

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакциях, утвержденных приказами Росстандарта № 272 от 11.03.2015 г.,
№ 386 от 01.03.2019 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) ОАО «Ключевский завод ферросплавов»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) ОАО «Ключевский завод ферросплавов» (далее – АИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

АИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень состоит из измерительных трансформаторов тока (далее – ТТ), измерительных трансформаторов напряжения (далее – ТН) и счетчиков активной и реактивной электроэнергии (далее – счётчики), вторичных измерительных цепей и технических средств приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3, 4, 5.

2-й уровень – информационно - вычислительный комплекс ПАО «Ключевский завод ферросплавов» (далее – ИВК ПАО «КЗФ»), обеспечивающий выполнение следующих функций:

- сбор информации от счетчиков АИС КУЭ (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера ПАО «Ключевский завод ферросплавов»;
- доступ к информации и ее передачу в организации - участники оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭ) и другие заинтересованные организации;

ИВК ПАО «КЗФ» состоит из сервера базы данных (далее – сервер БД), УСПД ЭКОМ-3000 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 17049-04), которое используется в качестве устройства синхронизации времени (далее – УСВ), автоматизированных рабочих мест (далее - АРМ) персонала и программного обеспечения (далее - ПО) «Энергосфера».

Измерительные каналы (далее – ИК) АИС КУЭ включают в себя 1-й и 2-й уровни АИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Измерительная часть счетчиков выполнена на основе многоканального, шестнадцатиразрядного аналого-цифрового преобразователя (АЦП). АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин напряжения и тока по шести каналам измерения, преобразование их в цифровой код и передачу по скоростному последовательному каналу микроконтроллера. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжения и тока производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока активной и полной мощности в каждой фазе сети, производит их коррекцию по амплитуде, фазе и температуре. Счетчики имеют жидкокристаллический индикатор для отображения учетной энергии и измеряемых величин.

ИВК ПАО «КЗФ» автоматически опрашивает счетчики АИС КУЭ. В ИВК ПАО «КЗФ» информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

ИВК ПАО «КЗФ» может производить прием, обработку, хранение и отображение информации и данных коммерческого учета электрической энергии и мощности, поступающих от АИС КУЭ сторонних организаций утвержденного типа.

Информационный обмен с инфраструктурными организациями рынков электроэнергии, смежными субъектами оптового рынка электроэнергии (мощности) (далее – ОРЭМ) и другими субъектами электроэнергетики РФ осуществляется по сети Internet с использованием файлов форматов, утвержденных Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка и его приложениями, а также другими файлами по согласованию сторон, с использованием электронной цифровой подписи (далее – ЭЦП).

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИС КУЭ.

АИС КУЭ имеет СОЕВ, которая охватывает уровень ИИК и ИВК. Контроль времени сервера БД выполняет УСВ, которое в автоматическом режиме осуществляет коррекцию часов сервера БД при расхождении часов сервера БД и времени УСВ. Контроль времени в часах счетчиков выполняется сервером БД при каждом сеансе опроса. Коррекция часов счетчиков выполняется сервером БД автоматически при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 3 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Программное обеспечение

В АИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 7.0, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			УСВ
		ТТ	ТН	Счётчик	
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110кВ Ключи, ЗРУ-6кВ, 1сш, Ввод №1 Т-1	ТПШЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
2	ПС 110кВ Ключи, ЗРУ-6кВ, 2сш, Ввод №2 Т-2	ТПШЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
3	ПС 110кВ Ключи, ОРУ-35кВ, ВЛ- 35кВ БИЗ-Ключи	ТОЛ 35-III-IV Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 47959- 16	ЗНОМ-35 Кл. т. 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-54 ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
4	ПС 110кВ Ключи, ЗРУ-6кВ, 1сш, яч.4, ф.Скважина 1	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04
5	ПС 110кВ Ключи, ЗРУ-6кВ, 1сш, яч.4А, ф.Поселок 3	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
6	ПС 110кВ Ключи, ЗРУ-6кВ, 1сш, яч.15, ф.Поселок 2	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
7	ПС 110кВ Ключи, ЗРУ-6кВ, 1сш, яч.19, ф.Гидроузел 1	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
8	ПС 110кВ Ключи, ЗРУ-6кВ, 2сш, яч.29, ф.Поселок 1	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ПС 110кВ Ключи, ЗРУ-6кВ, 2сш, яч.45, ф.Поселок 5	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
10	ПС 110кВ Ключи, ЗРУ-6кВ, 2сш, яч.50, ф.Поселок 4	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
11	ПС 110кВ Ключи, ЗРУ-6кВ, 2сш, яч.51, ф.Скважина 2	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
12	ПС 110кВ Ключи, ЗРУ-6кВ, 2сш, яч.35, ф.Гидроузел 2	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
13	ПС 110кВ Ключи, ЗРУ-6кВ, 2сш, яч.38, ф.Ключи	ТЛП-10-5 Кл. т. 0,2S Ктт 400/5 Рег. № 30709-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
14	ТП-9 6кВ, ВРУ-0,4кВ, п.1, ф.Заводская	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	ЭКОМ- 3000 Рег.№ 17049-04
15	ТП-9 6кВ, ВРУ-0,4кВ, п.1, ф.Пожарка	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
16	ТП-9 6кВ, ВРУ- 0,4кВ, п.1, р.2, ф.Пилорама	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
17	ПС 110кВ Ключи, ЗРУ-6кВ, 1сш, яч.11, ф.Стройбаза	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
18	РУ №16 6кВ, 1сш, яч.5, ф.ТП-17 вв.1	ТЛК10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
19	РУ №16 6кВ, 2сш, яч.20, ф.ТП-17 вв.2	ТЛК10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
20	ТП-10 6кВ, РУ- 0,4кВ, 1сш, ав18, ф.А3С 20	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 47959-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	РУ №16 6кВ, 2сш, яч.19, ф.Очистные 2	ТЛК 10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
22	ТП-14 6кВ, РУ- 0,4кВ, 1сш, п.21, ф.вв.1 Астер-Строй	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
23	ТП-14 6кВ, РУ- 0,4кВ, 2сш, п.6, ф.Механизация	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	ЭКОМ- 3000 Рег.№ 17049-04
24	РУ №15 6кВ, 1сш, яч.4, ф.Очистные 1	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
27	ТП-14 6кВ, РУ- 0,4кВ, 2сш, п.8, ф.вв.2 Астер-Строй	ТШП М-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 59924-15	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Примечания:

1 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 таблицах 3, 4 метрологических характеристик.

2 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.

3. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа.

4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК							
		Границы основной относительной погрешности, $(\pm d)$, %				Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации, (\pm) , %			
		$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,87$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,87$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 17	0,05I _{H1} ≤ I ₁ < 0,2I _{H1}	1,8	2,5	2,9	5,5	2,2	2,8	3,2	5,7
	0,2I _{H1} ≤ I ₁ < I _{H1}	1,2	1,5	1,7	3,0	1,7	1,9	2,1	3,3
	I _{H1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{H1}	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,7	1,8	2,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	0,05I _{H1} ≤ I ₁ < 0,2I _{H1}	1,8	2,4	2,8	5,4	1,9	2,5	2,9	5,5
	0,2I _{H1} ≤ I ₁ < I _{H1}	1,1	1,4	1,6	2,9	1,2	1,5	1,7	3,0
	I _{H1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{H1}	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,2	1,4	2,3
3	0,02I _{H1} ≤ I ₁ < 0,05I _{H1}	1,6	2,2	2,5	4,8	1,7	2,3	2,6	4,8
	0,05I _{H1} ≤ I ₁ < 0,2I _{H1}	1,1	1,4	1,6	3,0	1,2	1,5	1,7	3,0
	0,2I _{H1} ≤ I ₁ < I _{H1}	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,2	1,4	2,3
	I _{H1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{H1}	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,2	1,4	2,3
12	0,05I _{H1} ≤ I ₁ < 0,2I _{H1}	1,8	2,5	2,9	5,5	2,2	2,8	3,2	5,7
	0,2I _{H1} ≤ I ₁ < I _{H1}	1,2	1,5	1,7	3,0	1,7	1,9	2,1	3,3
	I _{H1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{H1}	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,7	1,8	2,6
13	0,02I _{H1} ≤ I ₁ < 0,05I _{H1}	1,0	1,2	1,3	2,1	1,3	1,5	1,7	2,5
	0,05I _{H1} ≤ I ₁ < 0,2I _{H1}	0,8	0,9	1,0	1,7	1,1	1,3	1,4	2,1
	0,2I _{H1} ≤ I ₁ < I _{H1}	0,7	0,8	0,9	1,4	1,1	1,2	1,3	1,9
	I _{H1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{H1}	0,7	0,8	0,9	1,4	1,1	1,2	1,3	1,9
18, 19, 21, 24	0,05I _{H1} ≤ I ₁ < 0,2I _{H1}	1,8	2,5	2,9	5,5	2,8	3,4	3,8	6,3
	0,2I _{H1} ≤ I ₁ < I _{H1}	1,2	1,5	1,7	3,0	2,4	2,8	3,0	4,3
	I _{H1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{H1}	1,0	1,2	1,3	2,3	2,3	2,6	2,8	3,9
14, 15, 16, 20, 22, 23	0,05I _{H1} ≤ I ₁ < 0,2I _{H1}	1,7	2,4	2,8	5,4	2,7	3,4	3,8	6,2
	0,2I _{H1} ≤ I ₁ < I _{H1}	1,0	1,3	1,5	2,7	2,3	2,7	2,9	4,1
	I _{H1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{H1}	0,8	1,0	1,1	1,9	2,2	2,5	2,7	3,7
27	0,02I _{H1} ≤ I ₁ < 0,05I _{H1}	1,8	2,3	2,6	4,7	2,2	2,6	2,9	4,9
	0,05I _{H1} ≤ I ₁ < 0,2I _{H1}	1,0	1,4	1,6	2,8	1,5	1,8	2,0	3,1
	0,2I _{H1} ≤ I ₁ < I _{H1}	0,8	1,0	1,1	1,9	1,4	1,6	1,6	2,3
	I _{H1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{H1}	0,8	1,0	1,1	1,9	1,4	1,6	1,6	2,3

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности, ($\pm d$), %			Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm \delta$), %		
		$\cos j = 0,87$ ($\sin j = 0,5$)	$\cos j = 0,8$ ($\sin j = 0,6$)	$\cos j = 0,5$ ($\sin j = 0,87$)	$\cos j = 0,87$ ($\sin j = 0,5$)	$\cos j = 0,8$ ($\sin j = 0,6$)	$\cos j = 0,5$ ($\sin j = 0,87$)
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11	0,05I _{H1} ≤ I ₁ < 0,2I _{H1}	5,6	4,4	2,6	5,6	4,5	2,7
	0,2I _{H1} ≤ I ₁ < I _{H1}	3,0	2,4	1,5	3,1	2,5	1,6
	I _{H1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{H1}	2,3	1,8	1,2	2,4	1,9	1,4
2	0,05I _{H1} ≤ I ₁ < 0,2I _{H1}	5,8	4,7	2,9	6,4	5,4	3,9
	0,2I _{H1} ≤ I ₁ < I _{H1}	3,3	2,8	2,0	4,3	3,9	3,3
	I _{H1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{H1}	2,6	2,3	1,8	3,8	3,6	3,2

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
3	0,02I _{H1} ≤ I ₁ < 0,05I _{H1}	5,1	4,1	2,5	5,5	4,4	2,8
	0,05I _{H1} ≤ I ₁ < 0,2I _{H1}	3,1	2,5	1,6	3,3	2,7	1,8
	0,2I _{H1} ≤ I ₁ < I _{H1}	2,3	1,8	1,2	2,4	2,0	1,4
	I _{H1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{H1}	2,3	1,8	1,2	2,3	1,9	1,3
12	0,05I _{H1} ≤ I ₁ < 0,2I _{H1}	5,8	4,7	2,9	6,1	4,9	3,3
	0,2I _{H1} ≤ I ₁ < I _{H1}	3,2	2,6	1,8	3,5	2,9	2,2
	I _{H1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{H1}	2,5	2,1	1,5	2,8	2,4	2,0
13	0,02I _{H1} ≤ I ₁ < 0,05I _{H1}	2,7	2,3	1,6	5,4	4,7	3,6
	0,05I _{H1} ≤ I ₁ < 0,2I _{H1}	1,9	1,6	1,2	3,3	2,9	2,4
	0,2I _{H1} ≤ I ₁ < I _{H1}	1,6	1,3	1,0	2,3	2,1	1,8
	I _{H1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{H1}	1,5	1,3	1,0	2,1	2,0	1,8
17, 18, 19, 21, 24	0,05I _{H1} ≤ I ₁ < 0,2I _{H1}	5,8	4,7	2,9	7,6	6,6	5,0
	0,2I _{H1} ≤ I ₁ < I _{H1}	3,3	2,8	2,0	5,9	5,4	4,5
	I _{H1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{H1}	2,6	2,3	1,8	5,5	5,2	4,5
14, 15, 16, 20, 22, 23	0,05I _{H1} ≤ I ₁ < 0,2I _{H1}	5,7	4,6	2,9	7,5	6,5	5,0
	0,2I _{H1} ≤ I ₁ < I _{H1}	3,1	2,6	1,9	5,7	5,3	4,5
	I _{H1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{H1}	2,4	2,1	1,7	5,4	5,1	4,4
27	0,02I _{H1} ≤ I ₁ < 0,05I _{H1}	4,9	4,0	2,4	6,9	6,1	4,7
	0,05I _{H1} ≤ I ₁ < 0,2I _{H1}	3,1	2,6	1,7	5,8	5,3	4,4
	0,2I _{H1} ≤ I ₁ < I _{H1}	2,1	1,8	1,3	5,3	5,0	4,3
	I _{H1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{H1}	2,1	1,8	1,3	5,3	5,0	4,3

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 – 13, № 17 от плюс 10 °C до плюс 30 °C, для счетчиков ИК №№ 14 – 16, №№ 18 - 24, № 27 от минус 30 °C до плюс 30 °C.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	25
Нормальные условия:	
параметры сети:	
- напряжение, % от U _{ном}	от 98 до 102
- ток, % от I _{ном}	от 100 до 120
- частота, Гц	от 49,85 до 50,15
- коэффициент мощности cosj	0,87
- температура окружающей среды, °C	от +21 до +25

Продолжение таблицы 5

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, $^{\circ}\text{C}$ - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, $^{\circ}\text{C}$: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, $^{\circ}\text{C}$	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -35 до +35 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.02М.03 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03 для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05М для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03.01 для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.16 для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05М.16 - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 90000 140000 140000 90000 165000 140000 2
Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее	113 45
Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	± 5

Надежность системных решений:

- резервирование питания ИВК с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счёта:
 - параметрирование;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика;
- журнал ИВК:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках, сервере с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов указанных устройств;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование;
- электросчёта;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;

Защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счетчике;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип (обозначение)	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПШЛ-10У3	6
Трансформатор тока	ТОЛ 35-III-IV	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10У3	20
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТЛП-10-5	2
Трансформатор тока	ТШП-0,66	12
Трансформатор тока	ТШП М-0,66 У3	3
Трансформатор тока	ТЛК10	6
Трансформатор тока	ТОП-0,66	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	2
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-6	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.03	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	3

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.16	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.16	4
УСВ	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП 57760-14 с изменением №1	1
Формуляр	77148049.422222.081 ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 57760-14 с изменением №1 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) ОАО «Ключевский завод ферросплавов». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 03.09.2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2018. «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3196-2018. «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»
- счетчик СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.01 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.10.2004 г.;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М.01 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;
- счетчик СЭТ-4ТМ.02М.03 – в соответствии с документом «Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- счетчик ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-4ТМ.05М.16 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;

- счётчик ПСЧ-4ТМ.05МК.16 – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счётчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» утверждённым ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28.04.2016 г.

- УСПД ЭКОМ-3000 – в соответствии с документом «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. МП 26-262-99», утвержденным УНИИМ в декабре 1999 г.;

- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 46656-11;

- термогигрометр CENTER (мод. 315): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °C, дискретность 0,1 °C; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %, Рег. № 22129-09.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

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

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведен в методике измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ключевский завод ферросплавов», свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00225/206-116-14 от 29.05.2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»
(ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»)

ИНН 6672185635

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Белинского, 9/ул. Красноармейская, 26

Телефон: +7 (343) 310-70-80

Факс: +7 (343) 310-32-18

E-mail: office@arstm.ru

Модернизация проведена системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ключевский завод ферросплавов»

Общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС-Гарант» (ООО «ЕЭС-Гарант»)
ИНН 5024104671

Адрес: 143421, Московская область, Красногорский район, 26 км автодороги «Балтия», комплекс ООО «ВегаЛайн», стр. 3

Телефон: +7 (495) 980-59-00

Факс: +7 (495) 980-59-08

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Стройэнергетика»
(ООО «Стройэнергетика»)
Адрес: 129337, г. Москва, ул. Красная Сосна, д. 20, стр. 1, комн. 4
Телефон: +7 (926) 786-90-40
E-mail: Stroyenergetika@gmail.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 665-30-87
Факс: +7 (495) 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru
Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, пом. I, комн. 6, 7
Телефон: +7 (985) 992-27-81
E-mail: info.sptcenergo@gmail.com
Аттестат об аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.
(Редакция приказа Росстандарта № 386 от 01.03.2019 г.)

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.