5,6
2	КП-16 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 6	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5 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
							Реактив- ная	2,5	5,6
3	КП-16 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 7	ТВК-10 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 8913-82 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	КП-16 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 14	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 69606-17 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. № 17049-14	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
5	КП-16 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 25	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 22192-07 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
							Реактив- ная	2,5	5,6
6	КП-16 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 26	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фаза: А  ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 Фаза: 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
							Реактив- ная	2,5	5,6
7	КП-16 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 31	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	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
8	КП-16 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 32	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 9143-83 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		
					Реактив- ная	2,5	5,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
9	КП-8 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 9	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 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. № 17049-14	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,3	3,3		
									Реактив- ная	2,5	5,6
10	КП-6 6 кВ, РУ- 6 кВ, яч. 15	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Актив- ная	1,3	3,3
									Реактив- ная	2,5	5,2
11	КП-18 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 17	ТОЛ-СТ-10 Кл. т. 0,5S 50/5 Рег. № 73872-19 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
									Реактив- ная	2,5	5,6
12	КТП-181 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф. 5 Ликанин	—	—	ПСЧ-4ТМ.06.64 Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 84929-22					Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	1,0	3,5		
13	КТП-181 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф. 10 Ул. Автодор	—	—	ПСЧ-4ТМ.06.64 Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 84929-22			Актив- ная	1,0	3,2		
							Реактив- ная	1,0	3,5		
14	КТП-181 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф. 4 УЗМК	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,3		
							Реактив- ная	2,1	5,5		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	КТП-181 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф. 5 Серебряков	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
16	КТП-181 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф. 10 Наставники Лайф	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.21 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,0	5,9
17	КТП-181 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф. 10 Рыбаков	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.21 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 51593-18			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,0	5,9
18	КТП-181 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф. 6 Автоальянс	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 75/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	0,9	2,9
							Реактив- ная	1,9	4,6
19	КТП-180 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф. 5 Миронов	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 200/5 Рег. № 58386-20 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,3
							Реактив- ная	2,1	5,5
20	КТП-180 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф. 6 Федотова	ТТИ-А Кл. т. 0,5S 200/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,3
							Реактив- ная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	КТП-180 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф. 7 Жилина	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 150/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,3
							Реактив- ная	2,1	5,5
22	КТП-141 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф. 3	ТТИ-40 Кл. т. 0,5 500/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	0,9	2,9
							Реактив- ная	1,9	4,6
23	КТП-141 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф. 4	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 75/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	0,9	2,9
							Реактив- ная	1,9	4,6
24	КТП-91/2 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф. 3	ТТЕ-40 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
25	ТП-45 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф. 14	ТТЕ-А Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
26	КТП-15 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ООО «Терминал»	ТТЕ-30 Кл. т. 0,5 250/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
27	КТП-15 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Зверева	ТТН-Ш Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 75345-19 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
28	КТП-132 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф. 2	ТТИ-60 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
29	КП-12 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 0	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
30	РП-1 0,4 кВ, ЩУ-4 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Бокарев	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 5, 11, 14, 18 – 21, 23 для силы тока 2 % от  $I_{ном}$ , для остальных ИК – для силы 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 сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический 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	30
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>сила тока, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>для ИК №№ 5, 11, 14, 18 – 21, 23</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности <math>\cos \varphi</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>сила тока, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>для ИК №№ 5, 11, 14, 18 – 21, 23</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности <math>\cos \varphi</math></p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения ТТ, 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 типов СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.06, Меркурий 234:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МД:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</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>220000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
среднее время восстановления работоспособности, ч	24
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	113060
среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.06, ПСЧ-4ТМ.05МД: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	40
для счетчиков типа Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	170
при отключении питания, лет, не менее	5
для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	10
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени.
- журнал УСПД:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени.
- журнал сервера:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени;  
пропадание и восстановление связи с УСПД и 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);  
сервере (функция автоматизирована).

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

Цикличность:  
измерений 30 мин (функция автоматизирована);  
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	8
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТВК-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТЛК-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СТ-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66	6
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	12
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-40	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-60	3
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ-А	3
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ-30	3
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ-40	3
Трансформаторы тока	ТТН-Ш	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	23
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.06	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД	2
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	2
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Сервер	HP DL380 Gen10	1
Формуляр	УАЗ.732707.002.ФО	1
Методика поверки	—	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «УАЗ» третья очередь, аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

**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 «Ульяновский автомобильный завод» (ООО «УАЗ»)

ИНН 7327077188

Юридический адрес: 432034, Ульяновская обл., г. Ульяновск, Московское ш., д. 92

Телефон: (8422) 40-91-09

Web-сайт: www.uaz.ru

E-mail: post@uaz.ru

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Ульяновский автомобильный завод» (ООО «УАЗ»)

ИНН 7327077188

Адрес: 432034, Ульяновская обл., г. Ульяновск, Московское ш., д. 92

Телефон: (8422) 40-91-09

Web-сайт: www.uaz.ru

E-mail: post@uaz.ru

**Испытательный центр**

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

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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

