

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1566 от 17.10.2016 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЗАО «Алкоа СМЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ЗАО «Алкоа СМЗ» (далее-АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, потребленной отдельными технологическими объектами за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также передачу данных в утвержденных форматах другим удаленным заинтересованным пользователям.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии,
- периодический (1 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 (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика 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), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,5 и 0,5S по ГОСТ 7746-01, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,5 по ГОСТ 1983-01, многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (ГР № 36697-12) класса точности (КТ) 0,2S/0,5, микропроцессорные счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М класса точности (КТ) 0,5S/1 (ГР №36355-07) , многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК.00 класса точности (КТ) 0,5S/1 (ГР №46634-11), счетчиков активной и реактивной электроэнергии ЦЭ 6850 класса точности (КТ) 0,5S/1 и 0,2S/0,5 (ГР № 20176-06) по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электрической энергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электрической энергии, указанных в таблице 2 (53 точки измерения). В виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности (КТ) 0,5 пределы погрешностей при измерении реактивной энергии не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности (КТ) 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 .

2-й уровень - представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включающий в себя сервера (основной и резервный) типа HP Proliant ML150 G3 и HP Proliant ML350 G6, программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», УСВ-1(ГР №28716-05) локально-вычислительную сеть, автоматизированные рабочие места (АРМ и мобильный АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы. Технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы, которые по линиям связи поступают на соответствующие входы электронных счетчиков электрической энергии. Счетчики производят измерение действующих (среднеквадратических) значений напряжения и тока и рассчитывает полную мощность.

Измерения активной мощности (P) счетчиками выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (p) по периоду основной частоты сигналов.

Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывает полную мощность $S = U \cdot I$. Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$. Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер осуществляет обработку результатов измерений, расчет активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН), хранение полученной информации и передача накопленных данных на сервер системы. Обеспечена возможность информационного взаимодействия с организациями-участниками оптового и розничного рынков электроэнергии.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-1, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС) установленного на уровне ИВК и синхронизирующим собственное время по сигналам времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приёмника. Сравнение показаний часов сервера и УСВ-1 происходит 1 раз в час. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц по сигналам от встроенного ГЛОНАСС/GPS-приёмника к шкале координированного времени UTC ± 10 мкс. Синхронизация часов сервера и УСВ-1 осуществляется независимо от наличия расхождений. Сличение показаний часов счетчиков и сервера производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении с часами сервера на величину более чем на ± 2 с.

Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с в сутки.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ± 5 с/сутки.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1- Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Наименование программного модуля	Метрологический модуль
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	20
Цифровой идентификатор ПО	9FA97BA8

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р.50.2.077-2014-высокий.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты-разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав измерительного канала (далее-ИК), представлен в таблице 2

Таблица 2- Перечень компонентов, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ

Номер измерительного канала	Наименование присоединения	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ГПП-1, Фидер1-22 СГЭС	ТЛК-10 К _{ТТ} =1000/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-2УХЛ2 К _{ТН} =10000/100 КТ 0,5	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5	УСВ-1	Активная Реактивная
2	ГПП-1, Фидер1-1 СГЭС	ТЛК-10 К _{ТТ} =1000/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-2УХЛ2 К _{ТН} =10000/100 КТ 0,5	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5		
3	ГПП-1, ввод 110кВ С-1-Т	ТФЗМ-110Б-1У1 К _{ТТ} = 300/5, КТ 0,5	НКФ-110 К _{ТН} =110000/√3/100/√3, КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5		
4	ГПП-1, ввод 110 кВ С-2-Т	ТФЗМ-110Б-1У1 К _{ТТ} = 300/5, КТ 0,5	НКФ-110 К _{ТН} =110000/√3/100/√3, КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5		
5	ГПП-1, ввод 110 кВ С-3-Т	ТФЗМ-110Б-1У1 К _{ТТ} = 300/5, КТ 0,5;	НКФ-110 К _{ТН} =110000/√3/100/√3, КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ГПП-2, фидер 10 кВ Ф-II-7 СГЭС	ТЛК-10 Ктт =600/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-2УХЛ2 Ктн=10000/100, КТ 0,5,	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1	УСВ-1	Активная Реактивная
7	ГПП-2, фидер 10 кВ Ф-II-7 ТТУ	ТЛК-10 Ктт =300/5, КТ 0,5 S	НАМИТ-10-2УХЛ2 Ктн=10000/100, КТ 0,5,	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1		
8	ГПП-2, ввод 110кВ С-1-Т	ТФЗМ-110Б-1У1 Ктт =300/5, КТ 0,5	НКФ-110 Ктн=110000/√3/100/√3 КТ 0,5,	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5		
9	ГПП-2, ввод 110 кВ С-2-Т	ТФЗМ-110Б-1У1 Ктт =300/5, КТ 0,5	НКФ-110 Ктн=110000/√3/100/√3 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5		
10	ГПП-2, ввод 110кВ С-3-Т	ТФЗМ-110Б1У1 Ктт =300/5, КТ 0,5	НАМИТ-10-2УХЛ2 Ктн=10000/100, КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5		
11	ПС-8Е, яч.23 фидер 10 кВ Ф-209	ТПК-10 Ктт =600/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-2УХЛ2 Ктн=10000/100, КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1		
12	ПС-8Е, яч.33 фидер 10 кВ Ф-128	ТПК-10 Ктт =600/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-2УХЛ2 Ктн=10000/100, КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1		
13	ПС-12, яч.10 фидер 10 кВ Ф-224	ТПК-10 Ктт =600/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-2УХЛ2 Ктн=10000/100, КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1		
14	ПС-15, яч.9 фидер 10 кВ Ф-101	ТПК-10 Ктт =600/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-2УХЛ2 Ктн=10000/100, КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1		
15	ПС-30, панель 1, фидер 0,4 кВ МП "ТТУ" Узловая станция	Т-0,66 М Ктт = 50 /5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ6850М КТ 0,2S/0,5		
16	ПС-30, панель 2, S7, фидер 0,4 кВ ОАО "Самара- трансавто"	Т-0,66 Ктт = 200 /5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1		
17	ПС-30, панель 6, S12, фидер 0,4 кВ ОАО "Самара- трансавто"	Т-0,66 Ктт =200/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1		
18	ПС-30, панель 6, S9, фидер 0,4 кВ, ОАО "Самара- трансавто"	Т-0,66 Ктт =200/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	ПС-30, панель 7, S15, фидер 0,4 кВ, ИП "Мартынова"	Т-0,66 К _{тт} =200/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1	УСВ-1	Активная Реактивная
20	ПС-30, панель 6, S11, фидер 0,4 кВ, Самарская таможня	Т-0,66 К _{тт} =200/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1		
21	ПС-30, панель 2, S8, фидер 0,4 кВ, Самарская таможня	Т-0,66 К _{тт} =200/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1		
22	ПС-30, панель 7, S14, фидер 0,4 кВ ООО "ТЕКС"	Т-0,66 К _{тт} =300/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1		
24	ПС-31, РУ-0,4 кВ фидер ГК «Металлург- 31»	Т -0,66 К _{тт} =100/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1		
25	ПС-31, РУ-0,4 кВ ввод Т-1 ООО «СаТКо»	ТШ -0,66 К _{тт} =1000/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1		
26	ПС-31, РУ-0,4 кВ ввод Т-2 ООО «СаТКо»	ТШ -0,66 К _{тт} =1000/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1		
27	ПС-32, яч. 4 фидер 10 кВ Ф-201	ТПК-10 К _{тт} =600/5 , КТ 0,5S	НАМИТ-10-2 К _{тн} =10000/100, КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1		
28	ПС32, яч .23 фидер 10 кВ Ф-102	ТПК-10 К _{тт} =600/5 , КТ 0,5S	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 К _{тн} =10000/100, КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1		
29	ПС-33, яч.8 фидер 10 кВ Ф-102	ТПК-10 К _{тт} =600/5 , КТ 0,5S	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 К _{тн} =10000/100, КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1		
30	ПС-33, яч.17 фидер 10 кВ Ф-201	ТПК-10 К _{тт} =600/5 , КТ 0,5S	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 К _{тн} =10000/100, КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
31	ПС-40, яч.2 фидер 10 кВ ООО «СамараСеть»	ТПЛМ К _{тт} =400/5 , КТ 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 К _{тн} =10000/100, КТ 0,5	ЦЭ 6850 КТ 0,2S/0,5	УСВ-1	Активная Реактивная
32	ПС-40, яч.9 фидер 10 кВ Ф-134	ТПК-10 К _{тт} =600/5 , КТ 0,5S	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 К _{тн} =10000/100, КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1		
33	ПС-40, яч.22 фидер 10 кВ Ф-239	ТПК-10 К _{тт} =600/5 , КТ 0,5S	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 К _{тн} =10000/100, КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1		
35	ПС-49, яч.11 фидер 10 кВ Ф-239	ТПК-10 К _{тт} =600/5 , КТ 0,5S	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 К _{тн} =10000/100, КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1		
36	ПС-49, яч.19 фидер 10 кВ Ф-134	ТПК-10 К _{тт} =600/5 , КТ 0,5S	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 К _{тн} =10000/100, КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1		
37	ПС-49, РУ-0,4 кВ фидер ГСК №286	Т- 0,66 К _{тт} =100/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ 6850 КТ 0,5S/1		
38	ПС-49, РУ-0,4 кВ фидер ИП «Рзянин»	Т- 0,66 К _{тт} =50/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ 6850 КТ 0,5S/1		
39	ПС-56, РУ-0,4 кВ фидер ООО "ТЕКС"	Т- 0,66 К _{тт} =200/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ 6850 КТ 0,5S/1		
40	ПС-56, РУ-0,4 кВ фидер ООО "ЮСТО"	ТШЛ-0,66 К _{тт} =300/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ 6850 КТ 0,5S/1		
41	ПС-56, РУ-0,4 кВ фидер ГК «Металлург- 31»	Т- 0,66 К _{тт} =100/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ 6850 КТ 0,5S/1		
42	ПС-59, РУ-0;4 кВ 1 с.ш, фидер ООО "СпецТех- Монтаж"	ТШЛ-0,66 К _{тт} =400/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ 6850 КТ 0,5S/1		
43	ПС-59, РУ-0,4 кВ 2 с.ш., фидер ООО "СпецТех- Монтаж"	ТШЛ-0,66 К _{тт} =400/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ 6850 КТ 0,5S/1		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
44	ПС-63, яч.3, фидер 10кВ Ф-134	ТЛК-10-7 Ктт =600/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 Ктн=10000/100, КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1	УСВ-1	Активная Реактивная
45	ПС-63, яч. 10 фидер 10 кВ Ф-239	ТЛК-10-7 Ктт =600/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 Ктн=10000/100, КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1		
46	Цех №62, ось А-5, ВРУ-0.4 кВ, фидер ГК «Металлург- 31»	Т- 0,66 Ктт =100/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ 6850 КТ 0,5S/1		
47	Цех №62, ось А-23, ВРУ-0,4 кВ, фидер ГК «Металлург- 31»	Т- 0,66 Ктт =100/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ 6850 КТ 0,5S/1		
48	Корпус 113, РП-2 0,4кВ, фидер ГК «Металлург- 31»	Т- 0,66 Ктт =100/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ 6850 КТ 0,5S/1		
49	ПС-53, РУ-0,4 кВ фидер ГК «Металлург- 31»	Т- 0,66 Ктт =100/5 , КТ 0,5S	-	ЦЭ 6850 КТ 0,5S/1		
50	РП-10 кВ ЗАО "СГК", яч.8 КЛ-10кВ ТП "Промвода"	ТЛП-10 -2 Ктт =100/5, КТ 0,5S	НАМИТ 10000/100; КТ 0,5;	ЦЭ 6850 КТ 0,5S/1		
51	ТП "Промвода» ВРУ-0,4 кВ", ОАО "Оборонэнерго"	Т-0,66 Ктт =100/5 , КТ 0,5S,	-	ЦЭ 6850 КТ 0,5S/1		
52	ПС 59, РУ-10 кВ, яч.4; ООО "СаТКо", ф/к №2	ТПЛ-10-3 Ктт =100/5 , КТ 0,5 S	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 Ктн=10000/100, КТ 0,5	ЦЭ 6850 КТ 0,5S/1		
53	ПС 59, РУ-10 кВ, яч.10; ООО «СаТКо», ф/к №2	ТПЛ-10-3 Ктт =100/5 , КТ 0,5 S	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 Ктн=10000/100, КТ 0,5	ЦЭ 6850 КТ 0,5S/1		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
54	ПС 32, РУ-10 кВ, яч.1; ТП 56,57/Т1 ООО «САКСЭС»	ТЛК-СТ-10 Ктт =150/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 Ктн=10000/100, КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК00 КТ 0,5S /1	УСВ-1	Активная Реактивная
55	ПС 32, РУ-10 кВ, яч.28; ТП 56,57/Т2 ООО «САКСЭС»	ТЛК-СТ-10 Ктт =150/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 Ктн=10000/100, КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК00 КТ 0,5S /1		

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее-ИК) при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (параметры сети: напряжение (0,9-1,1),ток (0,01-1,2) Iном для ИК №1, 2, 6, 7, 11-14, 15-22, 24-30, 32, 33, 35-55 и ток (0,05-1,2) Iном для ИК №3-5, 8-10, 31. инд $0,5 \leq \cos\phi \leq 0,8$ емк; допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 до плюс 70 °С, для счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 60°С; для сервера от 15 до 25°С приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации.

Номер измерительного канала	Значение $\cos\phi$	Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации , (%)							
		$1(2) \leq I_{раб} < 5$		$5 \leq I_{раб} < 20$		$20 \leq I_{раб} < 100$		$100 \leq I_{раб} < 120$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
1-2	0,5	±5,4	±2,9	±3,0	±2,1	±2,2	±1,7	±2,2	±1,7
	0,8	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,3	±2,2	±1,3	±2,2
	1	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм	±0,9	Не норм
3-5,8-10, 31	0,5	-	-	±5,4	±2,9	±3,0	±1,9	±2,2	±1,7
	0,8	-	-	±2,9	±4,6	±1,7	±2,7	±1,3	±2,2
	1	-	-	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм
6,7,11-14, 27-30,32-33,35,36, 44,45,50,52-55	0,5	±5,6	±3,9	±3,3	±3,3	±2,5	±2,9	±2,5	±2,9
	0,8	±3,2	±5,2	±2,2	±3,8	±1,8	±3,2	±1,8	±3,2
	1	±2,2	Не норм	±1,4	Не норм	±1,2	Не норм	±1,2	Не норм
15-22, 24-26, 37-43, 46-49, 51	0,5	±5,5	±3,8	±3,1	±3,2	±2,2	±2,8	±2,2	±2,8
	0,8	±3,2	±5,1	±2,1	±3,7	±1,6	±3,1	±1,6	±3,1
	1	±2,1	Не норм	±1,2	Не норм	±1,1	Не норм	±1,1	Не норм

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации (параметры сети: напряжение (0,98-1,02) Уном; напряжение (0,9-1,1),ток (0,01-1,2) Iном для ИК № 1,2,6,7,11--22,24-30,32-33,35-55 и ток (0,05-1,2) Iном для ИК №3-5,8-10,31 инд. $\leq \cos\phi \leq 0,8$ емк;; температура окружающей среды (20 ± 5) °С) приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации

Номер измерительного канала	Значение $\cos\phi$	Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации, (%)							
		$1(2) \leq I_{раб} < 5$		$5 \leq I_{раб} < 20$		$20 \leq I_{раб} < 100$		$100 \leq I_{раб} < 120$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		A	P	A	P	A	P	A	P
1-2	0,5	±5,4	±2,5	±3,0	±1,5	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
	0,8	±2,9	±4,4	±1,7	±2,5	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	1	±1,8	не норм	±1,1	не норм	±0,9	не норм	±0,9	не норм
3-5,8-10, 31	0,5	-	-	±5,5	±2,7	±3,0	±1,8	±2,2	±2,6
	0,8	-	-	±2,9	±4,6	±1,7	±2,6	±1,3	±2,9
	1	-	-	±1,8	не норм	±1,2	не норм	±0,9	±3,5
6,7,11-14, 27-30,32-33,35,36, 44,45,50, 52-55	0,5	±5,5	±2,7	±3,1	±1,9	±2,3	±1,5	±2,5	±2,5
	0,8	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,3	±2,1	±1,8	±2,8
	1	±1,8	не норм	±1,2	не норм	±1,0	не норм	±1,2	±3,2
15-22, 24-26, 37-43, 46-49, 51	0,5	±5,3	±2,4	±2,7	±1,3	±1,8	±1,0	±2,2	±2,6
	0,8	±2,8	±4,3	±1,5	±2,3	±1,0	±1,5	±1,6	±2,9
	1	±1,7	не норм	±0,9	не норм	±0,6	не норм	±1,1	±3,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 140\ 000$ ч,

- средний срок службы - 30 лет

счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК.00

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 140\ 000$ ч,

- среднее время восстановления работоспособности не более $t_v = 2$ ч

счетчик электрической энергии многофункциональный ЦЭ 6850

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 120\ 000$ ч,

- средний срок службы - 30 лет

счетчик электрической энергии многофункциональный ЦЭ 6850 М

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 160\ 000$ ч,

- средний срок службы - 30 лет

счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05М

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 140\ 000$ ч,

- средний срок службы - 30 лет

трансформатор напряжения, трансформатор тока

-среднее время наработки на отказ не менее $40 \cdot 10^5$ часов,

сервер

-среднее время наработки на отказ не менее $T = 256554$ часов,

-среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ час.

Надежность системных решений:

-резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

журнал событий счетчика:

- параметрирования;
- воздействия внешнего магнитного поля;
- вскрытие счетчика;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

журнал сервера:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывов электропитания;
- потери и восстановления связи со счётчиками;
- программных и аппаратных перезапусков;
- корректировки времени в счетчике и сервере;
- изменения ПО.

Защищенность применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- сервера ИВК;

защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента системы	Номер в Гос.реестре средств измерений	Количество (шт.)
1	2	3
Многофункциональные счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М, КТ 0,2S/0,5	36697-12	6
Многофункциональные счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М , КТ 0,5S/1	36355-07	14
Многофункциональные счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК.(исполнение ПСЧ-4ТМ.05МК.00, КТ 0,5S/1	46634-11	2
Многофункциональные счетчики электрической энергии ЦЭ 6850 КТ 0,2S/0,5, ЦЭ 6850 КТ 0,5S/1 и исполнение ЦЭ 6850М, КТ 0,2S/0,5	20176-06	3/27/1
Трансформатор тока ТЛК-10, КТ 0,5S и исполнение ТЛК-10-7, КТ 0,5S	9143-06	8/4
Трансформатор тока ТФЗМ-110Б-1У1, КТ 0,5	2793-88	18
Трансформатор тока ТПК-10, , КТ 0,5S	22944-07	24
Трансформатор тока Т-0,66 М, КТ 0,5S	50733-12	3

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока Т-0,66, КТ 0,5S	22656-07	48
Трансформатор тока ТШЛ-0,66, КТ 0,5S	3422-06	9
Трансформатор тока ТШ-0,66, КТ 0,5S	22657-07	6
Трансформатор тока ТПЛ-10 (исполнение ТПЛ-10-3), КТ 0,5S	1276-59	4
Трансформатор тока ТЛП-10 (исполнение ТЛП-10-2), КТ 0,5S	30789-06	2
Трансформатор тока ТПЛМ-10, КТ 0,5	2363-68	2
Трансформатор тока ТЛК-СТ-10, КТ 0,5S	58720-14	4
Трансформатор напряжения НАМИТ-10-2УХЛ2, КТ 0,5	16687-06	25
Трансформатор напряжения НКФ-110, КТ 0,5	26452-06	12
Сервер (основной и резервный) типа HP Proliant ML150 G3/ HP Proliant ML350 G6	-	1/1
Автоматизированное рабочее место (АРМ и мобильный АРМ)	-	3/1
Наименование документации		
Методика поверки МП-2203-0208-2010		1

Поверка

осуществляется по документу МП-2203-0208-2010 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ЗАО «Алкоа СМЗ». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» в апреле 2011 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрих кодом и заверяется подписью поверителя.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

-трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003.

-трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011.

- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки «Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1.

- счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05М в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1.

- счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МК в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.167 РЭ1.

- счетчики электрической энергии ЦЭ6850, ЦЭ6850М в соответствии с методикой поверки ИНЕС.411152.034 Д1 «Счетчики электрической энергии ЦЭ6850». Методика поверки.

- УСВ-1 в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1.Методика поверки ВЛСТ 221.00.000 МП.

-радиочасы МИР РЧ-01, ГР №27008-04.

-мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», ГР № 33750-12 .

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

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ЗАО «Алкоа СМЗ» приведены в документе «Методика измерений электроэнергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЗАО «Алкоа СМЗ». Методика аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации №132/RA.RU 311290/2015/2016 от 06 июня 2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ЗАО «Алкоа СМЗ»

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

ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S.

ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготелеком»

(ООО «Энерготелеком»)

Адрес: 443048, г. Самара, ул. 2-я Южная, д.20

ИНН 6313136219

Модернизация системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ЗАО «Алкоа СМЗ» проведена ЗАО «Алкоа СМЗ»

Адрес: 443051, Российская Федерация, г. Самара, ул. Алма-Атинская, дом 29, корпус 33/34

ИНН 6310000160

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 190005, Московский проспект, д. 19, г. Санкт-Петербург

Телефон: (812) 251-76-01, факс. (812) 713-01-14; E-mail: info@vniim.ru

ИНН 7809022120

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30001-10 от 20.12.2010 г.

В части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, пр. Карла Маркса, 134, г. Самара

Телефон: (846) 3360827; E-mail: smrcsm@saminfo.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.