

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КРУЭ 220 кВ Богучанской ГЭС филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КРУЭ 220 кВ Богучанской ГЭС филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 3х-уровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,2S, 0,5S и 0,5 измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,2 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ класса точности 0,2S (в части активной электроэнергии), и класса точности 0,5 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ созданный на базе устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-325T (Госреестр № 44626-10, зав. № 006027), и технических средств приема-передачи данных.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ, включающий компьютер в серверном исполнении для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

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 преобразуют 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.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производят опрос цифровых счетчиков.

Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача

накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

УСПД предназначено для обеспечения контроля АИИС КУЭ, а также с целью контроля достоверности данных предоставленных результатов измерений.

Сервер базы данных (далее – сервер БД), установленный в здании филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири расположенного по адресу г. Красноярск ул. Ады Лебедевой 117, с периодичностью один раз в сутки 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). Синхронизация часов АИИС КУЭ обеспечивается с помощью устройства синхронизации системного времени (далее – УССВ), подключенного к УСПД. Часы УСПД синхронизируются от сигналов точного времени со спутников, принимаемых УССВ, сличение ежесекундное. Далее по часам УСПД осуществляется корректировка часов счетчиков при расхождении более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД 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 (далее – ПО) "АльфаЦЕНТР", в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО "АльфаЦЕНТР" обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО "АльфаЦЕНТР".

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Программа – планировщик опроса и передачи данных	Не ниже 11.07.01.01	e357189aea0466e98b0221dee68d1e12	MD5
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД		745dc940a67cfeb3a1b6f5e4b17ab436	
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД		ed44f810b77a6782abdaa6789b8c90b9	
Драйвер работы с БД		0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	
Библиотека шифрования пароля счетчиков		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
Библиотека сообщений планировщика опросов		b8c331abb5e34444170ee9317d635cd	

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 1-ого уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2
Таблица 2 – Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК

Канал измерений		Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ					Наименование измеряемой величины	Метрологические характеристики ИК		
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской номер	$K_{\text{ТТ}} \cdot K_{\text{ТН}} \cdot K_{\text{СЧ}}$		Вид энергии	Основная относительная погрешность ИК ($\pm \delta$), %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm \delta$), %
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10
1	ВЛ Д-143	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 № 41961-09	A	JK ELK CN14	2009.4169.01/4	660000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,5 ± 1,1
				B	JK ELK CN14	2009.4169.01/1				
				C	JK ELK CN14	2009.4169.01/5				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 № 37847-08	A	VCU-245	398099				
				B	VCU-245	398098				
				C	VCU-245	398096				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 № 44734-10	A	SU 252/B34	10/095626				
				B	SU 252/B34	10/095633				
				C	SU 252/B34	10/095631				
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{СЧ} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16		0812111001				± 1,9 ± 1,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
2	ВЛ Д-144	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 1500/5$ № 41961-09	A	JK ELK CN14	2009.4169.01/8	660000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	± 0,5 ± 1,1	± 1,9 ± 1,9
				B	JK ELK CN14	2009.4169.01/3					
				C	JK ELK CN14	2009.4169.01/7					
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TH} = 220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 37847-08	A	VCU-245	398095					
				B	VCU-245	398097					
				C	VCU-245	398100					
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TH} = 220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 44734-10	A	SU 252/B34	10/095640					
				B	SU 252/B34	10/095637					
				C	SU 252/B34	10/095639					
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16		0812111693					
3	ВЛ Д-145	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 1500/5$ № 41961-09	A	JK ELK CN14	2009.4169.01/2	660000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	± 0,5 ± 1,1	± 1,9 ± 1,9
				B	JK ELK CN14	2009.4169.01/6					
				C	JK ELK CN14	2009.4169.01/9					
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TH} = 220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 37847-08	A	VCU-245	774857					
				B	VCU-245	774853					
				C	VCU-245	774854					
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TH} = 220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 44734-10	A	SU 252/B34	10/095632					
				B	SU 252/B34	10/095622					
				C	SU 252/B34	10/095629					
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16		0812111707					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
4	ВЛ Д-146	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 № 41961-09	A	JK ELK CN14	2009.4169.01/12	660000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,5 ± 1,1	± 1,9 ± 1,9
				B	JK ELK CN14	2009.4169.01/10					
				C	JK ELK CN14	2009.4169.01/11					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 № 37847-08	A	VCU-245	774852					
				B	VCU-245	774856					
				C	VCU-245	774855					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 № 44734-10	A	SU 252/B34	10/095615					
				B	SU 252/B34	10/095621					
				C	SU 252/B34	10/095623					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16		0812111735					
5	СН. Шкаф распределения питания =10ADA00+10CBQ02 (Шкаф ввода №3)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 50/5 № 40110-08	A	ТОП-0,66	1069251	10	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,8 ± 1,9	± 4,7 ± 2,6
				B	ТОП-0,66	1069252					
				C	ТОП-0,66	1072017					
		ТН	-	A	-	-					
				B							
				C							
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.08		0811110954					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
6	СН. Шкаф распределения питания =10ADA10+10CBQ01 (Шкаф 42P)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 50/5 № 40110-08	A	ТОП-0,66	06079	10	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,8 ± 1,9	± 4,7 ± 2,6
				B	ТОП-0,66	06080					
				C	ТОП-0,66	06105					
		ТН	-	A	-	-					
				B							
				C							
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.08		0811110501					
7	СН. Шкаф распределения питания =10ADA20+10CBQ01 (Шкаф 54P)	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 50/5 № 40110-08	A	ТОП-0,66	06108	10	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,8 ± 1,9	± 4,7 ± 2,6
				B	ТОП-0,66	06103					
				C	ТОП-0,66	06104					
		ТН	-	A	-	-					
				B							
				C							
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.08		0811110459					

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) $U_{ном}$; ток (1 - 1,2) $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,87$ инд.;
температура окружающей среды (18 – 25) °С.
4. Рабочие условия:
параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{ном}$; ток (0,01(0,02) - 1,2) $I_{ном}$;
0,5 инд. $\leq \cos\varphi \leq 0,8$ емк.
допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 60 °С до 40°С, для счетчиков от минус 40 °С до 65 °С; для УСПД от минус 10 °С до 55 °С.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 °С до 35 °С
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном в ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе 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;
- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 140\,000$ ч., время восстановления работоспособности $T_b = 24$ ч.;
- устройство сбора и передачи данных типа RTU-325T – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 55\,000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $T_b = 24$ ч.;

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,99$ – коэффициент готовности;

$T_{0_ИК(АИИС)} = 2535,5$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Функции контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика;

- параметрирование;
- пропадание напряжения;
- коррекция времени в счетчике.
- журнал событий ИВКЭ:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в УСПД.
- журнал событий ИВК:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на промконтроллер (УСПД);
 - установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КРУЭ 220 кВ Богучанской ГЭС филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ КРУЭ 220 кВ Богучанской ГЭС филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Трансформаторы напряжения VCU-245	12 шт
Трансформаторы напряжения SU 252/B34	12 шт
Трансформаторы тока JK ELK CN14	12 шт
Трансформаторы тока ТОП-0,66	9 шт
Счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М	7 шт
Устройство сбора и передачи данных RTU-325T	1 шт.
Сервер базы данных	1 шт.
АРМ оператора	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

Поверка

Осуществляется по документу МП 56873-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КРУЭ 220 кВ Богучанской ГЭС филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2013 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- счетчиков электрической энергии многофункциональных типа СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1 являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- устройства сбора и передачи данных типа RTU-325T – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки ДЯИМ.466215.005МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС в 2010 году;
- средства измерений по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- средства измерений МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- 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.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в Технорабочем проекте, шифр 7753-039-АКУ.ТРП на Автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электрической энергии КРУЭ 220 кВ Богучанской ГЭС филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КРУЭ 220 кВ Богучанской ГЭС филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
6. Технорабочий проект, шифр 7753-039-АКУ.ТРП на Автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электрической энергии КРУЭ 220 кВ Богучанской ГЭС филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель:

Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ОАО «ФСК ЕЭС»)

Адрес: РФ, 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Заявитель:

Общество с ограниченной ответственностью «Системы измерений»
(ООО «Системы измерений»)

Адрес: 660012, г. Красноярск, ул. Семафорная, 219
тел./факс: (391)273-72-48

Испытательный центр:

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, 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.