ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 500 кВ Тамбовская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 500 кВ Тамбовская (далее – АИИС КУЭ ПС 500 кВ Тамбовская) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ПС 500 кВ Тамбовская является двухуровневой системой с иерархической распределенной обработкой информации:

– первый – уровень измерительных каналов (далее – ИК);

– второй – уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (далее – ИВКЭ);

В состав АИИС КУЭ ПС 500 кВ Тамбовская входит система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), формируемая на всех уровнях иерархии.

АИИС КУЭ ПС 500 кВ Тамбовская решает следующие задачи:

– измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

– формирование защищенного от несанкционированных изменений архива результатов измерений, с указанием времени проведения измерения и времени поступления данных в электронный архив, формирование архива технической и служебной информации;

– передача в организации – участники ОРЭ результатов измерений (1 раз в сутки);

– синхронизация времени в автоматическом режиме всех элементов ИК и с помощью СОЕВ, соподчиненной национальной шкале времени безотносительно к интервалу времени с пределами погрешности ± 5 с;

– автоматизированный (1 раз в сутки) контроль работоспособности программно-технических средств ИК и ИВКЭ;

– обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.).

АИИС КУЭ ПС 500 кВ Тамбовская включает следующие уровни:

1-й уровень ИК состоит из 8 измерительных каналов и включает в себя:

– измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,5;

– измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5; 1,0;

– счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа класса точности 0,2S/0,5; 0,5S/1;

– вторичные измерительные цепи.

2-й уровень ИВКЭ включает в себя;

– технические средства приемо-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

– устройство сбора и передачи данных (УСПД).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и на-

пряжения 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 вычисляется для интервалов времени 30 мин суммированием результатов измерений средней мощности, полученной путём интегрирования за интервал времени 0,02 с.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность на интервале времени усреднения 30 мин вычисляется по 30-ти минутным приращениям электрической энергии.

АИИС КУЭ ПС 500 кВ Тамбовская оснащена СОЕВ. Синхронизация времени производится с помощью устройства синхронизации системного времени (УССВ) на базе GPS приемника, принимающего сигналы глобальной системы позиционирования (GPS). От УССВ синхронизируются внутренние часы УСПД, а от них – внутренние часы счетчиков, подключенных к УСПД.

Регламентированный доступ к информации серверов данных АИИС КУЭ с автоматизированных рабочих мест (АРМ) операторов осуществляется через сегмент локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия по интерфейсу Ethernet.

Механическая защита от несанкционированного доступа обеспечивается пломбированием:

– испытательной коробки (специализированного клеммника);

– крышки клеммных отсеков счетчиков.

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

– периодический (1 раз в 30 минут) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 минут);

– автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;

– хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;

– автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;

– использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ (КО));

– конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;

– предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;

– сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;

– передача данных по присоединениям в сервера ЦСОД МЭС Центра, ОАО «АТС» и другим заинтересованным субъектам ОРЭ результатов измерений;

– автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;

– обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);

– диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ ПС 500 кВ Тамбовская, событий в АИИС КУЭ ПС 500 кВ Тамбовская.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):
– обработка результатов измерений в соответствии с параметрированием УСПД;
– конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ПС 500 кВ Тамбовская;
– автоматическая синхронизация времени (внутренних часов).
Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения (наименование програмного модуля , наименование файла)	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Альфа-ЦЕНТР»	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Программа планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей, Amrserver.exe)	11.07.01.01	e357189aea0466e98b0221dee68d1e12	MD5
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер ручного опроса счетчиков, Amrc.exe)		745dc940a67cfeb3a1b6f5e4b17ab436	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер автоматического опроса счетчиков, Amra.exe)		ed44f810b77a6782abdaa6789b8c90b9	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер работы с БД, Cdbora2.dll)		0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Библиотека шифрования пароля счетчиков, Encryptdll.dll)		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Библиотека сообщений планировщика опросов, Alphamess.dll)		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010 и обеспечивается:
– установкой пароля на счетчик;
– установкой пароля на сервер;
– защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).
Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала				Ктт ·Ктн ·Ксч	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики	
								Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электрической энергии и мощности при доверительной вероятности Р=0,95:	
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № в Госреестре СИ		Обозначение, тип				Основная погрешность ИК, %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, %
								cos φ = 0,87 sin φ = 0,5	cos φ = 0,5 sin φ = 0,87
1	2	3		4		5	6	7	8
1	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС-Тамбов	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ 500Б-I У1	10000000	Активная Реактивная	± 1,6% ± 3,0%	± 5,0% ± 2,6%
			Ктт=2000/1	B	ТФЗМ 500Б-I У1				
			3639-73	C	ТФЗМ 500Б-I У1				
		ТН	КТ=1,0	A	НКФ-500				
			Ктн=500000:√3/100:√3	B	НКФ-500				
			3159-72	C	НКФ-500				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4		5	6	7	8
2	ОВВ 220 кВ	ТТ	КТ=0,5		A	ТФНД-220-III	4400000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			Ктт=2000/1		B	ТФНД-220-III				
			26006-03		C	ТФНД-220-III				
		ТН	КТ=0,5		A	НКФ-220-58				
			Ктн=220000:√3/100:√3		B	НКФ-220-58				
			26453-04		C	НКФ-220-58				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4						
			Ксч=1							
			16666-97							
3	ВЛ 10 кВ фидера № 7 (КТП-10/0,4 кВ АБК)	ТТ	КТ=0,5		A	Т-0,66 У3	40	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			Ктт=200/5		B	Т-0,66 У3				
			21573-01		C	Т-0,66 У3				
		ТН	нет ТН							
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-P4B-4						
			Ксч=1							
			16666-97							
4	ВЛ 10 кВ фидера № 7 (КТП-10/0,4 кВ Гаражи)	ТТ	КТ=0,5		A	CITI-05	100	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			Ктт=500/5		B	CITI-05				
			-		C	CITI-05				
		ТН	нет ТН							
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-P4B-4						
			Ксч=1							
			16666-97							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
5	ВЛ 10 кВ фидера № 7 (КТП-10/0,4 кВ ГМК-1)	ТТ	КТ=0,5	А	ТК-20	120	Активная Реактивная	± 1,0% ± 2,1%	± 5,0% ± 4,0%
			Ктт=600/5	В	ТК-20				
			1407-60	С	ТК-20				
		ТН	нет ТН						
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
6	ВЛ 10 кВ фидера № 7 (КТП-10/0,4 кВ ГМК-2)	ТТ	КТ=0,5	А	ТШ-20	200	Активная Реактивная	± 1,0% ± 2,1%	± 5,0% ± 4,0%
			Ктт=1000/5	В	ТШ-20				
			1407-60	С	ТШ-20				
		ТН	нет ТН						
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
7	ТСН-3 0,4 кВ ОПУ	ТТ	КТ=0,5	А	ТШ-40	300	Активная Реактивная	± 1,0% ± 2,1%	± 5,0% ± 3,0%
			Ктт=1500/5	В	ТШ-40				
			1407-60	С	ТШ-40				
		ТН	нет ТН						
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
8	ТСН-3 0,4 кВ ПРП	ТТ	КТ=0,5	А	ТК-40	200	Активная Реактивная	± 1,0% ± 2,1%	± 5,0% ± 3,0%
			Ктт=1000/5	В	ТШ-40				
			1407-60	С	ТШ-40				
		ТН	нет ТН						
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						

* - Данный канал является информационным

Примечания:

1. В графе 7 таблицы 2 «Основная погрешность ИК, %» приведены границы погрешности измерений электрической энергии и мощности при доверительной вероятности P=0,95; cosφ=0,87 (sinφ=0,5) и токе ТТ, равном $I_{ном}$.

2. В графе 8 таблицы 2 «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, %» приведены границы погрешности измерений электрической энергии и мощности посредством ИК при доверительной вероятности P=0,95; cosφ=0,5 (sinφ=0,87) и токе ТТ, равном 10 % от $I_{ном}$.

3. Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети: диапазон напряжения (0,98 ÷ 1,02)$U_{ном}$; диапазон силы тока (1,0 ÷ 1,2)$I_{ном}$; коэффициент мощности cosφ=0,9 инд.

– температура окружающего воздуха (для счетчиков электрической энергии: от минус 40˚С до 25˚С; УСПД – от минус 40˚С до 60˚С;

– магнитная индукция внешнего происхождения – 0 мТл;

– относительная влажность воздуха (70±5) %;

– атмосферное давление (750±30) мм рт.ст.

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 ÷ 1,1)$U_{ном1}$; диапазон силы первичного тока (0,01 ÷ 1,2)$I_{ном1}$; коэффициент мощности cosφ (sinφ) 0,5 ÷ 1,0 (0,6 ÷ 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;

– температура окружающего воздуха от –30˚С до 35˚С;

– относительная влажность воздуха (70±5) %;

– атмосферное давление (750±30) мм рт.ст.

Для счетчиков электрической энергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 ÷ 1,1)$U_{ном2}$; диапазон силы вторичного тока (0,01 ÷ 1,2)$I_{ном2}$; диапазон коэффициента мощности cosφ (sinφ) 0,5 ÷ 1,0 (0,6 ÷ 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;

– магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;

– температура окружающего воздуха от 15˚С до 30˚С;

– относительная влажность воздуха (40 ÷ 60) %;

– атмосферное давление (750±30) мм рт. ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В, частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от 15 ˚С до 30 ˚С;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

5. Надежность применяемых в системе компонентов:

– счётчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ не менее Т = 80 000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 48 ч;

– УСПД – среднее время наработки на отказ не менее Т = 100 000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 1 ч;

6. Глубина хранения информации:

– счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, не менее 70 суток; при отключении питания – не менее 30 лет.

– УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электрической энергии по каждому ИК – не менее 45 суток (функция автоматическая); при отключении питания – не менее 3 лет.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на однотипные с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена

оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ПС 500 кВ Тамбовская как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени ± 5 с.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений интервалов времени ± 5 с/сут.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится в левой верхней части титульных листов эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ПС 500 кВ Тамбовская.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ПС 500 кВ Тамбовская приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ ПС 500 кВ Тамбовская

Наименование	Тип	Количество
Измерительный трансформатор тока	CITI-05	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	Т-0,66 У3	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТК-20	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТК-40	1 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ 500Б-I У1	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТФНД-220-III	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТШ-20	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТШ-40	5 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-220-58	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-500	3 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный	ЕвроАльфа	8 шт.
Устройство сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	RTU-325	1 шт.
Руководство по эксплуатации		1 шт.
Методика поверки		1 шт.

Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ПС 500 кВ Тамбовская – АИИС КУЭ ПС 500 кВ Тамбовская. Методика поверки. 03151-59073365-05.МП».

Рекомендуемые средства поверки:

– переносной компьютер с программным обеспечением и оптический преобразователь для работы со счетчиками электрической энергии и с программным обеспечением для работы с радиочасами РЧ-011;

– мультиметры Ресурс-ПЭ – 2 шт.;

– радиочасы РЧ-011/2.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии приведена в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПС 500 кВ Тамбовская. Свидетельство об аттестации № 01.00230/49-2011 от 29.12.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ПС 500 кВ Тамбовская

1. ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
2. ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Энсис Технологии»
105066, г. Москва, ул. Новорязанская, д. 31/7, корп. 2.
Телефон: (495) 514-02-00; Факс (495) 514-02-00; Сайт: www.ensyst.ru

Заявитель

ЗАО «Метростандарт»
117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д.65, стр. 1.
Телефон: (495) 745-21-70; Факс (495) 705-97-50; Сайт: www.metrostandart.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; www.penzacsm.ru
Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: pcsm@sura.ru
Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии Е. Р. Петросян

М.П. «___» _____ 2012 г.