

Приложение  
к приказу Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «02 октября» 2020 г. № 1624

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» Оренбургский Гелиевый завод

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» Оренбургский Гелиевый завод (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

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

Измерительные каналы состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

2-й уровень – информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ) на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации системного времени (УССВ) и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) - центр сбора и обработки информации ООО «Газпром энерго» (ЦСОИ), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения и работающего под управлением программного обеспечения (ПО) из состава ИВК «АльфаЦЕНТР», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – Рег. №) 44595-10. ЦСОИ включает в себя каналообразующую аппаратуру, серверы баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АРМ АО «Газпром энергосбыт».

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. Измерительная информация на выходе счетчиков без учета коэффициентов трансформации:

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает в преобразователь интерфейсов RS-485/Ethernet, и далее через линию Ethernet на

УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и передача полученных данных спутниковому каналу связи на сервер ООО «Газпром энерго», а также отображение информации на подключенных к УСПД автоматических рабочих местах.

В случае сбоя работы основного канала связи сервер ООО «Газпром энерго» производит опрос УСПД по резервным ГЧ и GSM каналам.

На верхнем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, её формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в ПАК АО «АТС», в АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется с сервера 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, с возможностью использования электронно-цифровой подписи через автоматизированные рабочие места АО «Газпром энергосбыт» и ООО «Газпром энерго».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УССВ на основе ГЛОНАСС/GPS-приемника точного времени типа УСВ-3, часы ЦСОИ, УСПД и счетчиков. ЦСОИ получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени утвержденного типа. Синхронизация часов ЦСОИ с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на  $\pm 1$  с. Время УСПД синхронизировано со временем УССВ, сличение 1 раз в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний УССВ и УСПД на  $\pm 1$  с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов УСПД осуществляется во время сеанса связи, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов УСПД  $\pm 1$  с. При нарушении в приеме сигналов точного времени УСПД, коррекцию времени в ИВКЭ и (или) счетчиках может производить уровень ИВК (ЦСОИ).

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

### Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦентр»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

### Метрологические и технические характеристики

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

### Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ		ТН		Счетчик	УСПД/ УССВ/ Сервер
1		2		3		4	5
1	ГПП-1 ВЛ-110 кВ Гелий 1-1Т	A	ТБМО-110 УХЛ1-1 300/1 Кл.т 0,2S Пер. № 50541-15 Пер. № 23256-02 Пер. № 23256-02	A	НАМИ-110 УХЛ1 <sup>(1)</sup> 110000:√3/ 100:√3 Кл.т 0,2 Пер. № 24218-13 Пер. № 24218-03 Пер. № 24218-03	Меркурий 234 ARTM2-00 P.B.R Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 48266-11	
		B		B			
		C		C			
2	ГПП-1, ЗРУ-1 6 кВ яч. 9 «Ввод 1-1Т» сек. I	A	ТЛШ-10-1 3000/5 Кл.т 0,2S Пер. № 11077-03	A	НТМИ-6-66 <sup>(2)</sup> 6000/100 Кл.т 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17	
		B		B			
		C		C			
3	ГПП-1, ЗРУ-1 6 кВ яч. 6 «Ввод 2-1Т» сек. II	A	ТЛШ-10-1 3000/5 Кл.т 0,2S Пер. № 11077-03	A	НТМИ-6-66 <sup>(3)</sup> 6000/100 Кл.т 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17	RTU-325 Пер. № 37288-08
		B		B			
		C		C			
4	ГПП-1, ЗРУ-2 6 кВ яч. К3 «Ввод 3-1Т» сек. V	A	ТПШЛ-10 5000/5 Кл.т 0,5 Пер. № 1423-60	A	НТМИ-6-66 <sup>(4)</sup> 6000/100 Кл.т 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17	УСВ-3 Пер. № 64242-16
		C		C			
5	ГПП-1, ЗРУ-3 6 кВ яч. К11 «Ввод 4-1Т» сек. VII	A	ТПШЛ-10 5000/5 Кл.т 0,5 Пер. № 1423-60	A	НТМИ-6-66 <sup>(5)</sup> 6000/100 Кл.т 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17	ЦСОИ
		C		C			
6	ГПП-1 ВЛ-110 кВ Гелий 1-2Т	A	ТБМО-110 УХЛ1-1 300/1 Кл.т 0,2S Пер. № 23256-11	A	НАМИ-110 УХЛ1 <sup>(6)</sup> 110000:√3/ 100:√3 Кл.т 0,2 Пер. № 24218-03	Меркурий 234 ARTM2-00 P.B.R Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 48266-11	
		B		B			
		C		C			
7	ГПП-1, ЗРУ-1 6 кВ яч. 39 «Ввод 1-2Т» сек. III	A	ТЛШ-10-1 3000/5 Кл.т 0,2S Пер. № 11077-03	A	НТМИ-6-66 <sup>(7)</sup> 6000/100 Кл.т 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17	
		B		B			
		C		C			

Продолжение таблицы 2

1		2		3		4		5	
8	ГПП-1, ЗРУ-1 6 кВ яч. 38 «Ввод 2-2Т» сек. IV	A	ТЛШ-10-1 3000/5 Кл.т 0,2S Пер. № 11077-03	A B C	НТМИ-6-66 <sup>(8)</sup> 6000/100 Кл.т 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17			
		B							
		C							
9	ГПП-1, ЗРУ-2 6 кВ яч. К8 «Ввод 3-2Т» сек. VI	A	ТПШЛ-10 5000/5 Кл.т 0,5 Пер. № 1423-60	A B C	НТМИ-6-66 <sup>(9)</sup> 6000/100 Кл.т 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17			
		C							
10	ГПП-1, ЗРУ-3 6 кВ яч. К6 «Ввод 4-2Т» сек. VIII	A	ТПШЛ-10 5000/5 Кл.т 0,5 Пер. № 1423-60	A B C	НТМИ-6-66 <sup>(10)</sup> 6000/100 Кл.т 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17			
		C							
11	ГПП-2 ВЛ-110 кВ Гелий 2-1-1Т	A	TG-145 600/5 Кл.т 0,2 Пер. № 15651-96	A B C	СРВ 123 <sup>(11)</sup> 110000:√3/ 100:√3 Кл.т 0,5 Пер. № 15853-96	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 48266-11			
		B							
		C							
12	ГПП-2, ЗРУ-1 6 кВ яч. 58 «Ввод 3-1Т» сек. I	A	ТЛШ-10-1 3000/5 Кл.т 0,5 Пер. № 11077-03	A B C	НАМИТ-10-2 УХЛ2 <sup>(12)</sup> 6000/100 Кл.т 0,5 Пер. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17			RTU-325 Пер. № 37288-08  УСВ-3 Пер. № 64242-16
		B							
		C							
13	ГПП-2, ЗРУ-2 6 кВ яч. 72 «Ввод 4-1Т» сек. I	A	ТЛШ-10-1 3000/5 Кл.т 0,5 Пер. № 11077-03	A B C	ЗНОЛ.06-6У3 <sup>(13)</sup> 6000:√3/ 100:√3 Кл.т 0,5 Пер. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17			ЦСОИ
		B							
		C							
14	ГПП-2, ЗРУ-10 кВ яч. 50 «Ввод 5-1Т» сек. I	A	ARO1a/N2 3000/5 Кл.т 0,5 Пер. № 50463-12	A B C	VRQ 3n/S2 <sup>(14)</sup> 10000:√3/ 100:√3 Кл.т 0,5 Пер. № 50606-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17			
		B							
		C							
15	ГПП-2 ВЛ-110 кВ Гелий 2-2-2Т	A	TG-145 600/5 Кл.т 0,2 Пер. № 15651-96	A B C	СРВ 123-550 <sup>(15)</sup> 110000:√3/ 100:√3 Кл.т 0,5 Пер. № 15853-96	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 48266-11			
		B							
		C							
16	ГПП-2, ЗРУ-1 6 кВ яч. 13 «Ввод 3-2Т» сек. II	A	ТЛШ-10-1 3000/5 Кл.т 0,5 Пер. № 11077-03	A B C	НАМИТ-10-2 <sup>(16)</sup> 6000/100 Кл.т 0,5 Пер. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17			
		B							
		C							

Продолжение таблицы 2

1		2		3		4		5	
17	ГПП-2, ЗРУ-2 6 кВ яч. 65 «Ввод 4-2Т» сек. II	A	ТЛШ-10-1 3000/5 Кл.т 0,5 Пер. № 11077-03	A	ЗНОЛ.06-6УЗ <sup>(17)</sup> 6000:√3/ 100:√3 Кл.т 0,5 Пер. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17			
		B		B					
		C		C					
18	ГПП-2, ЗРУ-10 кВ яч. 8 «Ввод 5-2Т» сек. II	A	ARO1a/N2 3000/5 Кл.т 0,5 Пер. № 50463-12	A	VRQ 3n/S2 <sup>(18)</sup> 10000:√3/ 100:√3 Кл.т 0,5 Пер. № 50606-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17			
		B		B					
		C		C					
19	ГПП-2 ВЛ-110 кВ Гелий 2-3Т	A	TG-145 600/5 Кл.т 0,2 Пер. № 15651-96	A	СРВ 123-550 <sup>(19)</sup> 110000:√3/ 100:√3 Кл.т 0,5 Пер. № 15853-96	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 48266-11		RTU-325 Пер. № 37288-08	
		B		B					
		C		C					
20	ГПП-2, ЗРУ-1 6 кВ яч. 22 «Ввод 3-3Т» сек. III	A	ТЛШ-10-1 3000/5 Кл.т 0,5 Пер. № 11077-03	A	НАМИТ-10-2 <sup>(20)</sup> 6000/100 Кл.т 0,5 Пер. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17		УСВ-3 Пер. № 64242-16	ЦСОИ
		B		B					
		C		C					
21	ГПП-2, ЗРУ-2 6 кВ яч. 97 «Ввод 4-3Т» сек. III	A	ТЛШ-10-1 3000/5 Кл.т 0,5 Пер. № 11077-03	A	ЗНОЛ.06-6УЗ <sup>(21)</sup> 6000:√3/ 100:√3 Кл.т 0,5 Пер. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17			
		B		B					
		C		C					
22	ГПП-2, ЗРУ-10 кВ яч. 20 «Ввод 5-3Т» сек. III	A	ARO1a/N2 3000/5 Кл.т 0,5 Пер. № 50463-12	A	VRQ 3n/S2 <sup>(22)</sup> 10000:√3/ 100:√3 Кл.т 0,5 Пер. № 50606-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17			
		B		B					
		C		C					

Примечания:

- 1 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение, указанных в таблице 2, метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 3 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.
- 4 <sup>(1)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 1.

Продолжение таблицы 2

- |    |  |
|----|--|
| 5  | <sup>(2)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 2.   |
| 6  | <sup>(3)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 3.   |
| 7  | <sup>(4)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 4.   |
| 8  | <sup>(5)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 5.   |
| 9  | <sup>(6)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 6.   |
| 10 | <sup>(7)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 7.   |
| 11 | <sup>(8)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 8.   |
| 12 | <sup>(9)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 9.   |
| 13 | <sup>(10)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 10. |
| 14 | <sup>(11)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 11. |
| 15 | <sup>(12)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 12. |
| 16 | <sup>(13)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 13. |
| 17 | <sup>(14)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 14. |
| 18 | <sup>(15)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 15. |
| 19 | <sup>(16)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 16. |
| 20 | <sup>(17)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 17. |
| 21 | <sup>(18)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 18. |
| 22 | <sup>(19)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 19. |
| 23 | <sup>(20)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 20. |
| 24 | <sup>(21)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 21. |
| 25 | <sup>(22)</sup> – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 22. |

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ( $\pm\delta$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ), %
1	2	3	4
1, 6	Активная	0,7	1,7
	Реактивная	1,7	3,3
2, 3, 7, 8	Активная	0,9	1,8
	Реактивная	2,1	3,4
11, 15, 19	Активная	0,7	1,8
	Реактивная	1,7	3,3
4, 5, 9, 10, 12-14, 16-18, 20-22	Активная	1,1	3,1
	Реактивная	2,9	5,1

Примечания:  
1 Характеристик погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая)  
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности  $P = 0,95$ .

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	22
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения ИВКЭ, °C температура окружающей среды в месте расположения ИВК, °C	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub> от -45 до +40 от -20 до +40 от -1 до +40 от +10 до +30

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более для RTU-325: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более для УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более для сервера: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 2 100000 2 45000 2 50000 1
Глубина хранения информации: счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД RTU-325: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 45 5 3,5

Надежность системных решений обеспечивается:

- резервированием питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервированием каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1	6
Трансформатор тока	TG-145	9
Трансформатор тока	ТЛШ-10-1	30
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	6
Трансформатор тока измерительный	ARO1a/N2	9
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	СРВ 123	9
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	8
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	3
Трансформатор напряжения	VRQ 3n/S2	9
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	17
Счетчик электрической энергии статический трехфазный	Меркурий 234	5
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1
Устройства синхронизации системного времени	УСВ-3	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
ИВК	ЦСОИ ООО «Газпром энерго»	1
ПО	АльфаЦентр	1
Паспорт-формуляр	87570424.425210.080.ФО	1
Методика поверки	МП КЦСМ-168-2019	1

### Поверка

осуществляется по документу МП КЦСМ-168-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» Оренбургский Гелиевый завод. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» 10.10.2019 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения  $6\sqrt{3}\dots 35$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения  $35\dots 330/\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя» и/или по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик Меркурий 234 – по документу «Счетчики электрической энергии статические трехфазные «Меркурий 234». Руководство по эксплуатации. Методика поверки АВЛГ.411152.033 РЭ1», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28.08.2017 г.;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М». Руководство по

эксплуатации», Часть 2 «Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03.04.2017 г.;

– УСПД RTU-325L – по документу: ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;

– УСВ-3 – по документу РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» в 23.03.2016 г.;

– радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Пер. № 27008-04).

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 «Газпром энерго» Оренбургский Гелиевый завод, аттестованном ФБУ «Курский ЦСМ», аттестат аккредитации № RA.RU.312287.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

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**

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» Инженерно-технический центр (ООО «Газпром энерго» Инженерно-технический центр)  
ИНН 7736186950

Адрес: 460000, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: [info@of.energo.gazprom.ru](mailto:info@of.energo.gazprom.ru)

### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)

Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Телефон: +7 (4712) 53-67-74

E-mail: [kcsms@sovtest.ru](mailto:kcsms@sovtest.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311913 от 24.10.2016 г.