

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ ПС 500 кВ Луч 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 Луч включает следующие уровни:

1-й уровень ИК состоит из 9 измерительных каналов и включает в себя:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,5;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5;
- 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 приема-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 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 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 Луч 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 ПС 500 кВ Луч 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 Волги, 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 Луч, событий в АИИС КУЭ ПС 500 кВ Луч.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ПС 500 кВ Луч;
- обработка результатов измерений в соответствии с параметрированием УСПД;
- 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 программного 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	7e87c28fdf5ef991 42ad5734ee7595a0	MD5
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер ручного опроса счетчиков, Amrc.exe)		a38861c5f25e237e 79110e1d5d66f37e	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер автоматического опроса счетчиков, Amra.exe)		E8e5af9e56eb7d94 da2f9dff64b4e620	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер работы с БД, Cdbora2.dll)		0ad7e99fa26724e6 5102e215750c655a	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Библиотека шифрования пароля счетчиков, (Encryptdll.dll)		0939ce05295fbcbb ba400eeae8d0572c	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Библиотека сообщений планировщика опросов, Alphamess.dll)		B8c331abb5e34444 170eee9317d635cd	

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				К _{ТТ} · К _{ТН} · К _{Сч}	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики		
								Доверительные границы относительной погрешности результата измерений 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 110 кВ ВЛ 101	ТТ	КТ=0,5		A	ТФНД-110М	1100000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			К _{ТТ} =1000/1		B	ТФНД-110М				
			2793-71		C	ТФНД-110М				
		ТН	КТ=0,5		A	НКФ-110-57				
			К _{ТН} =110000:√3/100:√3		B	НКФ-110-57				
			1188-58		C	НКФ-110-57				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5		EA02RAL-P4B-4					
			К _{Сч} =1							
			16666-97							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
2	ВЛ 110 кВ ВЛ 133	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-110М	1100000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=1000/1	В	ТФНД-110М				
			2793-71	С	ТФНД-110М				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-57				
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-57				
			1188-58	С	НКФ-110-57				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
3	ВЛ 110 кВ ВЛ 194	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-110М	1100000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=1000/1	В	ТФНД-110М				
			2793-71	С	ТФНД-110М				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-57				
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-57				
			1188-58	С	НКФ-110-57				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
4	ВЛ 110 кВ ВЛ 195	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-110М	1100000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=1000/1	В	ТФНД-110М				
			2793-71	С	ТФНД-110М				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-57				
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-57				
			1188-58	С	НКФ-110-57				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4					
			Ксч=1						
			16666-97						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8		
5	ВЛ 110 кВ ВЛ 196	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-110М		1100000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			КТТ=1000/1	В	ТФНД-110М						
			2793-71	С	ТФНД-110М						
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-57						
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-57						
			1188-58	С	НКФ-110-57						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4							
			Ксч=1								
			16666-97								
6	ШОВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-110М		2200000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			КТТ=2000/1	В	ТФНД-110М						
			2793-71	С	ТФНД-110М						
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-57						
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-57						
			1188-58	С	НКФ-110-57						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4							
			Ксч=1								
			16666-97								
7	бокс Билайн	ТТ	КТ=0,5	А	Т-0,66		4	Активная Реактивная	± 1,0% ± 2,1%	± 5,0% ± 4,0%	
			КТТ=20/5	В	Т-0,66						
			22656-07	С	Т-0,66						
		ТН	нет ТН								
		Счетчик	КТ=0,5S/1	ЕА05РАL-Р4В4							
			Ксч=1								
			16666-97								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8		
8	бокс НСС	ТТ	КТ=0,5		A	T-0,66	4	Активная Реактивная	± 1,0% ± 2,1%	± 5,0% ± 4,0%	
			КТТ=20/5		B	T-0,66					
			22656-07		C	T-0,66					
		ТН	нет ТН								
		Счетчик	КТ=0,5S/1		EA05RAL-P4B4						
			Ксч=1								
			16666-97								
9	ввод 0,4 кВ ТСН-4	ТТ	КТ=0,5		A	TK-20	200	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *	
			КТТ=1000/5		B	TK-20					
			1407-60		C	TK-20					
		ТН	нет ТН								
		Счетчик	КТ=0,5S/1		EA05RAL-P4B4						
			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 $P=0,95$; $\cos\varphi=0,87$ ($\sin\varphi=0,5$) и токе ТТ, равном $I_{\text{ном}}$.

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 $P=0,95$; $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$) и токе ТТ, равном 10 % от $I_{\text{ном}}$.

3. Нормальные условия эксплуатации:

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

– температура окружающего воздуха (для счетчиков электрической энергии ЕвроАльфа): от 40°C до 25°C ; УСПД – от -40°C до 60°C ;

– магнитная индукция внешнего происхождения – 0 мТл;

– относительная влажность воздуха $(70\pm 5)\%$;

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

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 \div 1,1)U_{\text{ном1}}$; диапазон силы первичного тока $(0,05 \div 1,2)I_{\text{ном1}}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 \div 1,0$ ($0,6 \div 0,87$); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

– температура окружающего воздуха от -30°C до 35°C ;

– относительная влажность воздуха $(70\pm 5)\%$;

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

Для счетчиков электрической энергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 \div 1,1)U_{\text{ном2}}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 \div 1,2)I_{\text{ном2}}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 \div 1,0$ ($0,6 \div 0,87$); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

– магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;

– температура окружающего воздуха от 15°C до 30°C ;

– относительная влажность воздуха $(40 \div 60)\%$;

– 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°C до 30°C ;

– относительная влажность воздуха $(70 \pm 5)\%$;

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

5. Надежность применяемых в системе компонентов:

– счётчик электроэнергии – среднее время наработки на отказ не менее $T = 80\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 48$ ч;

– УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч;

6. Глубина хранения информации:

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

– УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии 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 Луч 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 АИИС КУЭ ПС 500 кВ Луч.

Комплектность средства измерений

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

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ ПС 500 кВ Луч

Наименование	Тип	Количество
Измерительный трансформатор тока	Т-0,66	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТК-20	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТФНД-110М	18 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-57	6 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный	ЕвроАльфа	9 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 Луч – АИИС КУЭ ПС 500 кВ Луч. Методика поверки. 03131-59073365-05.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 «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПС 500 кВ Луч. Свидетельство об аттестации № 01.00230/35-2011 от 29.12.2011 г.

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

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 в области 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.