

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/10кВ «Свободненская» Амурского предприятия МЭС – филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока в части ячейки ЗРУ-10кВ № 10

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/10кВ «Свободненская» Амурского предприятия МЭС – филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока в части ячейки ЗРУ-10кВ № 10 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и счетчики активной и реактивной электроэнергии Альфа А1800 класса точности 0,2S (в части активной электроэнергии) и 0,5 (в части реактивной электроэнергии), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Счетчик электрической энергии обеспечен энергонезависимой памятью для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 35 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а так же запрограммированных параметров.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД RTU-325L, Госреестр № 37288-08, зав. № 005310), устройство синхронизации времени и коммутационное оборудование.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер, обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительный канал (далее – ИК) состоит 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 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.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производит опрос цифровых счетчиков.

Сервер базы данных (далее – сервер БД), установленный в ЦСиОД (Центр сбора и

обработки данных) МЭС Востока, с периодичностью один раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации– участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая выполняет законченную функцию измерений времени и обеспечивает синхронизацию времени в АИИС КУЭ. СОЕВ создана на основе устройства синхронизации системного времени УССВ – 35HVS (далее – УССВ), в состав которого входит приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов УСПД происходит при каждом сеансе связи с УССВ. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Погрешность системного времени АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сутки.

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

Программное обеспечение

Уровень ИВК содержит ПО "Альфа-Центр", включающее в себя модули «Альфа ЦЕНТР Мониторинг», «Альфа ЦЕНТР Navigator», «Альфа ЦЕНТР Резерв», «Альфа ЦЕНТР Администратор», «Альфа ЦЕНТР Time». С помощью ПО "Альфа-Центр" решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов.

Таблица 1. Идентификационные данные программного обеспечения (далее – ПО)

Наимено-вание программ-ного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наимено-вание файла	Номер версии программ-ного обеспече-ния	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа ЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	Не ниже 11.07.01.01	e357189aea0466e9 8b0221de68d1e12	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		745dc940a67cfab3 a1b6f5e4b17ab436	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		ed44f810b77a6782 abdaa6789b8c90b9	
	Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		0ad7e99fa26724e6 5102e215750c655a	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
ПО «Альфа ЦЕНТР»	Библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.d ll	Не ниже 11.07.01.01	0939ce05295fbc bba400eeae8d057 2c	MD5
	Библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.d ll		b8c331abb5e3444 4170eee9317d635 cd	

- Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 2 нормированы с учетом ПО;
- Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня системы и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2. Состав 1-го уровня и метрологические характеристики ИК.

Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав 1-го уровня			Ктг · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики				
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип	Заводской номер				Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$) %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$) %			
								$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,5$ $\sin \varphi = 0,87$			
1	$\Phi - 10 \text{ } 10 \text{кВ}$	TT	Kt=0,5S	A ТПЛ-СЭЩ-10-21 У2	0930-12	3000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	активная реактивная	1,1 2,3			
			Ktt=150/5 № 38202-08	B ТПЛ-СЭЩ-10-21 У2	0933-12							
			C ТПЛ-СЭЩ-10-21 У2	0934-12								
		TH	Kt=0,5 Kth=10000/100 №831-69	A НТМИ-10	2651				4,8 2,8			
			B									
			C									
		Счетчик	Kt=0,2S/0,5 Kсч=1 №31857-06	A 1802 RALQ-P4GB-DW-4	01237709							

Примечания:

1. 1. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, $\pm \%$ » приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\phi=0,5$ ($\sin\phi=0,87$), токе ТТ, равном 2 % от Ihm и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10°C до 30°C.

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение $(220 \pm 4,4)$ В; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения $(0,98 - 1,02)U_{h1}$; диапазон силы тока $(1,0 - 1,2)I_{h1}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) – $0,87(0,5)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 °C до 50 °C; TH - от минус 40 °C до 50 °C; счетчиков: в части активной энергии (23 ± 2) °C, в части реактивной энергии (20 ± 2) °C; УСПД - от 15 °C до 25 °C;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{h1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01 - 0,02) - 1,2)I_{h1}$; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 30°C до 35°C;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{h2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2)I_{h2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от 10°C до 30°C;
- относительная влажность воздуха (40-60) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 15°C до 30°C;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа

4. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ в филиале ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока как его неотъемлемая часть.

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;
- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 120000 часов; среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 55 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 45000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - ÿ параметрирования;
 - ÿ пропадания напряжения;
 - ÿ коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - ÿ счетчика;
 - ÿ промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - ÿ испытательной коробки;
 - ÿ УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - ÿ пароль на счетчике;
 - ÿ пароль на УСПД;
 - ÿ пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – до 5 лет;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) ПС 220/35/10кВ «Свободненская» Амурского предприятия МЭС – филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока в части ячейки ЗРУ-10кВ № 10 типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИС КУЭ ПС 220/35/10кВ «Свободненская» Амурского предприятия МЭС – филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока в части ячейки ЗРУ-10кВ № 10 представлена в таблице 3.

Таблица 3. Комплектность АИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт)
Трансформаторы тока ТПЛ-СЭЩ-10-21 У2	3
Трансформаторы напряжения НТМИ-10	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный Альфа А1800	1
Устройство сбора и передачи данных RTU-325L	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Проверка

осуществляется по документу МП 52247-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/10кВ «Свободненская» Амурского предприятия МЭС – филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока в части ячейки ЗРУ-10кВ № 10. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2012 года.

Перечень основных средств поверки:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки" и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3} \dots 35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»
- Средства измерений МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- Средства измерений МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- Счетчик Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- УСПД RTU-325L – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до + 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 электроэнергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/10кВ «Свободненская» Амурского предприятия МЭС – филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока в части ячейки ЗРУ-10кВ № 10.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/10кВ «Свободненская» Амурского предприятия МЭС – филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока в части ячейки ЗРУ-10кВ № 10

ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. 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».
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

Закрытое акционерное общество «Метростандарт»
(ЗАО «Метростандарт»)

Юридический адрес:
117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 65, стр. I
Тел. 8(495) 745-21-70

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью "Электротехнические системы"
(ООО "Электротехнические системы")

Юридический адрес:
680014, Хабаровск, переулок Гаражный, 30А
Тел. (4212) 75-63-73
Факс (4212) 75-63-75

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:
119361, г. Москва
ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8(495) 437-55-77

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии

Ф.В.Булыгин

м.п. «____»_____ 2012 г.