

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) № 8 ОАО «Воткинская ГЭС» с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) № 8 ОАО «Воткинская ГЭС» с Изменением № 1 (далее - АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) № 8 ОАО «Воткинская ГЭС», регистрационный № 30684-05, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, приведенных в таблице 2. АИИС КУЭ предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов 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 (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии и по 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 – 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С10 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя ИКМ-Пирамида, устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав. № 144), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 по проводным линиям связи через интерфейс RS-485 поступает на вход УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ

и ТН, 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, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-1, синхронизирующим собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приёмника, входящего в состав УСВ-1. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляет не более 0,5 с. ИКМ-Пирамида периодически (1 раз в 1 час) сравнивает своё системное время с УСВ, корректировка часов ИКМ-Пирамида осуществляется независимо от наличия расхождения. Часы УСПД синхронизированы по времени с часами ИКМ-Пирамида, сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, коррекция часов осуществляется при наличии расхождения больше ± 1 с. Абсолютная погрешность измерений времени УСПД составляет ± 1 с/сутки. Сличение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов осуществляется при расхождении часов счетчиков и УСПД более ± 1 с, но не чаще 1 раза в сутки. Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

| Наименование программного обеспечения | Идентификационное наименование программного обеспечения | Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения | Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения |
|--|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета | CalcClients.dll | 3 | e55712d0b1b219065 d63da949114dae4 | MD5 |
| Модуль расчета небаланса энергии/мощности | CalcLeakage.dll | 3 | b1959ff70be1eb17c8 3f7b0f6d4a132f | MD5 |
| Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах | CalcLosses.dll | 3 | d79874d10fc2b156a 0fdc27e1ca480ac | MD5 |
| Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений | Metrology.dll | 3 | 52e28d7b608799bb3 ccea41b548d2c83 | MD5 |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе | ParseBin.dll | 3 | 6f557f885b7372613 28cd77805bd1ba7 | MD5 |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК | ParseIEC.dll | 3 | 48e73a9283d1e6649 4521f63d00b0d9f | MD5 |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus | ParseModbus.dll | 3 | c391d64271acf4055 bb2a4d3fe1f8f48 | MD5 |

Окончание таблицы 1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|-------------------|---|--------------------------------------|-----|
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида | ParsePiramida.dll | 3 | ecf532935ca1a3fd32 15049af1fd979f | MD5 |
| Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации | SynchroNSI.dll | 3 | 530d9b0126f7cdc23 ecd814c4eb7ca09 | MD5 |
| Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени | VerifyTime.dll | 3 | 1ea5429b261fb0e28 84f5b356a1d1e75 | MD5 |

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр № 21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 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 счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, 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 и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

| Номер ИК | Наименование точки измерений | Состав измерительного канала | | | | | Вид электроэнергии |
|----------|------------------------------|--|---|---|-------------------------|---|------------------------|
| | | ТТ | ТН | Счётчик | УСПД | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | |
| 1 | ВЛ 500 кВ Емельино | JK ELK CB3 2000/1 Кл.т. 0,2S A: Зав. № 2012.3806.05/5 B: Зав. № 2012.3806.05/2 C: Зав. № 2012.3806.05/9 | CPB 550 500000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 A: Зав. № 1HSE 8679858 B: Зав. № 1HSE 8679859 C: Зав. № 1HSE 8679860 SU 550/B4 L 500000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 A: Зав. № 13/114580 B: Зав. № 13/114578 C: Зав. № 13/114579 | СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01052013 | СИКОН С10 Зав. № 387 | | активная реактивная |
| 2 | ВЛ 500 кВ Кармановская ГРЭС | JK ELK CB3 2000/1 Кл.т. 0,2S A: Зав. № 2012.3806.05/8 B: Зав. № 2012.3806.05/6 C: Зав. № 2012.3806.05/4 | CPB 550 500000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 A: Зав. № 1HSE 8729138 B: Зав. № 1HSE 8729139 C: Зав. № 1HSE 8729140 SU 550/B4 L 500000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 A: Зав. № 13/114574 B: Зав. № 13/114576 C: Зав. № 13/114575 | СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01055103 | СИКОН С10 Зав. № 387 | | активная реактивная |

Окончание таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|-----------------|---|--|--|---------------------------------|------------------------|
| 3 | ВЛ 500 кВ Вятка | <p>JK ELK CB3 2000/1 Кл.т. 0,2S</p> <p>A: Зав. № 2012.3806.05/1 B: Зав. № 2012.3806.05/3 C: Зав. № 2012.3806.05/7</p> | <p>CPB 550 500000:$\sqrt{3}$/100:$\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2</p> <p>A: Зав. № 1HSE 8679861 B: Зав. № 1HSE 8679862 C: Зав. № 1HSE 8679863</p> <p>SU 550/B4 L 500000:$\sqrt{3}$/100:$\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2</p> <p>A: Зав. № 13/114582 B: Зав. № 13/114581 C: Зав. № 13/114577</p> | <p>СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01055123</p> | <p>СИКОН С10 Зав. № 387</p> | активная реактивная |

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

| Номер ИК | Диапазон тока | Метрологические характеристики ИК | | | | | |
|--|--------------------------------------|---|----------------|----------------|---|----------------|----------------|
| | | Основная погрешность, ($\pm \delta$), % | | | Погрешность в рабочих условиях, ($\pm \delta$), % | | |
| | | $\cos j = 0,9$ | $\cos j = 0,8$ | $\cos j = 0,5$ | $\cos j = 0,9$ | $\cos j = 0,8$ | $\cos j = 0,5$ |
| 1, 2, 3 (TT 0,2S; TH 0,2; Сч 0,2S) | $I_{H_1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H_1}$ | 0,6 | 0,7 | 1,0 | 0,9 | 1,0 | 1,2 |
| | $0,2I_{H_1} \leq I_1 < I_{H_1}$ | 0,6 | 0,7 | 1,0 | 0,9 | 1,0 | 1,2 |
| | $0,05I_{H_1} \leq I_1 < 0,2I_{H_1}$ | 0,7 | 0,8 | 1,3 | 1,0 | 1,1 | 1,5 |
| | $0,02I_{H_1} \leq I_1 < 0,05I_{H_1}$ | 1,2 | 1,3 | 2,1 | 1,4 | 1,5 | 2,2 |

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

| Номер ИК | Диапазон тока | Метрологические характеристики ИК | | | | | |
|---|--------------------------------------|---|----------------|----------------|---|----------------|----------------|
| | | Основная погрешность, ($\pm \delta$), % | | | Погрешность в рабочих условиях, ($\pm \delta$), % | | |
| | | $\cos j = 0,9$ | $\cos j = 0,8$ | $\cos j = 0,5$ | $\cos j = 0,9$ | $\cos j = 0,8$ | $\cos j = 0,5$ |
| 1, 2, 3 (TT 0,2S; TH 0,2; Сч 0,5) | $I_{H_1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H_1}$ | 1,2 | 1,0 | 0,8 | 1,4 | 1,3 | 1,1 |
| | $0,2I_{H_1} \leq I_1 < I_{H_1}$ | 1,2 | 1,0 | 0,8 | 1,5 | 1,3 | 1,1 |
| | $0,05I_{H_1} \leq I_1 < 0,2I_{H_1}$ | 1,7 | 1,3 | 1,0 | 2,2 | 1,8 | 1,5 |
| | $0,02I_{H_1} \leq I_1 < 0,05I_{H_1}$ | 2,9 | 2,2 | 1,6 | 3,6 | 3,0 | 2,3 |

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 Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры сети: диапазон напряжения (0,99 – 1,01) U_{H_1} ; диапазон силы тока (0,02– 1,2) I_{H_1} , частота $(50 \pm 0,15)$ Гц; коэффициент мощности $\cos j = 0,5; 0,8; 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды:
 - ТТ и ТН от минус 30 °C до плюс 40 °C;
 - счетчиков от плюс 21 °C до плюс 25 °C;
 - УСПД от плюс 15 °C до плюс 25 °C;
 - ИВК от плюс 15 °C до плюс 25 °C;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.
- 4 Рабочие условия эксплуатации:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{H_1} ; диапазон силы первичного тока (0,01 – 1,2) I_{H_1} ; коэффициент мощности $\cos j (\sin j) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5)$; частота $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха от минус 30 до плюс 40 °C.
 - для счетчиков электроэнергии:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{H_2} ; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) I_{H_2} ; коэффициент мощности $\cos j (\sin j) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5)$; частота $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха: температура окружающего воздуха от минус 40 °C до плюс 60 °C;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,5; 0,8; 0,9$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °C до плюс 35 °C.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;
- УСПД СИКОН С10 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее 35 000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;
- ИКМ-Пирамида – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 1$ ч.

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 счётика:
 - 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:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - ИКМ-Пирамида;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - ИКМ-Пирамида.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет;
- ИКМ-Пирамида - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИС КУЭ) № 8 ОАО «Вотkinsкая ГЭС» с Изменением № 1 типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИС КУЭ

| Наименование | Тип | № Госреестра | Количество, шт. |
|---|--------------|--------------|-----------------|
| Трансформатор тока | JK ELK CB3 | 41959-09 | 9 |
| Трансформатор напряжения | CPB 550 | 15853-96 | 9 |
| Трансформатор напряжения | SU 550/B4 L | 28006-10 | 9 |
| Счётчик электрической энергии многофункциональный | СЭТ-4ТМ.03 | 27524-04 | 3 |
| Контроллеры сетевые индустриальные | СИКОН С10 | 21741-03 | 1 |
| Устройства синхронизации времени | УСВ-1 | 28716-05 | 1 |
| Интеллектуальный кэширующий маршрутизатор | ИКМ-Пирамида | - | 1 |
| Методика поверки | - | - | 1 |
| Формуляр | - | - | 1 |
| Руководство по эксплуатации | - | - | 1 |

Проверка

осуществляется по документу МП 30684-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) № 8 ОАО «Воткинская ГЭС» с Изменением №1. Методика поверки», утвержденному ИЦ ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2014 г.

Перечень основных средств 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»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «10» сентября 2004 г.;
- СИКОН С10 – по документу «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С10. Методика поверки. ВЛСТ 180.00.00 И1», утвержденному ВНИИМС в 2003 г.;
- УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000 МП», утверждённым ФГУП «ВНИИФТРИ» 22.12.2004 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °C, дискретность 0,1 °C; диапазон измерений относительной влажности от 10 % до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии № 8 ОАО «Воткинская ГЭС» с Изменением № 1 (АИИС КУЭ № 8 ОАО «Воткинская ГЭС» с Изменением № 1», аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) № 8 ОАО «Воткинская ГЭС» 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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д.8

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 42-45-02

E-mail: st@sicon.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энергетических решений»

ООО «Центр энергетических решений»

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 40

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел/факс: (495)437-55-77 / 437 56 66

E-mail: office@vniims.ru, 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

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» 2014 г.