

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Витимэнергосбыт»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Витимэнергосбыт» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую 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 (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счётчики активной и реактивной электрической энергии (счётчики) в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 31819.22-2012 и ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 31819.23-2012 и ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи и технические средства приёма-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325, устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (регистрационный № 54074-13), и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени УССВ-2, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения переменного тока в микропроцессоре счётчика 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер сбора и БД, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Измерительная информация из УСПД поступает на сервер сбора и БД. Для ИК №№ 1-8 передача данных осуществляется по сети Ethernet, цифровой абонентской линии DSL и радиорелейной линии связи (основной канал). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи стандарта GSM (коммутируемая линия) и проводной линии интерфейса RS-232. Для остальных ИК передача данных осуществляется с помощью сети Ethernet и системы спутниковой связи TCP/IP. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному, организованному на базе проводной линии связи интерфейса RS-232 и системе спутниковой связи Globastar.

Дополнительно на сервер сбора и БД в виде xml-макетов формата 80020 поступает информация об энергопотреблении из АИИС КУЭ Олимпиадинского и Благодатнинского ГОК Красноярской БЕ ЗАО «Полюс» (регистрационный № 56373-14), АИИС КУЭ ОАО «Алданзолото» ГРК» (регистрационный № 59418-14), АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Нижний Куранах» (регистрационный № 59197-14), АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Таксимо» (регистрационный № 62447-15), АИИС КУЭ ПС 220 кВ Раздолинская в части установки двух ячеек 220 кВ (для технологического присоединения ПС 220 кВ Тайга) (регистрационный № 64928-16), АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный № 59086-14).

На сервере осуществляется дальнейшая обработка поступающей информации, формирование и хранение полученных данных, оформление отчётных документов.

Передача информации от сервера сбора и БД в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергетики (ОРЭ), в филиалы АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации системного времени УССВ-2, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приёмников.

Сравнение показаний часов сервера сбора и БД с соответствующим УССВ-2 осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов сервера сбора и БД производится при расхождении с УССВ-2 на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД, расположенного на Мамаканской ГЭС, с часами сервера сбора и БД осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера сбора и БД на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД, расположенного на ПС «Таксимо», с соответствующим УССВ-2 осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов УСПД производится при расхождении с УССВ-2 на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счётчиков с часами соответствующего УСПД производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и УСПД на величину более ± 1 с.

Передача информации от счётчика до УСПД, от УСПД до сервера сбора и БД реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Погрешность СОЕВ составляет не более ± 5 с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счётчика, УСПД и сервера отражаются в соответствующих журналах событий.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации ПО средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.04
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Пределы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Мамаканская ГЭС, ГГ-1	ТПШФ-10 К _{ТТ} =2000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 16643 Зав. № 26566 Зав. № 26571 Рег. № 519-50	ЗНОЛП-10 К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 5001544 Зав. № 5001491 Зав. № 5001584 Рег. № 46738-11	A1802RLQ-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01279664 Рег. № 31857-11	RTU-325 Зав. № 001578	активная реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
2	Мамаканская ГЭС, ГГ-2	ТПШФ-10 К _{ТТ} =2000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 26425 Зав. № 26570 Зав. № 26716 Рег. № 519-50	ЗНОЛП-10 К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 5001593 Зав. № 5001610 Зав. № 5001608 Рег. № 46738-11	A1802RLQ-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01279665 Рег. № 31857-11	Рег. № 19495-03	активная реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Мамаканская ГЭС, ГГ-3	ТПШФ-10 Ктт=2000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 26562 Зав. № 26427 Зав. № 26565 Рег. № 519-50	ЗНОЛП-10 Ктн=10000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 4000530 Зав. № 4000487 Зав. № 4000529 Рег. № 46738-11	A1802RLQ-P4G- DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01279666 Рег. № 31857-11		активная реактив- ная	1,1 2,3	3,0 4,7
4	Мамаканская ГЭС, ГГ-4	ТПШФ-10 Ктт=2000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 26568 Зав. № 26567 Зав. № 23579 Рег. № 519-50	ЗНОЛП-10 Ктн=10000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 4000443 Зав. № 4000533 Зав. № 4000486 Рег. № 46738-11	A1802RLQ-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01279667 Рег. № 31857-11	RTU-325 Зав. № 001578 Рег. № 19495-03	активная реактив- ная	1,1 2,3	3,0 4,7
5	Мамаканская ГЭС, РУ-0,4 кВ, СН-Г1 11Т	ТТИ-А Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № N13509 Зав. № N13536 Зав. № N13515 Рег. № 28139-12	-	A1R-4-AL-C29-T+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01133717 Рег. № 14555-02		активная реактив- ная	0,9 1,9	2,9 4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Мамаканская ГЭС, РУ-0,4 кВ, СН-Г2 12Т	ТК-20 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 60730 Зав. № 48175 Зав. № 60059 Рег. № 1407-60	-	A1R-4-AL-C29-T+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01133716 Рег. № 14555-02	RTU-325 Зав. № 001578 Рег. № 19495-03	активная	0,9	2,9
						реактив- ная	1,9	4,5
7	Мамаканская ГЭС, РУ-0,4 кВ, СН-Г3 13Т	ТК-20 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 65368 Зав. № 59706 Зав. № 52255 Рег. № 1407-60	-	A1802RLQ-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01279670 Рег. № 31857-11			активная	0,9
						реактив- ная	1,9	4,6
8	Мамаканская ГЭС, РУ-0,4 кВ, СН-Г4 14Т	ТК-20 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 57313 Зав. № 59677 Зав. № 46196 Рег. № 1407-60	-	A1R-4-AL-C29-T+ Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01133719 Рег. № 14555-02		активная	0,9	2,9
						реактив- ная	1,9	4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	ПС 220/110/35/10 кВ Таксимо, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Таксимо - Мамакан	SB 0.8 Ктт=600/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 13010847 Зав. № 13010857 Зав. № 13010856 Рег. № 20951-08	VCU-123 Ктн=110000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Зав. № 24200203 Зав. № 24200204 Зав. № 24200205 Рег. № 53610-13	A1802RAL-P4GB- DW-GS-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01264360 Рег. № 31857-11	RTU-325 Зав. № 001582	активная реактив- ная	0,6 1,1	1,5 2,5
17	ПС 220/110/35/10 кВ Таксимо, ОРУ-110 кВ, ОВ - 110	SB 0.8 Ктт=600/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 13010858 Зав. № 13010852 Зав. № 13010855 Рег. № 20951-08	VCU-123 Ктн=110000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Зав. № 24200208 Зав. № 24200207 Зав. № 24200206 Рег. № 53610-13	A1802RAL-P4GB- DW-GS-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01264361 Рег. № 31857-11	Рег. № 19495-03	активная реактив- ная	0,6 1,1	1,5 2,5

* Примечания

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение $(0,95-1,05) \cdot U_{н}$; сила тока $(1,0-1,2) \cdot I_{н}$; $\cos j = 0,9$ инд. ($\sin j = 0,5$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц; магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл;
- температура окружающей среды: (20 ± 5) °С.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9-1,1) \cdot U_{н1}$; диапазон силы первичного тока для ИК №№ 1-8 $(0,05-1,2) \cdot I_{н1}$; диапазон силы первичного тока для остальных ИК $(0,01-1,2) \cdot I_{н1}$ коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;
- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счётчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9-1,1) \cdot U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01-1,2) \cdot I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха для счётчиков типа Альфа А1800 от минус 40 до плюс 65 °С, для счётчиков типа Альфа от минус 40 до плюс 55 °С;
- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 60,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс 15 до плюс 25 °С;
- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 1-8 указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК указана для силы тока 2 % от $I_{ном}$ $\cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счётчиков электроэнергии от плюс 15 до плюс 35 °С.

6 Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, перечисленными в таблице 2. Допускается замена УСПД и УССВ-2 на аналогичные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все типы средств измерений, представляющих измерительные компоненты АИИС КУЭ, должны быть утвержденного типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФИФ).

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счётчик Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ не менее $T=120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;

- счётчик Альфа - среднее время наработки на отказ не менее $T=90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=2$ ч;
- УСПД RTU-325 - среднее время наработки на отказ не менее $T=40000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=24$ ч;
- УССВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее $T=74500$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=2$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T=100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=0,5$ 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 счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счётчике.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счётчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счётчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- счётчик типа Альфа А1800 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 180 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;

- счётчик типа Альфа - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 70 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- УСПД RTU-325 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 3,5 лет;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Количество
Трансформаторы тока	ТПШФ-10	12 шт.
Трансформаторы тока стационарные	ТК	9 шт.
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	3 шт.
Трансформаторы тока встроенные	SB 0.8	6 шт.
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ	12 шт.
Трансформаторы напряжения емкостные	VCU	6 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	7 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа	3 шт.
Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии	RTU-300	2 шт.
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	2 шт.
Сервер	HP Proliant DL320 Gen8	1 шт.
Методика поверки	-	1 экз.
Паспорт-формуляр	АПЭП.АИИС.051.ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 66908-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Витимэнергосбыт». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «ИЦРМ» 18.01.2017 г.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счётчик Альфа А1800 - в соответствии с документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утверждённым руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г., и документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утверждённым в 2012 г.;
- счётчик Альфа - в соответствии с методикой поверки «Многофункциональные счётчики электрической энергии типа АЛЬФА», согласованной с ВНИИМ им. Д.И. Менделеева;

- УСПД RTU-325 - в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ВНИИМС в 2003 г.;

- УССВ-2 - в соответствии с документом МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утверждённым руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013 г.

Основные средства поверки:

- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- средства измерений по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный № 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 %.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Витимэнергосбыт»

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 «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы») ИНН 3328498209

Адрес: 600022, г. Владимир, а/я 11

Юридический адрес: 600035, г. Владимир, ул. Куйбышева, д.16, офис 411

Телефон/факс: (4922) 60-23-22

Web-сайт: www.ensys.su

E-mail: post@ensys.su

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

ИНН: 5024145974

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: (929) 935-90-11

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Адрес: 142700, Московская область, Ленинский район, г. Видное, Промзона тер. корп. 526

Телефон: (495) 278-02-48

Web-сайт: www.ic-rm.ru

E-mail: info@ic-rm.ru

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.