

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Кузнецкая ТЭЦ»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Кузнецкая ТЭЦ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (один раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций-участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (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-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ИВК с программным обеспечением (ПО), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Опрос счетчиков ИК № 1-18, 20, 21 осуществляется УСПД по проводным линиям связи интерфейса RS-485.

Со счётчиков удаленных энергообъектов (ИК № 19, 22, 23) опрос организован с помощью GSM-терминалов, подключенных к счетчикам через преобразователи интерфейсов.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (ИВК), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Опрос УСПД с уровня ИВК осуществляется по проводным линиям стандарта Ethernet.

На верхнем, третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется с уровня ИВК по внешним каналам связи. В качестве внешнего основного канала связи используется выделенный канал связи стандарта Ethernet, а в качестве резервного канала связи может быть использовано коммутируемое соединение с сетью Интернет с использованием телефонной сети связи общего пользования.

Регламентированный доступ к информации базы данных сервера уровня ИВК с АРМ операторов осуществляется через сегмент ЛВС предприятия по интерфейсу Ethernet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ: ИИК, ИВКЭ и ИВК. СОЕВ предусматривает поддержание шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК).

УССВ на основе приемника сигналов точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам ГЛОНАСС/GPS с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение шкалы времени сервера ИВК со шкалой времени УССВ осуществляется периодически (не реже 1 раза в 1 час). Независимо от наличия расхождения производится синхронизация шкалы времени сервера со шкалой времени УССВ.

Сличение времени УСПД со временем сервера ИВК один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера ИВК и УСПД более чем  $\pm 1$  с.

УСПД автоматически осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени счетчиков ИК № 1-18, 20, 21 со временем УСПД один раз в 30 мин, счетчиков ИК № 19, 22, 23 со временем УСПД один раз в сутки. Корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков и УСПД более чем  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с фиксацией времени до и после коррекции в момент, непосредственно предшествующий корректировке, или величину коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ (№ 1432) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, а также в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0 Пром». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0 Пром»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.10
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39

Продолжение таблицы 1

Идентификационные признаки	Значение
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	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, 4.

Таблица 2 – Состав ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	Кузнецкая ТЭЦ, ТГ-3 6 кВ	ТШЛП-10 Кл. т. 0,2S КТТ 2000/5 Рег. № 3972-03	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ИВК  УСВ-3 Рег. № 84823-22
2	Кузнецкая ТЭЦ, ТГ-4 10 кВ	ТПЛ 20 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 21254-06	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		
3	Кузнецкая ТЭЦ, ТГ-6 6 кВ	GSR-380/240 Кл. т. 0,5 КТТ 5000/5 Рег. № 25477-08	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6300/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		
4	Кузнецкая ТЭЦ, ТГ-9 10 кВ	ТШЛП-10 Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 3972-03	ЗНОЛ.06-10У3 Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		
5	Кузнецкая ТЭЦ, ТГ-11 10 кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 2000/5 Рег. № 11077-07	ЗНОЛ.06-10У3 Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	Кузнецкая ТЭЦ, ТГ-12 10 кВ	ТШЛП-10 Кл. т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 3972-03	ЗНОЛ.06-10У3 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ИВК  УСВ-3 Рег. № 84823-22
7	Кузнецкая ТЭЦ, ТГ-13 6 кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2 Ктт 2000/5 Рег. № 11077-07 (ф. А, С)  ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 2000/5 Рег. № 11077-07 (ф. В)	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		
8	Кузнецкая ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч.19, КЛ-6 кВ Т-7500	ТПЛ 20 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 21254-06	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		
9	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.2 (Елань-1), ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ - Еланская I цепь с отпайкой на ПС Орджоникидзевская	ТВГ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (осн. ТН)  НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.3 (Елань-2), ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ - Еланская II цепь с отпайкой на ПС Орджоникидзевская	ТВГ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ИВК  УСВ-3 Рег. № 84823-22
11	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.4 (Елань-3), ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ - Еланская III цепь	ТВГ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.11 (КФЗ-1), ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ - КФЗ-2 I цепь с отпайкой на ПС КФЗ-1	ТВГ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		
13	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.12 (КФЗ-2), ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ - КФЗ-2 II цепь с отпайкой на ПС КФЗ-1	ТВГ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ИВК УСВ-3 Рег. № 84823-22

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.4А (А3-1), ВЛ-110 кВ Кузнецкая ТЭЦ - А3-1	ТГФ110 Кл. т. 0,5S КТТ 750/5 Рег. № 16635-05	НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		
15	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.6 (А3-2), ВЛ-110 кВ Кузнецкая ТЭЦ - А3-2	ТГФ110 Кл. т. 0,5S КТТ 750/5 Рег. № 16635-05	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.8 (А3-3), ВЛ-110 кВ Кузнецкая ТЭЦ - А3-3	ТГФ-110 Кл. т. 0,2 Ктт 1500/5 Рег. № 16635-97	НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ИВК УСВ-3 Рег. № 84823-22
17	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.10 (А3-4), ВЛ-110 кВ Кузнецкая ТЭЦ - А3-4	ТВГ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.13А (МШВ-110 кВ)	ТГФ110-П* Кл. т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 34096-07	НКФ-110-57 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-05 (осн. ТН) НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-05 (рез. ТН)	ТЕ2000.61.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		
19	Кузнецкая ТЭЦ, КРУ-6 кВ НОВ, яч. 8, КЛ-6 кВ Сады	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 15128-01	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер ИВК  УСВ-3 Рег. № 84823-22
20	Кузнецкая ТЭЦ, РУСН-3,15 кВ, 3 секция, яч.1, КЛ-3,15 кВ ООО КузбассКентек	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 814-53	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 3000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
21	Кузнецкая ТЭЦ, сборка 0,4 кВ №1 в подвале физио кабинета, КЛ-0,4 кВ ИП Борисенко Р.В.	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 15174-06	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		
22	Кузнецкая ТЭЦ, РУ-0,4 кВ КТП 163Т, ВЛ-0,4 кВ ООО Томь	ТОП-0,66 Кл. т. 0,2S Ктт 150/5 Рег. № 47959-11	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		
23	ТП-350 6 кВ, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 47959-16	–	ТЕ2000.65.00.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 83048-21		

Примечания:

1. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
2. 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 3 метрологических характеристик.
3. Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа.
4. Допускается замена сервера ИВК без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ( $\pm\delta$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ), %	Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), с
1, 2, 4-6, 18 (ТТ кл.т. 0,2S, ТН кл.т. 0,5, счетчик кл.т. 0,5S/1 по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012)	активная реактивная	1,0 1,8	2,2 4,0	$\pm 5$
3, 7 (ТТ кл.т. 0,5, ТН кл.т. 0,5, счетчик кл.т. 0,5S/1 по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012)	активная реактивная	1,2 2,5	3,3 5,6	$\pm 5$
8-15, 17 (ТТ кл.т. 0,5S, ТН кл.т. 0,5, счетчик кл.т. 0,5S/1 по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012)	активная реактивная	1,2 2,5	3,1 5,3	$\pm 5$
16 (ТТ кл.т. 0,2, ТН кл.т. 0,5, счетчик кл.т. 0,5S/1 по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012)	активная реактивная	1,0 1,8	2,1 4,1	$\pm 5$
19 (ТТ кл.т. 0,5, ТН кл.т. 0,2, счетчик кл.т. 0,5S/1 по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012)	активная реактивная	1,1 2,2	4,1 7,1	$\pm 5$
20 (ТТ кл.т. 0,5, ТН кл.т. 0,5, счетчик кл.т. 0,5S/1 по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005)	активная реактивная	1,2 2,5	4,1 7,1	$\pm 5$
21, 23 (ТТ кл.т. 0,5, счетчик кл.т. 0,5S/1 по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012)	активная реактивная	1,0 2,1	4,1 7,1	$\pm 5$
22 (ТТ кл.т. 0,2S, счетчик кл.т. 0,5S/1 по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012)	активная реактивная	0,7 1,3	3,3 5,9	$\pm 5$

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Границы погрешности результатов измерений приведены:

- при  $\cos \varphi=0,87$ , токе ТТ, равном 100 % от  $I_{ном}$  для нормальных условий;
- при  $\cos \varphi=0,8$ , токе ТТ, равном 2 % от  $I_{ном}$  для рабочих условий для ИК № 1, 2, 4-6, 8-15, 17, 18, 22;
- при  $\cos \varphi=0,8$ , токе ТТ, равном 5 % от  $I_{ном}$  для рабочих условий для ИК № 3, 7, 16, 19-21, 23; и температуре окружающего воздуха в местах расположения счетчиков:
  - для ИК № 1-18 от +5 °С до +35 °С;
  - для ИК № 19-23 от –40 °С до +60 °С.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	23
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °С	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, °С - счетчиков электроэнергии, °С - для ИК № 1-18 - для ИК № 19-23 - УСПД, °С - сервера ИВК, °С - УССВ, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд до 0,8 емк  от –40 до +45  от +5 до +35 от –40 до +60 от +15 до +25 от +20 до +25 от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000 2  75000 1  100000

Продолжение таблицы 4

1	2
– среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
УССВ:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	180000
– среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Глубина хранения информации:	
Счетчики электроэнергии:	
– тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
– при отключении питания, год, не менее	40
УСПД:	
– суточные данные о тридцатиминутных значениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
– при отключении питания, год, не менее	5
Сервер ИВК:	
– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	3,5

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.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадаания и восстановления напряжения;
- перерывы питания с фиксацией времени пропадаания и восстановления.
- журнал УСПД:
- ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
- попыток несанкционированного доступа;
- фактов связи с УСПД, приведших к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- перезапусков УСПД;
- фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирования обобщенного события (или по каждому факту) по результатам самодиагностики;
- перерывов питания с фиксацией времени пропадаания и восстановления.
- журнал сервера ИВК:
- изменение или сброс значений результатов измерений, данных о состоянии средств измерений, данных о состоянии объектов измерений;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;

- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
  - сбой, перерыв питания;
  - замена прибора учета;
  - полученные журналы событий УСПД и счетчиков.
- Защищённость применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
    - счетчика;
    - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
    - испытательной коробки;
    - УСПД;
    - сервера ИВК (серверного шкафа);
  - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
    - счетчика;
    - УСПД;
    - сервера ИВК.
- Возможность коррекции времени:
- счетчиков (функция автоматизирована);
  - УСПД (функция автоматизирована);
  - сервера ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
- о результатах измерений (функция автоматизирована);
  - о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

**Цикличность:**

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

**Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-110	18
Трансформаторы тока	ТГФ110	6
Трансформаторы тока	ТГФ-110	3
Трансформаторы тока	ТГФ110-II*	3
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	2
Трансформаторы тока	ТПЛ 20	6
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2
Трансформаторы тока	ТШЛП-10	9
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	9
Трансформаторы тока	GSR-380/240	3
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06-10У3	9
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06-6У3	9

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП.06-6УЗ	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М.03	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ2000.61.00.00	18
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ2000.65.00.00	1
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	–	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0 Пром»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1432 ПФ	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Кузнецкая ТЭЦ», аттестованном ООО «ПИКА», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

**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**

Акционерное общество «Кузнецкая ТЭЦ»

(АО «Кузнецкая ТЭЦ»)

ИНН 4205243178

Юридический адрес: 654084, Кемеровская обл. - Кузбасс, г.о. Новокузнецкий, г. Новокузнецк, р-н Кузнецкий, ул. Новороссийская, д. 35, этаж 2, помещ. 26

Телефон: +7 (3843) 394-359

**Изготовитель**

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,  
д. 14А

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной  
автоматизации»

(ООО «ПИКА»)

ИНН 3328009874

Адрес: 600016, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Большая  
Нижегородская, д. 81, каб. 307

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314709

