

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее - ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики) по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С50 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее – УСВ-2).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) филиала АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске, включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – сервер БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО СО «ЕЭС».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 минут.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСП/Р.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ-2, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УСВ-2 не более ± 1 с. УСВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД и УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени сервера БД более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов УСПД и времени сервера БД не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

В качестве резервного эталонного источника календарного времени используется тайм-сервер (сервер времени) ФГУП «ВНИИФТРИ» первого уровня Stratum 1, обеспечивающий передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Тайм-сервер (ntp1.vniiftri.ru ntp2.vniiftri.ru) работает от сигналов рабочей шкалы Государственного эталона времени и частоты (ГСВЧ) Российской Федерации (РФ). В соответствии с международным документом RFC-1305 передача точного времени через глобальную сеть Интернет осуществляется с использованием протокола NTP версии 3.0. Часы тайм-серверов согласованы с UTC (универсальное координированное время в данном часовом поясе) с погрешностью, не превышающей 10 мкс.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, отражается в его журнале событий.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке, отражается в журнале событий сервера БД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» версии 3.0, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» 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 «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.1	Краснокаменная ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 1 сек 2СШ 110 кВ, ВЛ-110-102	ТВ-110-IX Кл. т. 0,5S 600/5	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
1.2	Краснокаменная ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 1 сек 1СШ 110 кВ, ВЛ-110-101	ТВ-110-IX Кл. т. 0,5S 600/5	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
1.3	Краснокаменная ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 1 сек 1СШ 110 кВ, ВЛ-110-27	ТФЗМ-110 Б-1У1 Кл. т. 0,5 800/5	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
1.4	Краснокаменная ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 1 сек 2СШ 110 кВ, ВЛ-110-26	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 800/5	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.5	Краснокаменская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 1 сек 1СШ 110 кВ, ВЛ-110-107	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 600/5 ТФЗМ-110 Б-1У1 Кл. т. 0,5 600/5 ТФНД-110М Кл. т. 0,5 600/5	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
1.6	Краснокаменская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 1 сек 2СШ 110 кВ, ВЛ-110-109	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 600/5 ТФЗМ-110 Б-1У1 Кл. т. 0,5 600/5 ТФНД-110М Кл. т. 0,5 600/5	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
1.7	Краснокаменская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 2 сек 1СШ 110 кВ, ВЛ-110-115	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 600/5	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3 НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
1.8	Краснокаменская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 2 сек 2СШ 110 кВ, ВЛ-110-116	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 600/5	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.9	Краснокаменная ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 2 сек 2СШ 110 кВ, ВЛ-110-118	ТФЗМ-110 Б-1У1 Кл. т. 0,5 100/5	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
1.10	Краснокаменная ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 2 сек 1СШ 110 кВ, ВЛ-110-120	ТФЗМ-110 Б-1У1 Кл. т. 0,5 100/5	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3 НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
11	Краснокаменная ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ОВ-1 110 кВ (ОМВ)	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 600/5	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
12	Краснокаменная ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ОВ-2 110 кВ (ШОВ)	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 600/5	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
1	Краснокаменная ТЭЦ, ТГ-1	ТШЛ-20 Кл. т. 0,5 8000/5	ЗНОМ-15-63 У2 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
2	Краснокаменная ТЭЦ, ТГ-2	ТШЛ-20 Кл. т. 0,5 8000/5	ЗНОМ-15-63 У2 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
3	Краснокаменная ТЭЦ, ТГ-4	ТШЛ-20 Кл. т. 0,5 8000/5	ЗНОМ-15-63 У2 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
4	Краснокаменная ТЭЦ, ТГ-5	ТШЛ-20 Кл. т. 0,5 8000/5	ЗНОМ-15-63 У2 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Краснокаменская ТЭЦ, ТГ-6	ТШЛ-20 Кл. т. 0,5 10000/5	ЗНОЛ-06 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
6	Краснокаменская ТЭЦ, ТГ-7	ТШЛ-20 Кл. т. 0,5 10000/5	ЗНОЛ-06 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
2.1	Краснокаменская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 2 сек 2СШ, яч. 126, ВЛ-110 кВ «ПС Забайкальск - Краснокаменская ТЭЦ»	ТОГФ-110 Кл. т. 0,5 600/5	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная	±0,9	±2,9
						реактивная	±2,4	±4,7
2.2	Краснокаменская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, 2 сек 1СШ, яч. 123, ВЛ-110-39 «Краснокаменская ТЭЦ - Абагайтуй»	ТФМ-110 Кл. т. 0,5 400/5	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная	±0,9	±2,9
						реактивная	±2,4	±4,7

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. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.6, 1.7, 1.8, 1.9, 1.10, 11, 12, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 2.1, 2.2 от 0 до плюс 40 °С.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, УСПД и УСВ-2 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	20
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц <p>- коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>- температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>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 - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +70</p> <p>от -40 до +65</p> <p>от +10 до +60</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика СЭТ-4ТМ.03М для счетчика СЭТ-4ТМ.02М.02 - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД СИКОН С50 - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>140000</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>114</p> <p>40</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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 счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВ-110-IX	64181-16	6
Трансформатор тока	ТФЗМ-110 Б-1У1	2793-88	11
Трансформатор тока	ТФНД-110М	2793-71	19
Трансформатор тока	ТШЛ-20	21255-08	18
Трансформатор тока	ТОГФ-110	44640-10	3
Трансформатор тока	ТФМ-110	16023-97	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57У1	14205-94	21
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24218-03	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63 У2	1593-05	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-06	3344-72	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	18
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.02	36697-12	1
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С50	28523-05	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	-	1
Методика поверки	МП 206.1-124-2017	-	1
Паспорт-Формуляр	77148049.422222.130-ПС	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-124-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 03.07.2017 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 МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.02М.02, СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- УСПД СИКОН С50 – по документу «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С50. Методика поверки ВЛСТ 198.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- УСВ-2 – по документу ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1%;
- миллitesламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

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

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске, аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске

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

Филиал акционерного общества «Объединенная Теплоэнергетическая Компания» в г. Краснокаменске (Филиал АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске)

ИНН 7706757331

Юридический адрес: 101000, г. Москва, пер. Потаповский, дом 5, стр. 4

Почтовый адрес: 674674, Забайкальский край, г. Краснокаменск, дом 522, а/я 87

Телефон: +7 (30245) 3-59-33

Факс: +7 (30245) 2-64-01

E-mail: info@oao-otek.ru

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» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 437-55-77
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.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.