

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 539 от 23.03.2018 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Роскоммунэнерго» в части ПС Приречная 110/6 кВ с Изменением № 1

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Роскоммунэнерго» в части ПС Приречная 110/6 кВ с Изменением № 1 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

**Описание средства измерений**

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики) по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера», эталонный источник системного времени тайм-сервер ФГУП «ВНИИФТРИ».

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух 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 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСП/IP. ИВК имеет возможность сбора информации от системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала АО «Облкоммунэнерго» - ЗАО «Тагилэнерго» (Пер. № 67259-17).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. Источником сигналов точного времени служит тайм-сервер ФГУП «ВНИИФТРИ» первого уровня Stratum 1 (далее - тайм-сервер). Тайм-сервер (ntp1.vniiftri.ru ntp2.vniiftri.ru) работает от сигналов рабочей шкалы Государственного эталона времени и частоты (ГСВЧ) Российской Федерации (РФ). Синхронизация сервера БД АИИС КУЭ осуществляется от тайм-сервера в соответствии с международным документом RFC-1305 через глобальную сеть Интернет с использованием протокола NTP версии 3.0. Часы тайм-серверов согласованы с UTC (универсальное координированное время в данном часовом поясе) Тайм-сервер обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени тайм-сервера более чем на  $\pm 1$  с, Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на  $\pm 1$  с.

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

### Программное обеспечение

В АИИС 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 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор модуля ПО	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС 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 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	Номер точки измерений	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
			ТТ	ТН	Счётчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	201	ПС «Приречная» 110/6кВ, ЗРУ - 6 кВ, 1 сш, яч. 102, ф.6 кВ ф. Черных - 1	ТОЛ-10-І-1У2 Кл. т. 0,5S 600/5	ЗНОЛП-6 У2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	СЕ304 S32 402-JAAQ2НУ Кл. т. 0,2S/0,5	активная  реактивная	±1,1  ±2,3	±2,6  ±4,3
2	202	ПС «Приречная» 110/6кВ, ЗРУ - 6 кВ, 2 сш, яч. 211, ф.6 кВ ф. Черных - 2	ТОЛ-10-І-1У2 Кл. т. 0,5S 600/5	ЗНОЛП-6 У2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	СЕ304 S32 402-JAAQ2НУ Кл. т. 0,2S/0,5	активная  реактивная	±1,1  ±2,3	±2,6  ±4,3
3	203	ПС «Приречная» 110/6кВ, ЗРУ - 6 кВ, 1 сш, яч. 105, ф.6 кВ ГМЗ - 1	ТОЛ-10-І-1У2 Кл. т. 0,5S 300/5	ЗНОЛП-6 У2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	СЕ304 S32 402-JAAQ2НУ Кл. т. 0,2S/0,5	активная  реактивная	±1,1  ±2,3	±2,6  ±4,3
4	204	ПС «Приречная» 110/6кВ, ЗРУ - 6 кВ, 2 сш, яч. 202, ф.6 кВ ГМЗ - 2	ТОЛ-10-І-1У2 Кл. т. 0,5S 300/5	ЗНОЛП-6 У2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	СЕ304 S32 402-JAAQ2НУ Кл. т. 0,2S/0,5	активная  реактивная	±1,1  ±2,3	±2,6  ±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	205	ПС «Приречная» 110/6кВ, ЗРУ-6 кВ, 3 сш, яч.305, ф.6кВ ГДМ-1	ТОЛ-10-І-1У2 Кл. т. 0,5S 600/5	ЗНОЛП-6 У2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	СЕ304 S32 402-JAAQ2НУ Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
6	206	ПС «Приречная» 110/6кВ, ЗРУ-6 кВ, 4 сш, яч.406, ф.6кВ ГДМ-2	ТОЛ-10-І-1У2 Кл. т. 0,5S 600/5	ЗНОЛП-6 У2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	СЕ304 S32 402-JAAQ2НУ Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
7	207	ПС «Приречная» 110/6кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 сш, яч.104, ф.6кВ Красноармейский-1	ТОЛ-10-І-1У2 Кл. т. 0,5S 600/5	ЗНОЛП-6 У2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	СЕ304 S32 402-JAAQ2НУ Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
8	208	ПС «Приречная» 110/6кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 сш, яч.208, ф.6кВ Красноармейский-2	ТОЛ-10-І-1У2 Кл. т. 0,5S 600/5	ЗНОЛП-6 У2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	СЕ304 S32 402-JAAQ2НУ Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
9	143а	ПС «Сторожевая» 35/6кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 сш, яч.18, ф.Михайловский-2	ТПОЛ-10У3 Кл. т. 0,5 150/5	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
10	211	ПС «Пихтовая» 110/6 кВ, ЗРУ-6кВ, 4сш, яч.6, ф.6кВ Хвойный 4	ТПЛ-10-М-1У2 Кл. т. 0,5S 400/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,4 ±4,3
11	212	ПС «Пихтовая» 110/6 кВ, ЗРУ-6кВ, 2сш, яч.50, ф.6кВ Энтузиастов 2	ТПЛ-10-М-І Кл. т. 0,5S 150/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,4 ±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	209	ПС «Горбуново» 110/35/10 кВ, ЗРУ-10кВ, 2сш, яч.15, Муринский 4	ТПЛ-10-М-1У2 Кл. т. 0,5S 300/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная  реактивная	±1,1  ±2,7	±3,0  ±4,8
13	210	ПС «Горбуново» 110/35/10 кВ, ЗРУ-10кВ, яч.6 Муринский 3	ТПЛ-10-М-1У2 Кл. т. 0,5S 300/5	НТМИ-10-66У3 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная  реактивная	±1,1  ±2,7	±3,0  ±4,8
14	3	ПС «Красный Камень» 110/35/6кВ, ЗРУ-6кВ, 2 сш, яч.2, ф.6кВ ДК Строитель-2	ТПЛ-10-М-У2 Кл. т. 0,5S 400/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная  реактивная	±1,2  ±2,6	±3,4  ±4,3
15	2	ПС «Красный Камень» 110/35/6кВ, ЗРУ-6кВ, 1 сш, яч. 33, ф.6кВ ДК Строитель-1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная  реактивная	±1,2  ±2,6	±3,3  ±4,3
16	1	ПС «Красный Камень» 110/35/6кВ, ЗРУ-6кВ, 1 сш, яч. 1, ф.6кВ Комсомольский-1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная  реактивная	±1,2  ±2,6	±3,3  ±4,3

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	135а	ВМ-2006 оп.35 ВЛ-6кВ ф. Руш-1 от ПС «Старатель»	ТОЛ-10-1-2 Кл. т. 0,5 150/5	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,6$	$\pm 3,3$ $\pm 4,3$
18	177	ЛЭП-10кВ Хуторка, отпайка, опора 2а, ПКУ-10кВ ЛЭП «Хуторка»	ТОЛ-10-III-2 УХЛ1 Кл. т. 0,5S 50/5	НОЛ-10-III УХЛ1 Кл. т. 0,5 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,6$	$\pm 3,4$ $\pm 4,3$
19	87	ПС «Выйская» 35/6кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 сш, яч.6, ф.Котельная 1	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 200/5	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
20	93	ЯКНО 6 кВ ВЛ-17 6кВ от оп.5 ВЛ-6 кВ ф.Огнеупор-1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S 150/5	НОЛ.08-6 У2 Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,6$	$\pm 3,4$ $\pm 4,3$
21	105	ВМ-1005 6кВ отпайки от оп.23 ВЛ-6 кВ ф.Гидроузел-3	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5	НОЛ.08 Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,6$	$\pm 3,3$ $\pm 4,3$
22	135	ПС «Старатель» 110/35/6кВ, ЗРУ- 6 кВ, 1 сш, яч. 13, ф.6 кВ Руш 1	ТОЛ-10-У3 Кл. т. 0,5 200/5	ЗНОЛ-06-6У3 Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,0$ $\pm 4,6$

Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

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 - 22 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, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном на объекте 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
1	2
Количество измерительных каналов	22
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ для ИК № 1-4 для ИК № 5-22 - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15  0,87 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - 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 электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 <sub>инд.</sub> до 0,8 <sub>емк.</sub> от 49,6 до 50,4 от -40 до +70  от -40 до +60 от +10 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЕ 304 S32 402 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.12 для электросчетчика Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.00 - среднее время восстановления работоспособности, ч	          120000 165000 165000 165000 150000 165000  2

Окончание таблицы 3

1	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 Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера БД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере БД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- 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 автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Роскоммунэнерго» в части ПС Приречная 110/6 кВ с Изменением № 1 типографским способом.



### Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег №	Количество, шт./экз.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І-1-У2	47959-11	24
Трансформатор тока	ТПОЛ-10 У3	1261-08	5
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М-1У2	47958-11	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М-1У2	47958-16	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М-1	47958-11	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М-У2	22192-07	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1-2	15128-07	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-ІІІ-2-УХЛ1	47959-11	2
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-02	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10-У3	7069-02	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6 У2	46738-11	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3344-72	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-06-6У3	46738-11	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	23544-07	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	60002-15	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	831-53	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	831-69	1
Трансформатор напряжения	НОЛ-10-ІІІ-УХЛ1	49075-12	2
Трансформатор напряжения	НОЛ.08-6 У2	66629-17	2
Трансформатор напряжения	НОЛ.08	3345-04	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	23345-07	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЕ 304 S32 402-JAAQ2HY	31424-07	8
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-12	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	50460-12	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.12	50460-12	1
Сервер баз данных	IBM Blade Server HS22	-	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	-	1
Методика поверки	МП 206.1-008-2018	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1

## **Поверка**

осуществляется по документу МП 206.1-008-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Роскоммунэнерго» в части ПС Приречная 110/6 кВ с Изменением № 1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 29 января 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 3195-2009 «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.03 - по документу Методика 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 сентября 2004 г.
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01 - 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.;
- счетчиков СЕ 304 S32 402 - по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные СЕ 304. Методика поверки» ИНЕС.411152.064 Д1, согласованному с ФГУП «ВНИИМС» в 2006 г.;
- счётчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.00, ПСЧ-4ТМ.05МК.12 - по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «21» марта 2011г.
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- термогигрометр CENTER (мод.311): 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%;
- миллитесламетр 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 АИИС КУЭ ОАО «Роскоммунэнерго» в части ПС Приречная 110/6 кВ с Изменением № 1, аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Роскоммунэнерго» в части ПС Приречная 110/6 кВ с Изменением № 1**

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. Красноармейская, 26  
Телефон: (343) 310-70-80  
Факс: (343) 310-32-18

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Стройэнергетика» (ООО «Стройэнергетика»)  
Юридический адрес: 129337, г. Москва, ул. Красная Сосна, д. 20, стр. 1, комн. 4  
Адрес: 129337, г. Москва, ул. Красная Сосна, д. 20, стр. 1, комн. 4  
Телефон: (926) 786-90-40  
E-mail: [Stroyenergetika@gmail.com](mailto: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/факс: (495) 437-55-77, (495) 437-56-66  
E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru)  
Web-сайт: [www.vniims.ru](http://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 «Метрологический сервисный центр»  
(ООО «МетроСервис»)  
Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, ба  
Телефон: (391) 224-85-62  
E-mail: [E.E.Servis@mail.com](mailto:E.E.Servis@mail.com)

Аттестат аккредитации ООО «МетроСервис» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.