

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭсСиЭй Хайджин Продактс Раша», филиал в г. Советск

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭсСиЭй Хайджин Продактс Раша», филиал в г. Советск (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, выполненная на основе ИИС «Пирамида» (Госреестр № 21906-11), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы, далее измерительные каналы (ИК), АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных на базе (УСПД) СИКОН С70 (Госреестр № 28822-05), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер Филиала ООО «ЭсСиЭй Хайджин Продактс Раша» в г. Советске (далее - сервер), установленный в центре сбора и обработки данных (ЦСОИ) Филиала ООО «ЭсСиЭй Хайджин Продактс Раша» в г. Советске, автоматизированное рабочее место (АРМ), УССВ УСВ-2 (Госреестр № 41681-10), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех измерительных каналах;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в заинтересованные организации;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ).

Принцип действия.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотносены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

УСПД СИКОН С70 один раз в 30 минут по проводным линиям связи опрашивает счетчики, также в нем осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчиках коэффициенты трансформации выбраны равные единице, так как это позволяет производить замену вышедших из строя приборов учета без их предварительного конфигурирования) и хранение измерительной информации.

Сервер с периодичностью один раз в сутки опрашивает контроллер СИКОН С70 и считывает с него 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server). Сервер производит вычисление получасовых значений электроэнергии на основании считанного профиля мощности, в автоматическом режиме один раз в сутки считывает из базы данных получасовые значения электроэнергии, формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML всем заинтересованным субъектам.

АРМ, установленный в отделе главного энергетика (ОГЭ) Филиала ООО «ЭсСиЭй Хайджин Продактс Раша», в г. Советске, считывает данные об энергопотреблении с сервера по сети Ethernet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). В СОЕВ входят часы устройства синхронизации времени УСВ-2, УСПД, сервера и счетчиков. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В состав УСВ-2 входит GPS-приемник, что обеспечивает ход часов УСВ-2 не более $\pm 0,35$ с/сут.

Сравнение показаний часов УСВ-2 и сервера осуществляется один раз в час. Синхронизация часов УСВ-2 и сервера осуществляется один раз в час вне зависимости от величины расхождения показаний часов УСВ-2 и сервера.

Сравнение показаний часов УСПД и сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД и сервера осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и сервера на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Точность хода часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «ЭсСиЭй Хайджин Продактс Раша», филиал в г. Советск используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами

доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в ИВК АИИС КУЭ

| Наименование программного обеспечения | Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения) | Наименование файла | Номер версии программного обеспечения | Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения |
|---------------------------------------|--|--------------------|---------------------------------------|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| ПО «Пирамида 2000» | Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета | CalcClients.dll | 3 | e55712d0b1b219065d63da949114dae4 | MD5 |
| | Модуль расчета небаланса энергии/мощности | CalcLeakage.dll | 3 | b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f | |
| | Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах | CalcLosses.dll | 3 | d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac | |
| | Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений | Metrology.dll | 3 | 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 | |
| | Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе | ParseBin.dll | 3 | 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 | |
| | Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК | ParseIEC.dll | 3 | 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f | |
| | Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus | ParseModbus.dll | 3 | c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 | |
| | Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида | ParsePiramida.dll | 3 | ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f | |
| | Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации | SynchroNSI.dll | 3 | 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 | MD5 |
| | Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени | VerifyTime.dll | 3 | 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75 | |

ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ ООО «ЭсСиЭй Хайджин Продактс Раша», филиал в г. Советск от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Составы 1-го и 2-го уровней измерительных каналов АИИС КУЭ ООО «ЭсСиЭй Хайджин Продактс Раша», филиал в г. Советск приведены в таблице 2.

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ ООО «ЭсСиЭй Хайджин Продактс Раша», филиал в г. Советск приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровня измерительных каналов АИИС КУЭ ООО «ЭсСиЭй Хайджин Продактс Раша», филиал в г. Советск

| № ИИК | Наименование ИИК | Состав измерительного канала | | | |
|-------|----------------------|--|--|---|--|
| | | Трансформатор тока | Трансформатор напряжения | Счетчик электрической энергии | ИБКЭ (УСПД) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | ЩГРЭС КРУН-6кВ Т-658 | ТОЛ-СЭЩ-10-11 1500/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 34453-08 Зав. № 34454-08 Зав. № 34455-08 Госреестр №32139-11 | ЗНОЛП-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 2977 Зав. № 2941 Зав. № 3015 Госреестр № 23544-07 | СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126822 Госреестр № 36697-08 | СИКОН С70 Зав.№ 06574 INTEL DLP320GLEU 7 STORM |
| 2 | ЩГРЭС КРУН-6кВ Т-660 | ТОЛ-СЭЩ-10-11 1500/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 34274-08 Зав. № 34664-08 Зав. № 34665-08 Госреестр №32139-11 | ЗНОЛП-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 3591 Зав. № 3593 Зав. № 3584 Госреестр № 23544-07 | СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810127119 Госреестр № 36697-08 | СИКОН С70 Зав.№ 06574 INTEL DLP320GLEU 7 STORM |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|-----------|--|--|---|--|
| 3 | ЩГРЭС Т-1 | ТВГ-220 400/5 Кл. т. 0,2S Зав. № 2023-12 Зав. № 2188-12 Зав. № 2114-12 Зав. № 2189-12 Зав. № 2113-12 Зав. № 2187-12 Госреестр № 39246-08 | НКФ-220-58 220000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 36470 Зав. № 36403 Зав. № 37114 Зав. № 26405 Зав. № 26625 Зав. № 844796 Госреестр № 14626-06 | СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126035 Госреестр № 36697-08 | СИКОН С70 Зав.№ 06574 INTEL DLP320GLEU 7 STORM |
| 4 | ЩГРЭС Т-2 | ТВГ-220 400/5 Кл. т. 0,2S Зав. № 2192-12 Зав. № 2364-12 Зав. № 2190-12 Зав. № 2365-12 Зав. № 2191-12 Зав. № 2363-12 Госреестр № 39246-08 | НКФ-220-58 220000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 36470 Зав. № 36403 Зав. № 37114 Зав. № 26405 Зав. № 26625 Зав. № 844796 Госреестр № 14626-06 | СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126957 Госреестр № 36697-08 | СИКОН С70 Зав.№ 06574 INTEL DLP320GLEU 7 STORM |

Таблица 3 - Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ
ООО «ЭсСиЭй Хайджин Продактс Раша», филиал в г. Советск

| Номер ИК | cosφ | Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ (измерение активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ) | | | |
|-------------------------------------|------|---|--|---|---|
| | | $\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$ | $\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$ | $\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$ | $\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1, 2 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5) | 1,0 | ±1,9 | ±1,2 | ±1,0 | ±1,0 |
| | 0,9 | ±2,4 | ±1,4 | ±1,2 | ±1,2 |
| | 0,8 | ±2,9 | ±1,7 | ±1,4 | ±1,4 |
| | 0,7 | ±3,6 | ±2,0 | ±1,6 | ±1,6 |
| | 0,5 | ±5,5 | ±3,0 | ±2,3 | ±2,3 |
| 3, 4 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5) | 1,0 | ±1,3 | ±1,0 | ±0,9 | ±0,9 |
| | 0,9 | ±1,4 | ±1,0 | ±1,0 | ±1,0 |
| | 0,8 | ±1,5 | ±1,2 | ±1,1 | ±1,1 |
| | 0,7 | ±1,7 | ±1,3 | ±1,2 | ±1,2 |
| | 0,5 | ±2,4 | ±1,8 | ±1,6 | ±1,6 |

Продолжение таблицы 3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|------------------------------------|------|---|--|---|---|
| Номер ИК | cosφ | Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ (измерение реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ) | | | |
| | | $\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$ | $\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$ | $\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$ | $\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$ |
| 1, 2 (Сч. 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5) | 0,9 | ±8,1 | ±3,8 | ±2,7 | ±2,7 |
| | 0,8 | ±5,8 | ±2,7 | ±2,0 | ±2,0 |
| | 0,7 | ±4,8 | ±2,3 | ±1,7 | ±1,7 |
| | 0,5 | ±3,9 | ±1,9 | ±1,4 | ±1,4 |
| 3, 4 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5) | 0,9 | ±5,7 | ±2,5 | ±1,9 | ±1,9 |
| | 0,8 | ±4,4 | ±1,9 | ±1,5 | ±1,5 |
| | 0,7 | ±3,8 | ±1,7 | ±1,4 | ±1,3 |
| | 0,5 | ±3,2 | ±1,5 | ±1,2 | ±1,2 |

Примечания:

1. Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.

2. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
- сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;
- температура окружающей среды: от 5 до 25 °С.

5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$;
- сила тока от $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИК №№ 1-4;
- температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от минус 40 до плюс 55°С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001;.
 - для УСПД, ИВК «ИКМ-Пирамида» и сервера от плюс 15 до плюс 30°С.

6. Таблице 3 погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5°С до 40°С;

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

9. Виды измеряемой электроэнергии для ИИК №№ 1-4 – активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;

- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов

- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов;

- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;

Среднее время восстановления (T_v), при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;

- для УСПД $T_v \leq 2$ часа;

- для ИВК «ИКМ-Пирамида» $T_v \leq 1$ час;

- для УСВ-2 ≤ 2 часа;

- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;

- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;

- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСПД, сервере, АРМ;

- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика;

- фактов пропадания напряжения;

- фактов коррекции времени.

Наличие фиксации в журнале событий в УСПД следующих событий:

- – параметрирования;

- – пропадания напряжения;

- – коррекции времени в счетчике и УСПД;

- – пропадание и восстановление связи со счетчиком

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);

- УСПД (функция автоматизирована);

- ИВК «ИКМ-Пирамида» (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;

- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;

- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование | Тип | Кол-во, шт |
|---|-------------------------|------------|
| 1 | 2 | 3 |
| 1 Измерительные трансформаторы тока | ТОЛ-СЭЩ-10-11 | 6 |
| 2 Измерительные трансформаторы напряжения | ЗНОЛП-6 | 6 |
| 3 Измерительные трансформаторы тока | ТВГ-220 | 12 |
| 4 Измерительные трансформаторы напряжения | НКФ-220-58 | 6 |
| 5 Счетчики электрической энергии | СЭТ-4ТМ.03М | 4 |
| 6 Промконтроллер | Сикон С70 | 1 |
| 7 Промконтроллер | Сикон ТС65 | 1 |
| 8 Терминал (сотовый модем) комплект | Siemens | 2 |
| 9 Сервер | INTEL DLP320GLEU7 STORM | 1 |
| 10 АРМ диспетчера | стационарный ПК | 1 |
| 11 Мобильный АРМ | Dell inspiron | 1 |
| 12 Устройство синхронизации времени | УСВ-2 | 1 |
| 13 Операционная система | Windows Svr Std 2008 R2 | 1 |
| 14 Специализированное ПО | «Пирамида 2000» | 1 |
| 15 Методика поверки | МП 1591/551-2013 | 1 |
| 16 Паспорт – формуляр | АУПВ.10-00220.288.13 | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП 1591/551-2013 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭсСиЭй Хайджин Продактс Раша», филиал в г. Советск. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 03 июня 2013 года.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- для трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- для счётчиков СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г.;
- для УСПД СИКОН С70 – по документу «Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- для УСВ-1 – по документу «ВЛСТ 221.00.000МП», утверждённому ФГУП ВНИИФТРИ в 2004 г.

Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04).

Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭсСиЭй Хайджин Продактс Раша», филиал в г. Советск. Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений №37-01.00203-2013 от 26.04.2013.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ООО «ЭсСиЭй Хайджин Продактс Раша», филиал в г. Советск

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

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

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

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

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

6 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»

Адрес (юридический): 123100, Российская Федерация, г. Москва, ул. Мантулинская, д. 18

Тел.: (499)157-96-81

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.

Адрес : 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.: (495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___» _____ 2013 г.