

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «26» августа 2021 г. № 1847

Регистрационный № 82768-21

Лист № 1  
Всего листов 19

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Кузбассэнергосбыт»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Кузбассэнергосбыт» (далее по тексту – 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, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчик активной и реактивной электрической энергии (счетчик), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервера (сервер базы данных и сервер опроса) с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», построенных на базе виртуальных машин, функционирующих в распределенной среде виртуализации под управлением гипервизора VMware, устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства приема-передачи данных (каналообразующую 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 электрической энергии по проводным каналам связи поступает в УСПД. В УСПД собранная информация консолидируется и далее по беспроводным каналам передается на сервер ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Просмотр полученной информации об электроэнергии по всем ИК доступен на АРМ.

Также сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от АРМ ПАО «Кузбассэнергосбыт» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с использованием электронной цифровой 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 электрической энергии, часы УСПД, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется каждые 60 мин, корректировка часов сервера производится при обнаружении расхождения часов сервера с УСВ.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется во время каждого сеанса связи с УСПД, корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний часов УСПД с часами сервера на величину не менее  $\pm 1$  с.

Часы счетчиков ИК синхронизируются от часов УСПД с периодичностью не реже 1 раза в сутки, коррекция часов счетчиков ИК проводится при расхождении времени счетчика ИК и времени УСПД более чем на  $\pm 2$  с.

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

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже  $\pm 5$  с/сут.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение (СПО) ПК «Энергосфера». Уровень защиты СПО 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 Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимая часть СПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976ed97e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительного канала АИИС КУЭ и его основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительного канала АИИС КУЭ и его основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты						Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УССВ	Виртуальный сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 35 кВ Гурьевская Горная, ЗРУ-6 кВ, яч.1, ф. 6-1 Ф	ТПЛ-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-6 У2 6000/100, КТ 0,2 Рег. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±2,9	±3,7
2	ПС 35 кВ Гурьевская Горная, ЗРУ-6 кВ, яч.3, ф. 6-3 Т	ТПЛ-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-6 У2 6000/100, КТ 0,2 Рег. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±2,9	±3,7
3	ПС 35 кВ Гурьевская Горная, ЗРУ-6 кВ, яч.7, ф. 6-7 К	ТПОЛ-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 1261-08	НАМИ-6 У2 6000/100, КТ 0,2 Рег. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Активная	±1,5	±2,0			
					Реактивная	±2,9	±3,4			
4	ПС 35 кВ Гурьевская Горная, ЗРУ-6 кВ, яч.9, ф. 6-9 П	ТПОЛ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-08	НАМИ-6 У2 6000/100, КТ 0,2 Рег. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Активная	±1,7	±2,3			
					Реактивная	±2,9	±3,7			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
5	ПС 35 кВ Гурьевская Горная, ЗРУ-6 кВ, яч.12, ф. 6-12 П	ТПОЛ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-08	НАМИ-6 У2 6000/100, КТ 0,2 Рег. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Активная	±1,7	±2,3			
										Реактивная	±2,9	±3,7	
6	ПС 35 кВ Гурьевская Горная, ЗРУ-6 кВ, яч.13, ф. 6-13 У	ТПОЛ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-08	НАМИ-6 У2 6000/100, КТ 0,2 Рег. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Активная	±1,7	±2,3
											Реактивная	±2,9	±3,7
7	ПС 35 кВ Гурьевская Горная, ЗРУ-6 кВ, яч.14, ф. 6-14 Ш	ТПОЛ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-08	НАМИ-6 У2 6000/100, КТ 0,2 Рег. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Активная	±1,7	±2,3
											Реактивная	±2,9	±3,7
8	ПС 35 кВ Гурьевская Горная, ЗРУ-6 кВ, яч.15, ф. 6-15 А	ТПОЛ-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-08	НАМИ-6 У2 6000/100, КТ 0,2 Рег. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,7	±2,3			
								Реактивная	±2,9	±3,7			
9	ПС 110 кВ Водная, ввод 110 кВ Т-1	ТФЗМ-110 300/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-88	НКФ-110 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,7	±2,3			
								Реактивная	±3,0	±3,8			
10	ПС 110 кВ Водная, ввод 110 кВ Т-2	ТФЗМ-110 300/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-88	НКФ-110 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,7	±2,3			
								Реактивная	±3,0	±3,8			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
11	ПС 35 кВ Шалым, ЗРУ-6 кВ, яч.7, ф.6-7-П	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Активная	±1,7	±2,3			
										Реактивная	±3,0	±3,8	
12	ПС 35 кВ Шалым, ЗРУ-6 кВ, яч.3, ф.6-3-Т	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Активная	±1,7	±2,3
											Реактивная	±3,0	±3,8
13	ПС 110 кВ Мундыбашская, РУ-6 кВ, яч.19, ф.6-19-0	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Активная	±1,7	±2,3
											Реактивная	±3,0	±3,8
14	ПС 110 кВ Мундыбашская, РУ-6 кВ, яч.2, ф.6-2 Ц	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,7	±2,3			
								Реактивная	±3,0	±3,8			
15	ПС 110 кВ Мундыбашская, РУ-6 кВ, яч.2, ф.6-1 Ц	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,7	±2,3			
								Реактивная	±3,0	±3,8			
16	ПС 110 кВ Мундыбашская, РУ-6 кВ, яч.8, ф.6-3 Ц	ТПЛ-СЭЦ-10 600/5, КТ 0,5S Рег. № 38202-08	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,6	±2,1			
								Реактивная	±2,9	±3,5			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
17	ПС 110 кВ Мундыбашская, РУ-6 кВ, яч.8, ф.6-4 Ц	ТПЛ-СЭЦ-10 600/5, КТ 0,5S Рег. № 38202-08	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Активная	±1,5	±1,9			
										Реактивная	±2,9	±3,2	
18	ПС 110 кВ Мундыбашская, РУ-6 кВ, яч.3, ф.6-5 Ц	ТПОЛ-10 750/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Активная	±1,7	±2,3
											Реактивная	±3,0	±3,8
19	ПС 110 кВ Мундыбашская, РУ-6 кВ, яч.3, ф.6-6 Ц	ТПОЛ-10 750/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Активная	±1,7	±2,3
											Реактивная	±3,0	±3,8
20	ПС 110 кВ Мундыбашская, РУ-6 кВ, яч.7, ф. 6-7 Ц	ТПЛ-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8			
21	ПС 110 кВ Мундыбашская, РУ-6 кВ, яч.13, ф.6-13 Ц	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,7	±2,3			
								Реактивная	±3,0	±3,8			
22	ПС 110 кВ Мундыбашская, РУ-6 кВ, яч.12, ф.6-12 ШХ	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,7	±2,3			
								Реактивная	±3,0	±3,8			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
23	ПС 110 кВ Мундыбашская, РУ-6 кВ, яч.17, ф.6-17 Ц	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Активная	±1,7	±2,3			
										Реактивная	±3,0	±3,8	
24	ПС 110 кВ Мундыбашская, РУ-6 кВ, яч.18, ф.6-18 К	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Активная	±1,7	±2,3
											Реактивная	±3,0	±3,8
25	ПС 110 кВ Мундыбашская, РУ-6 кВ, яч.20, ф.6-20 ШХ	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Активная	±1,7	±2,3
											Реактивная	±3,0	±3,8
26	ПС 110 кВ Темирская, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Темирская-Каз-1	ТВГ-110 300/5, КТ 0,5S Рег. № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Активная	±1,6	±2,1
											Реактивная	±2,9	±3,5
27	ПС 110 кВ Темирская, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Темирская-Каз-2	ТВГ-110 300/5, КТ 0,5S Рег. № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,6	±2,1			
								Реактивная	±2,9	±3,5			
28	ПС 110 кВ Темирская, ЗРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ М-9	ТВ-35-I 200/5, КТ 0,5S Рег. № 37096-08	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100, КТ 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,6	±2,1			
								Реактивная	±2,9	±3,5			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
29	ПС 110 кВ Темирская, ЗРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ М-10	ТВ-35-I 200/5, КТ 0,5S Рег. № 37096-08	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100, КТ 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Активная	±1,6	±2,1
								Реактивная	±2,9	±3,5
30	ПС 110 кВ Темирская, ЗРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ М-11	ТВ-35-I 200/5, КТ 0,5S Рег. № 37096-08	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100, КТ 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,6	±2,1
								Реактивная	±2,9	±3,5
31	ПС 110 кВ Темирская, РУ-6 кВ, яч.3, ф.6-3П1	ТПФ 150/5, КТ 0,5 Рег. № 517-50	НАМИТ-10 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
32	ПС 110 кВ Темирская, РУ-6 кВ, яч.6, ф.6-6Д	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. №1261-59	НАМИТ-10 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
33	ПС 110 кВ Темирская, РУ-6 кВ, яч.7, ф.6-7Д	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Активная	±1,7	±2,3			
					Реактивная	±3,0	±3,8			
34	ПС 110 кВ Темирская, РУ-6 кВ, яч.4, ф.6-4У	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Активная	±1,7	±2,3			
					Реактивная	±3,0	±3,8			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
35	ПС 110 кВ Темирская, РУ-6 кВ, яч.19, ф.6-19В	ТПФМ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 814-53	НАМИТ-10 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
36	ПС 110 кВ Темирская, РУ-6 кВ, яч.9, ф.6-9Н	ТПФМ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
37	ПС 110 кВ Темирская, РУ-6 кВ, яч.11, ф.6-11КТ	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,8
38	ПС 110 кВ Темирская, РУ-6 кВ, яч.12, ф.6-12КТ	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Активная	±1,7	±2,3			
					Реактивная	±3,0	±3,8			
39	ПС 110 кВ Темирская, РУ-6 кВ, яч.20, ф.6-20Р	ТПФМ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Активная	±1,7	±2,3			
					Реактивная	±3,0	±3,8			
40	ПС 110 кВ Темирская, РУ-6 кВ, яч.21, ф.6-21ПЗ	ТПФМ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 814-53	НАМИТ-10 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Активная	±1,7	±2,3			
					Реактивная	±3,0	±3,8			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
41	ПС 110 кВ Темирская, РУ-6 кВ, яч.24, ф.6-24Р	ТПФ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Активная	±1,7	±2,3			
										Реактивная	±3,0	±3,8	
42	ПС 110 кВ Кондомская, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Кондомская- Таштагольская-1	ТВ-110 400/5, КТ 0,5S Рег. № 29255-07	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Активная	±1,5	±2,0
											Реактивная	±2,9	±3,2
43	ПС 110 кВ Кондомская, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Кондомская- Таштагольская-2	ТВ-110 400/5, КТ 0,5S Рег. № 29255-07	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Активная	±1,5	±2,0
											Реактивная	±2,9	±3,2
44	ПС 110 кВ Кондомская, ЗРУ-6 кВ, яч.11, ф.6-11-РТС	ТПЛ-10-М 300/5, КТ 0,5S Рег. № 22192-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,6	±2,1			
								Реактивная	±2,9	±3,5			
45	ПС 110 кВ Кондомская, ЗРУ-6 кВ, яч.14, ф.6-14-К	ТПЛ-10-М 150/5, КТ 0,5S Рег. № 22192-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,6	±2,1			
								Реактивная	±2,9	±3,5			
46	ПС 110 кВ Кондомская, ЗРУ-6 кВ, яч.15, ф.6-15-К	ТПЛ-10-М 150/5, КТ 0,5S Рег. № 22192-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,6	±2,1			
								Реактивная	±2,9	±3,5			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
47	ПС 110 кВ Кондомская, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Кондомская- Шерегеш-1	ТВ-110 300/5, КТ 0,5S Рег. № 29255-07	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Активная	±1,5	±2,0			
										Реактивная	±2,9	±3,2	
48	ПС 110 кВ Кондомская, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Кондомская- Шерегеш-2	ТФМ-110 300/5, КТ 0,2S Рег. № 16023-97	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Активная	±1,4	±1,8
											Реактивная	±2,8	±3,1
49	ПС 110 кВ Ширпотреб, РУ-6 кВ, 1 с.ш., ввод 6 кВ Т-1	ТПШЛ-10 3000/5, КТ 0,5 Рег. № 1423-60	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Активная	±1,7	±2,3
											Реактивная	±3,0	±3,8
50	ПС 110 кВ Ширпотреб, РУ-6 кВ, 2 с.ш., ввод 6 кВ Т-1	ТПШЛ-10 3000/5, КТ 0,5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,7	±2,3			
								Реактивная	±3,0	±3,8			
51	ПС 110 кВ Ширпотреб, РУ-6 кВ, 3 с.ш., ввод 6 кВ Т-2	ТПШЛ-10 3000/5, КТ 0,5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,7	±2,3			
								Реактивная	±3,0	±3,8			
52	ПС 110 кВ Ширпотреб, РУ-6 кВ, 4 с.ш., ввод 6 кВ Т-2	ТПШЛ-10 3000/5, КТ 0,5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,7	±2,3			
								Реактивная	±3,0	±3,8			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
53	ПС 110 кВ Ширпотреб, РУ-6 кВ, ф.6-11 Г	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Активная	±1,7	±2,3			
										Реактивная	±3,0	±3,8	
54	ПС 110 кВ Ширпотреб, РУ-6 кВ, ф.6-38 Г	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Активная	±1,7	±2,3
											Реактивная	±3,0	±3,8
55	ПС 110 кВ Ширпотреб, РУ-6 кВ, ф.6-51 Г	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Активная	±1,7	±2,3
											Реактивная	±3,0	±3,8
56	ПС 110 кВ Ширпотреб, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТШП-0,66 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15173-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07							Активная	±1,6	±2,2
											Реактивная	±2,9	±3,7
57	ПС 110 кВ Ширпотреб, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТШП-0,66 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,6	±2,2			
								Реактивная	±2,9	±3,7			
58	ПС 110 кВ Бызовская, ЗРУ-6 кВ, яч.7-Н	ТЛО-10 М1АС 1000/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-6 М2 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Активная	±1,6	±2,1			
								Реактивная	±2,9	±3,5			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
59	ПС 110 кВ Бызовская, ЗРУ-6 кВ, яч.8-Н	ТЛО-10 М1АС 1000/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-6 М2 6000:√3/100:√3, КТ 0,5 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 082190368 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Активная	±1,6	±2,1			
										Реактивная	±2,9	±3,5	
60	ПС 110 кВ КФЗ-2, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ КФЗ-2 - НКАЗ I цепь	ТРГ-110 П* 1000/5, КТ 0,2S Рег. № 26813-04	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Активная	±1,5	±1,9
											Реактивная	±2,9	±3,2
61	ПС 110 кВ КФЗ-2, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ КФЗ-2 - НКАЗ II цепь	ТРГ-110 П* 1000/5, КТ 0,2S Рег. № 26813-04	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,5	±1,9			
								Реактивная	±2,9	±3,2			
62	ПС 110 кВ КФЗ-2, ОРУ-110 кВ, ОВВ-110 кВ	ТРГ-110 П* 1000/5, КТ 0,2S Рег. № 26813-04	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Активная	±1,5	±1,9			
								Реактивная	±2,9	±3,2			
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с									±5				

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
- 2 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95;
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\phi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика электроэнергии от 0 до плюс 40 °С;
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчика 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 метрологических характеристик;
- 5 Допускается замена УСВ на аналогичное, утвержденного типа;
- 6 Допускается замена УСПД на аналогичное, утвержденного типа;
- 7 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений;
- 8 Допускается замена сервера без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО);
- 9 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

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.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	62
Нормальные условия: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - Частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды для ТТ, °С - температура окружающей среды для ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -40 до +45 от -60 до +40 от -40 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики (СЭТ-4ТМ.03М.01): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>Электросчетчик (ПСЧ-4ТМ.05М.05):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>Электросчетчики (СЭТ-4ТМ.03.01, СЭТ-4ТМ.03.09):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УССВ (УСВ-2):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСПД (ЭКОМ-3000):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul>	<p>140000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>2</p> <p>256554</p> <p>0,5</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, суток, не менее</li> <li>- при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее</li> <li>- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>45</p> <p>10</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания сервера 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.

Регистрация событий:

- в журнале событий электросчетчиков:
  - параметрирования;
  - пропадания питания;
  - коррекции времени в электросчетчике с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- в журнале событий УСПД:

- параметрирования;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени ИИК;
- полученные с уровня ИИК «Журналы событий» счетчиков электроэнергии;
- пропадания питания.

- в журнале событий сервера ИВК:  
изменение значений результатов измерений;  
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;  
факт и величина синхронизации (коррекции) времени ИИК;  
факт и величина синхронизации (коррекции) времени ИВКЭ;  
полученные с уровня ИИК «Журналы событий» счетчиков электроэнергии;  
полученный с уровня ИВКЭ «Журнал событий» УСПД;  
пропадание питания.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:  
электросчетчиков;  
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;  
испытательных коробок;  
УСВ;  
УСПД;  
сервера;
- защита информации на программном уровне:  
результатов измерений (при передаче, возможность использования электронной подписи);  
установка пароля на электросчетчиках;  
установка пароля на УСПД;  
установка пароля на сервер.

#### **Знак утверждения типа**

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

#### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт
1	2	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-6 У2	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-6 М2	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформатор напряжения	НКФ-110	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24
Трансформатор тока	ТШП-0,66	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	44
Трансформатор тока	ТЛО-10 М1АС	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТПОФ	4
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЩ-10	4
Трансформатор тока	ТПФ-10	4
Трансформатор тока	ТПФМ-10	8
Трансформатор тока	ТВ-110	12
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	6
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	12
Трансформатор тока	ТВ-35-І	9
Трансформатор тока	ТФЗМ-110	6
Трансформатор тока	ТВГ-110	6
Трансформатор тока	ТРГ-110 П*	9
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	58
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.09	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.05	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	9
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Виртуальный сервер	VMware	2
Методика поверки	МП 14-053-2021	1
Паспорт-формуляр	85220938.422231.025.ФО	1
Руководство по эксплуатации	85220938.422231.025.ИЗ	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «Кузбассэнергосбыт», аттестованном ФБУ «Кемеровский ЦСМ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310473.

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

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**

Публичное акционерное общество «Кузбасская энергетическая сбытовая компания»  
(ПАО «Кузбассэнергосбыт»)

ИНН: 4205109214

Адрес: 650036, Кемеровская область, г. Кемерово, пр-т Ленина, д. 90/4

Телефон: (3842) 45-33-09

Факс: (3842) 35-34-48

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

E-mail: [KESadm@mechel.com](mailto:KESadm@mechel.com)

**Испытательный центр**

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

Адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, Кемеровский городской округ  
г. Кемерово, ул. Дворцовая, здание 2

Телефон: (384-2) 36-43-89

Факс: (384-2) 75-88-66

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

E-mail: [kemasm@kmrasm.ru](mailto:kemasm@kmrasm.ru)

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц  
РА.RU.312319.

