

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 416 от 26.02.2020 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сибирско-Уральская Алюминиевая компания» филиал «Богословский алюминиевый завод Сибирско-Уральской Алюминиевой компании» (АИИС КУЭ ОАО «СУАЛ» филиал «БАЗ-СУАЛ»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сибирско-Уральская Алюминиевая компания» филиал «Богословский алюминиевый завод Сибирско-Уральской Алюминиевой компании» (АИИС КУЭ ОАО «СУАЛ» филиал «БАЗ-СУАЛ») (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений количества активной и реактивной электрической энергии и средней электрической мощности, преобразуемой и распределяемой в сети электропередач филиала АО «РУСАЛ Урал» в Краснотурьинске «Объединенная компания РУСАЛ Богословский алюминиевый завод» («РУСАЛ Краснотурьинск»).

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ с установленным программным обеспечением (ПО), блок коррекции времени (БКВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналобразующую аппаратуру и технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей.

Измерительные каналы (ИК) состоят из 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 преобразуют 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 30 минут. Средняя за период 30 минут реактивная мощность вычисляется по средним за период 30 минут значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, за период 30 минут, вычисляется на основе значений мощности за период 30 минут.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по цифровым каналам связи поступает на уровень ИВК, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение, накопление и формирование измерительной информации, диагностика состояния средств и объектов измерений, оформление справочных и отчетных документов.

Один раз в сутки сервер БД уровня ИВК автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML. Файл с результатами измерений в формате XML по электронной почте по сети Internet передаётся в АО «АТС», в АО «СО ЕЭС» и другим заинтересованным организациям.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. СОЕВ оснащена блоком коррекции времени (БКВ). БКВ обеспечивает измерение (формирование и счет) текущих значений времени и даты с коррекцией времени по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС).

БКВ обеспечивает синхронизацию значений времени и даты в сервере БД АИИС КУЭ, не реже, чем 1 раз в час. Коррекция часов сервера БД выполняется при расхождении времени с показаниями часов БКВ более, чем на ± 1 с.

Время часов счетчиков сличается со временем часов сервера БД при каждом опросе счетчиков. Коррекция времени часов счетчиков проводится 1 раз в сутки при расхождении времени часов счетчика и сервера БД более, чем на ± 3 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. Защита измерительной информации в ПО ПК «Энергосфера» обеспечивается паролями в соответствии с правами доступа, а также кодированием данных.

Метрологически значимой частью специализированного программного обеспечения АИИС КУЭ является библиотека `pso_metr.dll`. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.1
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм md5)	<code>pso_metr.dll - cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b</code>

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№№ ИК	Наименование присоединения	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	БКВ
1	2	3	4	5	6
1	БТЭЦ ГРУ-10 кВ яч. 3 Блок 1	ТЛШ-10 (3 шт.) 4000/5 КТ 0,5S Рег. № 11077-07	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2, рег. № 37328-15
2	БТЭЦ ГРУ-10 кВ яч. 41 Блок 2	ТЛШ-10 (3 шт.) 4000/5 КТ 0,5S Рег. № 11077-07	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
3	БТЭЦ ГРУ-10 кВ яч. 50 Блок 3	ТЛШ-10 (3 шт.) 4000/5 КТ 0,5S Рег. № 11077-07	ЗНОЛ.06 (3 шт.) 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ 0,2 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
4	БТЭЦ ГРУ-10 кВ яч. 76 Блок 4	ТЛШ-10 (3 шт.) 4000/5 КТ 0,5S Рег. № 11077-07	ЗНОЛ.06 (3 шт.) 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ 0,2 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
5	ПС КПП-4 яч. 2 Т-1	ТПФМ-10 (2 шт.) 300/5 КТ 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
6	ПС КПП-4 яч. 1 Т-2	ТПФМ-10 (2 шт.) 300/5 КТ 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
7	ПС "Глинозем" КРУ-10 кВ ф. 15	ТПОЛ-10 (2 шт.) 800/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66; НОМ-10 У3 (2 шт.) 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69; 51200-18	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
8	ПС "Глинозем" КРУ-10 кВ ф. 2	ТПОЛ-10 (2 шт.) 800/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66; НОМ-10 У3 (2 шт.) 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69; 51200-18	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
9	ПС "Глинозем" КРУ-10 кВ ф. 39 3 сек.	ТПОЛ-10 (2 шт.) 800/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10 У3; НОМ-10 У3 (2 шт.) 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 51199-18; 51200-18	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ПС "Глинозем" КРУ-10 кВ ф. 52 4 сек.	ТПОЛ-10 (2 шт.) 800/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66; НОМ-10 У3, НОМ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69; 51200-18, 4947-75	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭНКС-2, рег. № 37328-15
11	ПС КПП-3 яч. Т-1	ТПЛ-СВЭЛ-10 (2 шт.) 150/5 КТ 0,5 Рег. № 44701-10	НОМ-10 (3 шт.) 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 363-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
12	ПС КПП-3 яч. Т-2	ТПЛ-10 (2 шт.) 150/5 КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НОМ-10 (3 шт.) 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 363-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
13	ПС ЦРП Т-1 яч. 15а	ТПОЛ-10 (2 шт.) 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
14	ПС ЦРП Т-2 яч.31	ТПОЛ-10 (2 шт.) 1500/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
15	ПС ЦРП Т-3 яч. 24а	ТПОЛ-10 (2 шт.) 1500/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
16	ПС ЦРП, РУ-6 кВ, ф. 4	ТПЛ (2 шт.) 200/5 КТ 0,5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
17	ПС ЦРП, РУ-6 кВ, ф. 5	ТПЛ-10У3, ТПЛ-10 300/5 КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
18	ПС ЦРП, РУ-6 кВ, ф. 7	ТПЛ (2 шт.) 300/5 КТ 0,5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
19	ПС ЦРП, РУ-6 кВ, ф. 10	ТПЛ (2 шт.) 200/5 КТ 0,5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
20	ПС ЦРП, РУ-6 кВ, ф. 11	ТПОФ (2 шт.) 600/5 КТ 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	ПС ЦРП, РУ-6 кВ, ф. 24	ТПЛ (2 шт.) 300/5 КТ 0,5 Пер. № 47958-16	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	ЭНКС-2, пер. № 37328-15
22	ПС ЦРП, РУ-6 кВ, ф. 27	ТПЛ (2 шт.) 300/5 КТ 0,5 Пер. № 47958-16	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
23	ПС ЦРП, РУ-6 кВ, ф. 29	ТПЛ (2 шт.) 300/5 КТ 0,5 Пер. № 47958-16	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
24	ПС ЦРП, РУ-6 кВ, ф. 17	ТПЛ-10У3 (2 шт.) 300/5 КТ 0,5 Пер. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
25	ПС ЦРП, РУ-6 кВ, ф. 28	ТПФМ-10 (2 шт.) 300/5 КТ 0,5 Пер. № 814-53	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
26	ПС ЦРП РУ-6 кВ ф. 3	ТПЛ-10 (2 шт.) 75/5 КТ 0,5 Пер. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
27	ПС ЦРП РУ-6 кВ ф. 18	ТПЛ-10У3 (2 шт.) 100/5 КТ 0,5 Пер. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
28	КТП-95 ввод № 1	ТШП М-0,66 У3 (3 шт.) 1500/5 КТ 0,5 Пер. № 59924-15	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
29	КТП-95 ввод № 2	ТШП М-0,66 У3 (3 шт.) 1500/5 КТ 0,5 Пер. № 59924-15	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
30	ТП-35 РУ-6 кВ ф. 4	ТПОЛ (2 шт.) 400/5 КТ 0,5 Пер. № 47958-11	НОМ-6 (2 шт.) 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
31	ТП-35 РУ-6 кВ ф. 2	ТПОЛ (2 шт.) 75/5 КТ 0,5 Пер. № 47958-11	НОМ-6 (2 шт.) 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
32	ПС 11 РП РУ-10 кВ яч. 8	ТОЛ 10 (2 шт.) 100/5 КТ 0,5 Пер. № 7069-79	НТМИ-10 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	ЭНКС-2, пер. № 37328-15
33	ПС 11 РП РУ-10 кВ яч. 15	ТОЛ 10 (2 шт.) 100/5 КТ 0,5 Пер. № 7069-79	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
34	ПС ТП-2 РУ- 0,4 кВ, яч. 2	Т-0,66, ТШП, Т-0,66 400/5 КТ 0,5 Пер. № 52667-13, 47957-11, 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
35	ПС ТП-2 РУ-0,4 кВ, яч. 5	Т-0,66 (3 шт.) 150/5 КТ 0,5 Пер. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
36	ПС ТП-2 РУ-0,4 кВ, яч. 11	ТОП (3 шт.) 50/5 КТ 0,5 Пер. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
37	ПС ТП-2 РУ-0,4 кВ, яч. 19	ТШП (3 шт.) 300/5 КТ 0,5 Пер. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
38	ПС ТП-2 РУ-0,4 кВ, яч. 3	ТШП (3 шт.) 600/5 КТ 0,5 Пер. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
39	ТП-14 ввод	ТТИ (3 шт.) 600/5 КТ 0,5 Пер. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 46634-11	
40	ТП-16 ввод № 2	ТТК (3 шт.) 4000/5 КТ 0,5 Пер. № 56994-14	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 46634-11	
41	ТП-16 ввод № 1	ТТК (3 шт.) 4000/5 КТ 0,5 Пер. № 56994-14	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 46634-11	
42	БТЭЦ, ГРУ-10 кВ, ф. 69	ТЛШ-10 (2 шт.) 4000/5 КТ 0,5S Пер. № 11077-07	НОЛ.08 (2 шт.) 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
43	БТЭЦ, ГРУ-10 кВ, ф. 75	ТЛШ-10 (2 шт.) 4000/5 КТ 0,5S Пер. № 11077-07	НОЛ.08 (2 шт.) 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	ЭНКС-2, пер. № 37328-15
44	Отпайка на опоре №17 ЛЭП 10кВ от ф.7 ПС 11 РП	ТОЛ (2 шт.) 50/5 КТ 0,5S Пер. № 47959-11	ЗНОЛ (3 шт.) 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 46634-11	
45	ПС 110/10/10 «Глинозем» КРУ- 10 кВ яч.18	ТПОЛ (3 шт.) 800/5 КТ 0,5S Пер. № 47958-16, 47958-16, 47958-11	НТМИ-10-66; НОМ-10 У3 (2 шт.) 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69; 51200-18	СЭТ-4ТМ.03М.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-12	
46	ПС 110/10/10 «Глинозем» КРУ- 10 кВ яч.35	ТПОЛ (3 шт.) 800/5 КТ 0,5S Пер. № 47958-11	НТМИ-10 У3; НОМ-10 У3 (2 шт.) 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 51199-18; 51200-18	СЭТ-4ТМ.03М.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-12	
47	ПС 110/10/10 «Глинозем» КРУ- 10 кВ яч.20	ТПОЛ (3 шт.) 800/5 КТ 0,5S Пер. № 47958-16, 47958-11, 47958-11	НТМИ-10-66; НОМ-10 У3 (2 шт.) 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69; 51200-18	СЭТ-4ТМ.03М.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-12	
48	ПС 110/10/10 «Глинозем» КРУ- 10 кВ яч.45	ТПОЛ (3 шт.) 800/5 КТ 0,5S Пер. № 47958-11, 47958-16, 47958-11	НТМИ-10 У3; НОМ-10 У3 (2 шт.) 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 51199-18; 51200-18	СЭТ-4ТМ.03М.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-12	
49	ПС 110/10/10 «Глинозем» КРУ- 10 кВ яч.47	ТПОЛ (3 шт.) 800/5 КТ 0,5S Пер. № 47958-11	НТМИ-10 У3; НОМ-10 У3 (2 шт.) 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 51199-18; 51200-18	СЭТ-4ТМ.03М.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-12	
50	ПС 110/10/10 «Глинозем» КРУ- 10 кВ яч.21	ТПОЛ (3 шт.) 800/5 КТ 0,5S Пер. № 47958-11	НТМИ-10-66; НОМ-10 У3 (2 шт.) 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69; 51200-18	СЭТ-4ТМ.03М.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-12	

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 таблице 3 метрологических характеристик.

Продолжение таблицы 2

<p>2 Допускается замена БКВ на аналогичные утвержденных типов. 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4 Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений. 5 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.</p>
--

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера однотипных ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2, 42, 43	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	3,0
3, 4	Активная	0,9	4,7
	Реактивная	2,0	2,9
5 – 14, 16 – 18, 20, 21, 23	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,8
15, 19, 22, 24 – 27, 30 – 33	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
28, 29, 34 – 38	Активная	0,8	5,3
	Реактивная	1,9	2,8
39, 40, 41	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	4,0
44 – 50	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ($\pm\Delta$), с		5	
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 40 °С.</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ <p>температура окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83 ГОСТ Р 52425-2005 	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от +18 до +22 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности <p>температура окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - для БКВ <p>магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк}</p> <p>от -40 до +35 от -40 до +60 от -40 до +55</p> <p>0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики СЭТ-4ТМ.03:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>Счетчики СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05МК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>БКВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>90000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>24</p> <p>0,99</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее 	<p>45</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться по одному каналу связи;

Журналы событий счетчиков электроэнергии фиксируют время и даты наступления событий:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

- факты коррекции времени с фиксацией времени до и после коррекции, величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- формирование обобщенного события по результатам автоматической самодиагностики;

– отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;

– перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

Журнал событий ИВК фиксирует:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- факт и величину синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных измерительных цепей;
 - испытательной коробки;
 - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на электросчетчике;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносят печатным способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	10 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	1 шт.
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НОМ-10 УЗ	7 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10 УЗ	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НОМ-10-66	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НОМ-10	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08	2 шт.
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ	3 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	16 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	14 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	5 шт.
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ	12 шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10УЗ	5 шт.
Трансформаторы тока	ТПОФ	2 шт.
Трансформаторы тока	ТШП М-0,66 УЗ	6 шт.
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ	22 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	4 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66	5 шт.
Трансформаторы тока шинные	ТШП	7 шт.
Трансформаторы тока опорные	ТОП	3 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТТИ	3 шт.
Трансформаторы тока	ТТК	6 шт.
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	22 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	24 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	4 шт.
Блоки коррекции времени	ЭНКС-2	1 шт.
Методика поверки	МП 38-262-2015 с изменением № 1	1 экз.
Формуляр	Э-1296-1-ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 38-262-2015 с изменением № 1 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сибирско-Уральская Аллюминиевая компания» филиал «Богословский аллюминиевый завод Сибирско-Уральской Аллюминиевой компании» (АИИС КУЭ ОАО «СУАЛ» филиал «БАЗ-СУАЛ»). Методика поверки», утвержденному ФГУП «УНИИМ» 15.01.2020 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 и/или по МИ 2845-2003 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3}...35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации;
- 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;
- электросчетчики СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;

– электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;

– электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05МК - в соответствии с документом «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденным руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21.03.2011 г.;

– БКВ - в соответствии с документом ЭНКС.681730.001 МП «Инструкция. Блоки коррекции времени ЭНКС-2. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 30.09.2014 г.;

– приемник навигационный МНП-МЗ, рег. № 38133-08;

– термогигрометр электронный «CENTER» (мод. 313), рег. № 22129-09.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии

ОАО «Сибирско-Уральская Алюминиевая компания» филиал «Богословский алюминиевый завод Сибирско-Уральской Алюминиевой компании» (АИИС КУЭ ОАО «СУАЛ» филиал «БАЗ-СУАЛ»), аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 16.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сибирско-Уральская Алюминиевая компания» филиал «Богословский алюминиевый завод Сибирско-Уральской Алюминиевой компании» (АИИС КУЭ ОАО «СУАЛ» филиал «БАЗ-СУАЛ»)

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 Производственно-внедренческая фирма «Центр энергосберегающих технологий» (ООО ПФФ «ЦЭТ»)

ИНН 6671117640

Юридический адрес: 620086, г. Екатеринбург, ул. Ясная, д. 1/3А, оф. 52

Адрес: 620057, г. Екатеринбург, ул. Таганская, 89, оф. 8

Телефон/факс: (343) 345-62-11

E-mail: energynew@mail.ru

Web-сайт: www.estc.su

Модернизация системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сибирско- Уральская Аллюминиевая компания» филиал «Богословский аллюминиевый завод Сибирско-Уральской Аллюминиевой компании» (АИИС КУЭ ОАО «СУАЛ» филиал «БАЗ-СУАЛ») проведена:

Общество с ограниченной ответственностью «Энрима-Системс»
(ООО «Энрима- Системс»)
ИНН 5906124484
Адрес: 614033, г. Пермь, ул. Куйбышева, д. 118, офис 114
Телефон: (8342) 249-48-38
E-mail: info@enrима.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энрима-Системс»
(ООО «Энрима- Системс»)
ИНН 5906124484
Адрес: 614033, г. Пермь, ул. Куйбышева, д. 118, офис 114
Телефон: (8342) 249-48-38
E-mail: info@enrима.ru

Испытательные центры

ГЦИ СИ Федеральное государственное унитарное предприятие «Уральский научно-исследовательский институт метрологии» (ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ»)
Адрес: 620000, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4
Телефон: (343) 350-26-18
Факс: (343) 350-20-39
E-mail: uniim@uniim.ru
Web-сайт: www.uniim.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30005-11 от 03.08.2011 г.

В части вносимых изменений

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Телефон: (495) 437-55-77
Факс: (495) 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.