

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ОГК-2» – Череповецкая ГРЭС (точка измерений ТГ-4)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ОГК-2» – Череповецкая ГРЭС (точка измерений ТГ-4) (далее - 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), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 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 – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя промконтроллеры ЭНКС-1.622, контроллеры UNO-2160, блок коррекции времени Trimble Acutime 2000 Synchronization, каналообразующую аппаратуру;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя основной и резервный серверы БД АИИС КУЭ, каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «ES-Энергия».

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 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчика по линиям связи поступает на входы промконтроллера ЭНКС-1.622, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к контроллеру устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется 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 через каналы связи.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, ИВКЭ и ИВК). АИИС КУЭ оснащена блоком коррекции времени Trimble Acutime 2000 Synchronization, синхронизирующим собственное время по сигналам спутниковой системы навигации. Погрешность синхронизации фронта сигнала 1PPS в статическом режиме составляет ± 100 нс, в динамическом режиме ± 300 нс. Блок коррекции времени подключен к контроллеру UNO-2160. Пределы абсолютной погрешности хода часов контроллера UNO-2160 за 1 час составляют не более $\pm 0,6$ с. Сличение часов контроллера UNO-2160 и блока коррекции времени осуществляется периодически (1 раз в 3 часа), коррекция часов производится при обнаружении расхождения больше ± 1 с.

Сличение часов основного и резервного серверов базы данных осуществляется периодически (1 раз в 1 час) с часами контроллера UNO-2160. Коррекция часов основного или резервного серверов осуществляется при обнаружении расхождения ± 2 с.

Промконтроллер ЭНКС-1.622 периодически (1 раз в 3 часа) сравнивает свое системное время с часами контроллера UNO-2160. Пределы допускаемых значений абсолютной среднесуточной погрешности хода часов промконтроллера составляют не более ± 2 с. При обнаружении расхождения больше ± 1 с часов промконтроллера ЭНКС-1.622 от часов контроллера UNO-2160 производится коррекция часов в промконтроллере ЭНКС-1.622. Сличение часов счетчика электрической энергии и промконтроллера ЭНКС-1.622 осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (1 раз в 30 минут). При обнаружении расхождения больше ± 2 с часов счетчика электрической энергии от часов промконтроллера производится коррекция часов счётчика, но не чаще одного раза в сутки. Пределы основной абсолютной погрешности хода внутренних часов счетчика в нормальных условиях $\Delta_{сч} = \pm 0,5$ с/сутки. Пределы дополнительной температурной погрешности хода часов счетчика $\pm 0,1$ с/°С·сутки.

Передача данных осуществляется по каналам связи со скоростью не менее 9600 бит/с, следовательно, время задержки составляет меньше 0,2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, промконтроллера, контроллера и сервера БД 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

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «ES-Энергия», 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 «ES-Энергия».

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
ES-Администратор	Admin.exe	1.3.0.0	f08b2ade40669027dd489c27b2643d96	MD5
ES-ASD Administrator	ES_ASD.exe	5.7.26.0	197f6598de01a5819e40e561c6e1bff7	MD5
Meter#	MeterMetrology.dll	3.1.0.5	41af001e1d1da9e5993f4cbfdb6533dd	MD5
ES-Учет	ESAccount.exe	5.6.21.0	d4e78735baf21450d509bd5e872a14eb	MD5
ES XML Compiler	ESXMLCompiler.exe	2.24.0.25	8df87a98a10d11670e374fe1ee945a3c	MD5
ES TimeSync	ESTSSvc.exe	1.4.1.0	eec558e09ee0b8a244e131442afd651b	MD5

Системы учета и контроля электроэнергии автоматизированные «ES-Энергия» производства ЗАО «ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР «ЭНЕРГОСЕРВИС», включают в себя ПО «ES-Энергия».

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.

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

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

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 объекта	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	ИВКЭ	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7	
1	Череповецкая ГРЭС, ТГ-4	GSR Кл. т. 0,2S 18000/1 Зав. № 12-004376 Зав. № 12-004375 Зав. № 12-004374	ЗНОЛ.06-20 Кл.т. 0,2 20000:√3/100:√3 Зав. № 3067 Зав. № 3721 Зав. № 3690	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01265911	ЭНКС- 1.622 Зав. № 1174 Зав. № 1175	HP Proliant DL360e Gen8 Зав. № CZJ34002QZ	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, $(\pm d)$, %			Погрешность в рабочих условиях, $(\pm d)$, %		
		$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	0,6	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,6	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	0,7	0,8	1,3	0,9	1,0	1,4
	$0,01(0,02) I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	1,2	1,3	2,0	1,3	1,5	2,1

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, $(\pm d)$, %			Погрешность в рабочих условиях, $(\pm d)$, %		
		$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	1,1	1,0	0,8	1,8	1,7	1,5
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,1	1,0	0,8	1,8	1,7	1,5
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	1,6	1,4	1,0	2,1	2,0	1,6
	$0,01(0,02) I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	2,3	2,0	1,5	2,7	2,4	2,0

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 (0,9 – 1,1) $U_{ном}$;

диапазон силы тока (0,01 – 1,2) $I_{ном}$,

частота (50±0,2) Гц;

коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды:

ТТ и ТН от минус 45 °С до плюс 40 °С;

счетчиков от плюс 21 °С до плюс 25 °С;

контроллеров от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

серверов БД от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- 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) $U_{Н1}$;

диапазон силы первичного тока - (0,01 ÷ 1,2) $I_{Н1}$;

коэффициент мощности $\cos(\sin \varphi)$ 0,5 ÷ 1,0 (0,87 ÷ 0,5);

- частота - $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 45 °С до плюс 40 °С;
- для счетчиков электроэнергии:
 - параметры сети:
 - диапазон вторичного напряжения $(0,9 \div 1,1) U_{H2}$;
 - диапазон силы вторичного тока $(0,01 \div 1,2) I_{H2}$;
 - коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - $0,5 \div 1,0$ ($0,87 \div 0,5$);
 - частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха:
 - для счётчиков электроэнергии от минус 40 °С до плюс 65 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 °С до 35 °С.

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик электрической энергии Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- промконтроллер ЭНКС-1.622 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- контроллер UNO-2160 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- блок коррекции времени Trimble Acutime 2000 synchronization – среднее время наработки на отказ не менее $T = 366\ 880$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- сервер БД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 40\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и контроллеров 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 контроллера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и контроллере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;
- контроллера;
- сервера БД;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- контроллера;
- сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 3 мин, 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 3 мин, 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 1200 суток; при отключении питания - 30 лет;
- контроллер- 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 3 лет;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ОГК-2» – Череповецкая ГРЭС (точка измерений ТГ-4) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	GSR	25477-08	3
Трансформатор напряжения заземляемый	ЗНОЛ.06-20	46738-11	3
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-11	1
Промконтроллер	ЭНКС-1.622	-	2
Универсальный сетевой контроллер	UNO-2160	-	3

Продолжение Таблицы 5

1	2	3	4
Блок коррекции времени	Trimble Acutime 2000 Synchronization	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 56657-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «ОГК-2» – Череповецкая ГРЭС (точка измерений ТГ-4). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в январе 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 Альфа А1800 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯ-ИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 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 -20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; 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 и мощности Филиала ОАО «ОГК-2» – Череповецкая ГРЭС (точка измерений ТГ-4) для оптового рынка электрической энергии (АИИС КУЭ Филиала ОАО «ОГК-2» – Череповецкая ГРЭС (точка измерений ТГ-4))», 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) Филиала ОАО «ОГК-2» – Череповецкая ГРЭС (точка измерений ТГ-4)

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.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

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

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2014 г.