

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» ноября 2023 г. № 2303

Регистрационный № 90393-23

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Группа Черкизово» по предприятиям АО «КЦ» (Брянск), ООО «ЧЕРКИЗОВО-СВИНОВОДСТВО» (Пенза)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Группа Черкизово» по предприятиям АО «КЦ» (Брянск), ООО «ЧЕРКИЗОВО-СВИНОВОДСТВО» (Пенза) (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 двухуровневую 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 (ИВК), включающий в себя сервер на базе закрытой облачной системы VMware (сервер), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), 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 сервер, где 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 поступает на АРМ по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью 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 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 УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется один раз в час. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и 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 ПАО «Группа Черкизово» по предприятиям АО «КЦ» (Брянск), ООО «ЧЕРКИЗОВО-СВИНОВОДСТВО» (Пенза) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 002 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». ПО «Пирамида 2.0» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2.0». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2.0» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2.0» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	Binary Pack Controls.dll	Check Data Integrity.dll	ComI ECFunc-tions.dll	ComMod-busFunc-tions.dll	Com StdFunc-tions.dll	DateTime-Pro-cessing.dll	Safe Values DataUp-date.dll	Simple Verify Data Status-es.dll	Summary Check CRC.dll	Values DataProc-essing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.3.1									
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
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

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ЗТП-81/2х400П 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 84823-22	VMware	Активная	1,0	3,3
				Реактивная			2,1	5,5	
2	ЗТП-81/2х400П 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТН60 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Активная	1,0	3,3
				Реактивная			2,1	5,5	
3	ЗТП-78/400П 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-40 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
4	ЗТП-77/400П 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
5	ЗТП-79/400П 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 84823- 22	VMware	Активная	1,0	3,3		
								Реактивная	2,1	5,5	
6	КТП-1П 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, ввод №2	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07					Активная	1,3	3,3
									Реактивная	2,5	5,6
7	КТП-4П 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, ввод №2	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1261-08 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Активная	1,3	3,3		
							Реактивная	2,5	5,6		
8	КТП-4П 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, ввод №1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1261-08 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: В; С	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Активная	1,3	3,3		
							Реактивная	2,5	5,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ВЛ-10 кВ ф.1011, оп. №43, отпайка в сторону КТП-144П/400 10/0,4 кВ, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 30/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6
10	ВЛ-10 кВ ф. 1022 ПС Почепская 110/35/10 кВ, оп. №85, отпайка в сторону ЗТП-79/400П 10/0,4 кВ, ПКУ 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 30/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6
11	ВРУ-0,4 кВ КНС №2 МКП «Речица», ввод КВЛ-0,4 кВ от ЗТП-79/400П 10/0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.24.01 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 84823-22	VMware	Активная Реактивная	1,0 2,0	3,2 5,9
12	ПС 110/35/10 кВ Почепская, КРУН-10 кВ, 1 с. ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 1029	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активная Реактивная	0,9 1,6	1,6 2,6
13	ПС 110/35/10 кВ Почепская, КРУН-10 кВ, 2 с. ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 1009	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активная Реактивная	0,9 1,6	1,6 2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	ПС 110/35/10 кВ Почепская, КРУН-10 кВ, 1 с. ш. 10 кВ, яч. 33, ВЛ-10 кВ ф. 1016	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная Реактивная	1,0 1,8	2,2 4,0
15	ПС 110/35/10 кВ Почепская, КРУН-10 кВ, 2 с. ш. 10 кВ, яч. 30, ВЛ-10 кВ ф. 1030	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная Реактивная	1,0 1,8	2,2 4,0
16	КТП-2307 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 84823- 22	VMware	Активная Реактивная	1,0 2,1	3,3 5,5
17	КТП-2269 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН60 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная Реактивная	1,0 2,1	3,3 5,5
18	КТП-2275 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН60 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная Реактивная	1,0 2,1	3,3 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	КТП-2279 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 58385-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Активная	1,0	3,3
				Реактивная			2,1	5,5	
20	КТП-2271 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,0	3,3
				Реактивная			2,1	5,5	
21	КТП-2280 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН60 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Активная	1,0	3,3
				Реактивная			2,1	5,5	
22	КТП-2270 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22	VMware	Активная	1,0	3,3
		ТТИ-100 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 28139-12 Фазы: С					Реактивная	2,1	5,5
23	КТП-2295 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН60 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Активная	1,0	3,3
				Реактивная			2,1	5,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	КТП-2349 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН85 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11			Активная Реактивная	1,0 2,1	3,2 5,5
25	ВРУ-0,4 кВ ГКУ БО БЕЗОПАСНЫЙ РЕГИОН, СПШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 ART-02 PR Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19			Активная Реактивная	1,0 2,0	3,2 5,9
26	КВЛ 6 кВ ф. 624, оп. № 2, ПКУ-1 6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6
27	КВЛ 6 кВ ф. 632, Оп. № 2, ПКУ-2 6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 84823-	VMware	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,6
28	ТП-100П 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 58385-14 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	22		Активная Реактивная	1,0 2,1	3,3 5,5
29	ТП-101 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 3422-04 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная Реактивная	1,0 2,1	3,3 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30	ТП-101 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 3422-04 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
31	ТП-82 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 3422-04 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
32	ТП-82 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
33	ТП-244 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 3422-06 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823- 22	VMware	Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
34	ТП-244 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 3422-06 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
35	ТП-245 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 3422-04 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
36	ТП-245 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 3422-04 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
37	ТП-266 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ Очистные соору- жения	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
38	ВРУ-0,4 кВ Ангар, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 84823- 22	VMware	Активная	1,0	3,2
39	ВРУ-0,4 кВ Контора, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 46634-11			Реактивная	2,0	5,9
							Активная	1,0	3,2
40	ТП-239 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ № 1	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Реактивная	2,0	5,9
					Активная	1,0	3,3		
							Реактивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
41	ТП-240 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ № 1	ТТИ-А Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная	1,0	3,3
		Реактивная					2,1	5,5	
42	ТП-240 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ № 2	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
43	ТП-278 10 кВ, РУ-0,4 кВ, АВ № 1, КЛ-0,4 кВ № 1	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
44	ТП-265 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ № 3	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 84823- 22	VMware	Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
45	ТП-265 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ № 1	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
46	ТП-101 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ № 1	ТОП-Э Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 66594-17 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
47	ТП-241 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ № 1	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,5
48	ПС 110 кВ Прогресс, КРУН-10 кВ, 1 с. ш. 10 кВ, яч. 8, ВЛ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активная	1,0	2,9
							Реактивная	2,0	4,6
49	ПС 110 кВ Прогресс, КРУН-10 кВ, 2 с. ш. 10 кВ, яч. 14, ВЛ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 35956-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823- 22	VMware	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
50	КТП-216 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ООО СК СМУ-1	ТТЕ-30 Кл.т. 0,5S 250/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ART2-03 DPR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	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 №№ 6-9, 11, 24, 25, 38, 39, 48, 49 для силы тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 2 % 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 УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена 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	50
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>сила тока, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 6-9, 11, 24, 25, 38, 39, 48, 49</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 1 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 $U_{ном}$</p> <p>сила тока, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 6-9, 11, 24, 25, 38, 39, 48, 49</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -30 до +40</p> <p>от +10 до +35</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05М и СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МК и СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа Меркурий 234:</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 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ:</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>140000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>320000</p> <p>2</p> <p>220000</p> <p>2</p> <p>180000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-4ТМ.05МК, СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>40</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	90
при отключении питания, лет, не менее	5
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
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.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (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.
Трансформаторы тока	T-0,66	14
Трансформаторы тока	ТТН60	15
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-40	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-30	23
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-I	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	12
Трансформаторы тока	T-0,66 УЗ	3
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-100	1
Трансформаторы тока	ТТН85	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТШЛ-0,66	21
Трансформаторы тока	T-0,66 М УЗ	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	1
Трансформаторы тока измерительные	ТОП-Э	3
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ-30	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-10	11
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-10	1
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06-10	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-10	3
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-ЭК-6	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЦ-10	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	10
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	20
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	18
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер на базе закрытой облачной системы	VMware	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	7714974474.02.2022.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «Группа Черкизово» по предприятиям АО «КЦ» (Брянск), ООО «ЧЕРКИЗОВО-СВИНОВОДСТВО» (Пенза)», 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

Публичное акционерное общество «Группа Черкизово» (ПАО «Группа Черкизово»)

ИНН 7718560636

Юридический адрес: 142931, Московская обл., г.о. Кашира, д. Топканово, тер. Мясопереработка, ул. Черкизовская, д. 1, стр. 1, каб. 206

Телефон: (495) 660-24-40

Факс: (495) 660-24-43

Web-сайт: cherkizovo-group.com

E-mail: info@cherkizovo.com

Изготовитель

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

ИНН 3702666693

Адрес: 153021, г. Иваново, ул. Гаражная, д. 12А

Телефон: (915) 769-34-14

E-mail: rusteh@bk.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.

