

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1038 от 04.06.2020 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС» (далее по тексту – 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 по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и 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 – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных МИР УСПД-01 (далее по тексту – УСПД), устройство синхронизации системного времени МИР РЧ-02 (далее – УССВ), каналаобразующую аппаратуру и технические средства обеспечения электропитания.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС», включающий в себя каналаобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» и АРМ АО «Газпром энергосбыт», подключенный к базе данных ИВК АИИС КУЭ ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС» при помощи удаленного доступа по сети Internet.

ИИК, ИВКЭ, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- 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.

УСПД в составе ИВКЭ осуществляет:

- один раз в 30 минут опрос счетчиков электрической энергии и сбор результатов измерений;
 - хранение результатов измерений в базе данных;
 - передачу результатов измерений в ИВК.
 - синхронизацию (коррекцию) времени в УСПД и коррекцию времени в счетчиках;
- ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:
- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
 - автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
 - хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
 - автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
 - перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
 - формирование отчетных документов;
 - ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
 - конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
 - сбор и хранение журналов событий счетчиков;
 - ведение журнала событий ИВК;
 - синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии и УСПД;
 - аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
 - самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 заверенных электронно-цифровой подписью.

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

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

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство. При нарушении в приеме сигналов точного времени УСПД, коррекцию времени в ИВКЭ и (или) счетчиках может производить уровень ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГOREСУРСОВ», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГOREСУРСОВ» 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 «УЧЕТ ЭНЕРГOREСУРСОВ».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

| Идентификационные признаки | Значение | | |
|---|--|--|---|
| Идентификационное наименование ПО | Программный комплекс СЕРВЕР СБОРА ДАННЫХ MirServsbor.msi | Программный комплекс УЧЕТ ЭНЕРГOREСУРСОВ EnergyRes.msi | Программа ПУЛЬ ЧТЕНИЯ ДАННЫХ MirReaderSetup.msi |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 2.0.0.1 | 2.5 | 2.0.9.0 |
| Цифровой идентификатор ПО | 7d30b09bbf536b7f45db 352b0c7b7023 | 55a532c7e6a3c30405d7 02554617f7bc | 6dcfa7d8a621420f8a52 b8417b5f7bbc |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5 | MD5 | MD5 |

Системы автоматизированные информационно-измерительные комплексного учета энергоресурсов МИР, в состав которых входит ПО, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений за № 36357-13.

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 ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

| Номер ИК | Наименование объекта | Измерительные компоненты | | | | Вид электро-энергии | Метрологические характеристики ИК | | |
|----------|--|--|--|--|--|---------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|--|
| | | ТТ | ТН | Счётчик | УСПД/УССВ | | Основная погрешность, % | Погрешность в рабочих условиях, % | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | |
| 1 | ПС 110 кВ Фоминская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Снежная-Фоминская 1 | ТВГ-110 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктт 500/5 Рег. № 22440-02 | НКФ-110-57ХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94 | СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04 | МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11 | активная | ±1,1 | ±3,0 | |
| | | | | | | реактивная | ±2,6 | ±4,6 | |
| 2 | ПС 110 кВ Фоминская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Снежная-Фоминская 2 | ТВГ-110 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктт 500/5 Рег. № 22440-02 | НКФ-110-57ХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94 | СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04 | | активная | ±1,1 | ±3,0 | |
| | | | | | | реактивная | ±2,6 | ±4,6 | |
| 3 | ПС 110 кВ Фоминская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Фоминская-Югра-1 | ТВГ-110 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктт 500/5 Рег. № 22440-02 | НКФ-110-57ХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94 | СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04 | | активная | ±1,1 | ±3,0 | |
| | | | | | | реактивная | ±2,6 | ±4,6 | |
| 4 | ПС 110 кВ Фоминская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Фоминская-Югра-2 | ТВГ-110 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктт 500/5 Рег. № 22440-02 | НКФ-110-57ХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94 | СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04 | | активная | ±1,1 | ±3,0 | |
| | | | | | | реактивная | ±2,6 | ±4,6 | |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---|--|--|---|---|--|-----------------------------|------------------------|------------------------|
| 5 | ПС 110 кВ Фоминская, ОРУ- 110 кВ, ОВ 110 кВ | ТВГ-110 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТТ 500/5 Рег. № 22440-02 | НКФ-110-57ХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-94 | СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04 | МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11 | активная реактивная | $\pm 1,1$ $\pm 2,6$ | $\pm 3,0$ $\pm 4,6$ |
| 6 | ПС 110 кВ ПП Хантос, ОРУ 110 кВ, яч.110 ЮП ГТЭС 1 | ТВГ-110 Кл. т. 0,2 КТТ 500/5 Рег. № 22440-07 | СРВ-123 Кл. т. 0,5 Ктн 110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 15853-06 | СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12 | МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11 | активная реактивная | $\pm 0,8$ $\pm 1,8$ | $\pm 1,6$ $\pm 2,7$ |
| 7 | ПС 110 кВ ПП Хантос, ОРУ 110 кВ, яч.110 ЮП ГТЭС 2 | ТВГ-110 Кл. т. 0,2 КТТ 500/5 Рег. № 22440-07 | СРВ-123 Кл. т. 0,5 Ктн 110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 15853-06 | СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12 | активная реактив- ная | $\pm 0,8$ $\pm 1,8$ | $\pm 1,6$ $\pm 2,7$ | |
| 8 | ПС 110 кВ Выкатная, ОРУ 35 кВ, 1С-35 кВ, яч.2 Куст-30-1, ВЛ 35 кВ К-30-1 | ТФ3М-35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 26418-04 | НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 19813-00 | СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12 | МИР УСПД-01 Рег. № 27420-04/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11 | активная реактив- ная | $\pm 1,1$ $\pm 2,7$ | $\pm 3,0$ $\pm 4,8$ |
| 9 | ПС 110 кВ Выкатная, ОРУ 35 кВ, 2С-35 кВ, яч.4 Куст-30-2, ВЛ 35 кВ К-30-2 | ТФ3М-35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 26418-04 | НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 19813-00 | СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12 | активная реактив- ная | $\pm 1,1$ $\pm 2,7$ | $\pm 3,0$ $\pm 4,8$ | |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|----|--|---|--|---|--|-----------------------------|----------------|----------------|
| 10 | ПС 110 кВ Ем-Еговская, ОРУ 35 кВ, 1С 35 кВ, ВЛ-35 кВ ДНС-5-1 | ТВГ-УЭТМ®-35 Кл. т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 52619-13 | НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 60002-15 | СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12 | МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11 | активная реактив- ная | ±0,78 ±1,74 | ±1,55 ±2,49 |
| 11 | ПС 110 кВ Ем-Еговская, ОРУ 35 кВ, 2С 35 кВ, ВЛ-35 кВ ДНС-5-2 | ТФ3М-35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 8555-81 | НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 60002-15 | СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12 | МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11 | активная реактив- ная | ±1,02 ±2,60 | ±2,91 ±4,59 |
| 12 | ПС 110 кВ Ореховская, ОРУ 35 кВ, 2С 35 кВ, КВЛ-35 кВ Ф.№3 ДНС Ореховская-2 | GIF40.5 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 30368-05 | НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 19813-09 | СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12 | МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11 | активная реактив- ная | ±1,02 ±2,60 | ±2,92 ±4,61 |

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с

±5

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 $\cos j = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 12 от минус 40 до плюс 65 °C.

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

5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

6 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

| Наименование характеристики | Значение |
|---|---|
| Количество измерительных каналов | 12 |
| Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$ | от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25 |
| Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, $^{\circ}\text{C}$ - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, $^{\circ}\text{C}$ - температура окружающей среды в месте расположения сервера, $^{\circ}\text{C}$ - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, $^{\circ}\text{C}$ | от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +55 от -40 до +60 от +10 до +30 от -10 до +55 |
| Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М - среднее время восстановления работоспособности, ч | 90000 165000 2 |
| УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч | 82500 1 |
| 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, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее | 114 40 |
| УСПД: - 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 | 45 10 |
| Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее | 3,5 |

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.
- журнал ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;

соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (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 АИИС КУЭ ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС» 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 | Количество, шт./экз. |
|---|--------------------------|----------------------|
| Трансформатор тока | ТВГ-110 УХЛ2 | 15 |
| Трансформатор тока | ТВГ-110 | 6 |
| Трансформатор тока | ТФ3М-35А-ХЛ1 | 6 |
| Трансформатор тока | ТВГ-УЭТМ®-35 | 3 |
| Трансформатор тока | GIF40.5 | 2 |
| Трансформатор напряжения | НКФ-110-57ХЛ1 | 6 |
| Трансформатор напряжения | СРВ-123 | 6 |
| Трансформатор напряжения | НАМИ-35 УХЛ1 | 5 |
| Счётчик электрической энергии многофункциональный | СЭТ-4ТМ.03 | 5 |
| Счётчик электрической энергии многофункциональный | СЭТ-4ТМ.03М | 7 |
| Устройство сбора и передачи данных со встроенным УСПД | МИР УСПД-01 | 5 |
| Устройство синхронизации времени | МИР РЧ-02 | 1 |
| Программное обеспечение | ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» | 1 |
| Методика поверки | МП 206.1-028-2017 | 1 |
| Паспорт-Формуляр | РЭСС.411711.АИИС.417 ПФ | 1 |

Проверка

осуществляется по документу МП 206.1-028-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 01.02.2017 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/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

- 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» мая 2012 г.;

- МИР УСПД-01 (Рег. № 27420-04) – по документу «Устройства сбора и передачи данных МИР УСПД-01. Руководство по эксплуатации» М02.109.00.000 РЭ, согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.;
- МИР УСПД-01 (Рег. № 27420-08) – по документу «Устройства сбора и передачи данных МИР УСПД-01. Руководство по эксплуатации», согласованному с ГЦИ СИ «ВНИИМС» в декабре 2008 г.;
- МИР РЧ-02 (Рег. № 46656-11) – по документу «Радиочасы МИР РЧ-02. Методика поверки» М09.117.00.000МП;
- 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%;
- 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 системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г. и в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС», в части ИК№ 10-12, аттестованном ФБУ «Ивановский ЦСМ», аттестат об аккредитации № RA.RU.311260 от 17.08.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательные центры

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: 8 (495) 437-55-77

Факс: 8 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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

В части вносимых изменений

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.

(Редакция приказа Росстандарта № 1038 от 04.06.2020 г.)

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2020 г.