

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Котово»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Котово» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии Альфа 1800 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии) и 0,5 по ТУ 4228-011-29056091-11 (в части реактивной электроэнергии), установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, который включает в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-325H (Госреестр СИ № 44626-10, зав. № 007792), устройство синхронизации системного времени (УССВ), включающее в себя приемник GPS-сигналов, и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) АИИС КУЭ на основе ИВК «АльфаЦЕНТР» (Госреестр СИ № 44595-10), включающий в себя сервер баз данных (далее – сервер БД) АИИС КУЭ, обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), 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 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 счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности без учета коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и журналов событий, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Сервер БД с периодичностью не реже чем один раз в сутки производит опрос УСПД. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД, где 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 требованиями регламентов ОРЭМ.

Результаты измерений, подписанные электронно-цифровой подписью (ЭЦП), передаются с сервера БД в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) в соответствии со спецификацией 1.0 в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ и смежным субъектам ОРЭ

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя устройство синхронизации времени УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов УСПД с часами УССВ происходит каждую секунду, коррекция проводится при расхождении более чем на ± 1 с. Часы сервера синхронизируются от часов УСПД один раз в сутки, коррекция проводится при расхождении более чем на ± 1 с. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД- с периодичностью один раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с (программируемый параметр).

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

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 корректуре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Наименование файла	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
Программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей)	3.27.3.0	3214aa58fe0713acf8 658ae24117eaa9	Amrserver.exe	MD5
драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД		993aa317ec7503a985 1a8a0010c2109a	Amrc.exe	
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД		af8131afa6l9e5d767 10ff991c54a363	Amra.exe	
драйвер работы с БД		f123afc345711f11fd 38fdb19f78a2ac	Cdbora2.dll	
библиотека сообщений планировщика опроса		10e80f811b67795a1 26e117d02c72281	alfamess.dll	

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 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 и метрологические характеристики измерительных каналов приведены в таблице 2.

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

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав 1-го уровня					$K_{\text{ТТ}} \cdot K_{\text{ТН}} \cdot K_{\text{Сч}}$	УСПД	Наименование измеряемой величины	Метрологические характеристики		
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		Заводской номер				Вид энергии	Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11
1	ВЛ 220 кВ Кедрово-Котово	ТТ	$K_{\text{Т}} = 0,2\text{S}$ $K_{\text{ТТ}} = 200/1$ № 20645-12	A	ТГФ-220П* У1	443	440000	RTU-325H зав. № 007792 Госреестр СИ № 44626-10	Энергия активная, W_{P} Энергия реактивная, W_{Q}	Активная	0,5	1,9
				B	ТГФ-220П* У1	441						
				C	ТГФ-220П* У1	438						
		ТН	$K_{\text{Т}} = 0,2$ $K_{\text{ТН}} = 220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 38000-08	A	НДКМ-220 УХЛ1	529						
				B	НДКМ-220 УХЛ1	528						
				C	НДКМ-220 УХЛ1	527						
		ТН (резерв)	$K_{\text{Т}} = 0,2$ $K_{\text{ТН}} = 220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 38000-08	A	НДКМ-220 УХЛ1	532						
				B	НДКМ-220 УХЛ1	531						
				C	НДКМ-220 УХЛ1	530						
		Счетчик	$K_{\text{Т}} = 0,2\text{S}/0,5$ $K_{\text{Сч}} = 1$ № 31857-11	Альфа A1802RALQ- P4GB-DW-4		01269148						
2	ВЛ 220 кВ Котово-Бугры	ТТ	$K_{\text{Т}} = 0,2\text{S}$ $K_{\text{ТТ}} = 200/1$ № 20645-12	A	ТГФ-220П* У1	439	440000	RTU-325H зав. № 007792 Госреестр СИ № 44626-10	Энергия активная, W_{P} Энергия реактивная, W_{Q}	Активная	0,5	1,9
				B	ТГФ-220П* У1	440						
				C	ТГФ-220П* У1	442						
		ТН	$K_{\text{Т}} = 0,2$ $K_{\text{ТН}} = 220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 38000-08	A	НДКМ-220 УХЛ1	532						
				B	НДКМ-220 УХЛ1	531						
				C	НДКМ-220 УХЛ1	530						
		ТН (резерв)	$K_{\text{Т}} = 0,2$ $K_{\text{ТН}} = 220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 38000-08	A	НДКМ-220 УХЛ1	529						
				B	НДКМ-220 УХЛ1	528						
				C	НДКМ-220 УХЛ1	527						
		Счетчик	$K_{\text{Т}} = 0,2\text{S}/0,5$ $K_{\text{Сч}} = 1$ № 31857-11	Альфа A1802RALQ- P4GB-DW-4		01269149						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11
3	Трансформатор Т1	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/1 № 39137-08	A	СТВ	130004001	660000	RTU-325H зав. № 007792 Госреестр СИ № 44626-10	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 1,7
				B	СТВ	130004002						
				C	СТВ	130004003						
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 № 38000-08	A	НДКМ-220 УХЛ1	529						
				B	НДКМ-220 УХЛ1	528						
				C	НДКМ-220 УХЛ1	527						
		ТН (резерв)	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 № 38000-08	A	НДКМ-220 УХЛ1	532						
				B	НДКМ-220 УХЛ1	531						
				C	НДКМ-220 УХЛ1	530						
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	Альфа A1802RALQ- P4GB-DW-4		01269150						
4	Трансформатор Т2	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/1 № 39137-08	A	СТВ	130004004	660000	RTU-325H зав. № 007792 Госреестр СИ № 44626-10	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 1,7
				B	СТВ	130004005						
				C	СТВ	130004006						
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 № 38000-08	A	НДКМ-220 УХЛ1	532						
				B	НДКМ-220 УХЛ1	531						
				C	НДКМ-220 УХЛ1	530						
		ТН (резерв)	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 № 38000-08	A	НДКМ-220 УХЛ1	529						
				B	НДКМ-220 УХЛ1	528						
				C	НДКМ-220 УХЛ1	527						
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	Альфа A1802RALQ- P4GB-DW-4		01269151						

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе 10 приведены пределы погрешности ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$), токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 °С до 30 °С.

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение - $(220\pm4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения - $(0,98 - 1,02)U_n$; диапазон силы тока - $(1,0 - 1,2)I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) – $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 °С до 50 °С; ТН- от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков: (23 ± 2) °С ; УСПД - от 15 °С до 25 °С;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. $((100\pm4)$ кПа).

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01(0,02) - 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 40°С до 40°С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5-1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от 10°С до 30°С;
- 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 10°С до 30°С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

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

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 120000 часов; среднее время восстановления работоспособности 168 часов;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 55\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 45000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ 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:

- попытка несанкционированного доступа;
- факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
- изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывы питания

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - ИВК.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:
 - пароль на счетчике;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов не менее 35 суток;
- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 35 суток;
- ИВК – результаты измерений, состояние объектов и 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) ПС 220 кВ «Котово» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт.)
1	2
Трансформаторы тока ТГФ-220П* У1	6 шт
Трансформаторы тока СТВ	6 шт
Трансформаторы напряжения НДКМ-220 УХЛ1	6 шт

Продолжение таблицы 3

1	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный Альфа А1800	4 шт
Устройства сбора и передачи данных серии RTU-325H	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени УССВ-16-HVS	1 шт.
АРМ оператора	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Формуляр-Паспорт П2202011-105-УА.ФО-ПС	1 шт.
Технорабочий проект П2202011-105-УА.ТРП	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 57365-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Котово». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2014 года.

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» и/или МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков Альфа А1800 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- для УСПД RTU-325H – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 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 °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 «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Котово». Технорабочий проект П2202011-105-УА.ТРП».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Котово».

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. 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».

ТУ 4228-011-29056091-11 Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Технические условия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Ай-Теко» (ЗАО «Ай-Теко»)
Адрес: РФ, 125009, г. Москва, ул. Б. Никитская, д.24, стр.5
Телефон: 8 (495) 777-10-95
Факс: 8 (495) 777-10-95

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПКФ «Тенинтер» (ООО «ПКФ «Тенинтер»)
Адрес: РФ, 109428, г. Москва, пр-кт Рязанский, д. 10, стр.2, пом. VI, комн. 12
Телефон: 8 (495) 788-48-25
Факс: 8 (495) 788-48-25

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Юридический адрес:
119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8(495) 437-55-77
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.