

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 330 кВ Белгород

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 330 кВ Белгород (далее – АИИС КУЭ ПС 330 кВ Белгород) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ПС 330 кВ Белгород 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 330 кВ Белгород входит система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), формируемая на всех уровнях иерархии.

АИИС КУЭ ПС 330 кВ Белгород 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 330 кВ Белгород включает следующие уровни:

1-й уровень ИК состоит из 40 измерительных каналов и включает в себя:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,2; 0,5; 1; 3;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5;
- счётчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа класса точности 0,2S/0,5;

– 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 пол-

ной 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 330 кВ Белгород 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 330 кВ Белгород 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 330 кВ Белгород, событий в АИИС КУЭ ПС 330 кВ Белгород.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):
 – конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ПС 330 кВ Белгород;
 – обработка результатов измерений в соответствии с параметризацией 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	e357189aea0466e98b0221dee68d1e12	MD5
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер ручного опроса счетчиков, Amrc.exe)		745dc940a67cf3eb3a1b6f5e4b17ab436	
	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	
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, %	
									$\cos \varphi = 0,87$ $\sin \varphi = 0,5$
1	2	3	4		5	6	7	8	
1	ОВВ-330 кВ	ТТ1	КТ=0,5	А	ТФУМ 330А-У1	6600000	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			Ктт=2000/1	В	ТФУМ 330А-У1				
			4059-74	С	ТФУМ 330А-У1				
		ТТ2	КТ=0,5	А	ТФУМ 330А-У1				
			Ктт=2000/1	В	ТФУМ 330А-У1				
			4059-74	С	ТФУМ 330А-У1				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-330-73У1				
			Ктн=330000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$	В	НКФ-330-73У1				
			1443-03	С	НКФ-330-73У1				
		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	ВЛ-330 кВ Белгород-Лебеди	ТТ	КТ=0,5	А	ТФКН 330	6600000	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			Ктт=2000/1	В	ТФКН 330				
			-	С	ТФКН 330				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-330-73У1				
			Ктн=330000:√3/100:√3	В	НКФ-330-73У1				
			1443-03	С	НКФ-330-73У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
3	ВЛ-330 кВ Змиевская ГРЭС-Белгород с отп. на Лосево	ТТ	КТ=0,2	А	ТФРМ 330Б	6600000	Активная Реактивная	± 0,8% ± 1,5%	± 2,2% ± 1,6%
			Ктт=2000/1	В	ТФРМ 330Б				
			5312-76	С	ТФРМ 330Б				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-330-73У1				
			Ктн=330000:√3/100:√3	В	НКФ-330-73У1				
			1443-03	С	НКФ-330-73У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
4	ВЛ-110 кВ Авторемзавод с отп.	ТТ	КТ=3	А	ТНДМ-110	132000	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			Ктт=600/5	В	ТНДМ-110				
			-	С	ТНДМ-110				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83 У1				
			Ктн=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83 У1				
			1188-84	С	НКФ-110-83 У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B4					
			Ксч=1						
			16666-97						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
5	ВЛ-110 кВ Белгород-Белгородская ТЭЦ	ТТ	КТ=3	A	ТНДМ-110	132000	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			КТТ=600/5	B	ТНДМ-110				
			-	C	ТНДМ-110				
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ 110				
			$K_{TN}=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	B	НКФ 110				
			922-54	C	НКФ 110				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
6	ВЛ-110 кВ Белгород-Беломестное	ТТ	КТ=3	A	ТНДМ-110	132000	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			КТТ=600/5	B	ТНДМ-110				
			-	C	ТНДМ-110				
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83 У1				
			$K_{TN}=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	B	НКФ-110-83 У1				
			1188-84	C	НКФ-110-83 У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
7	ВЛ-110 кВ Белгород-БХЗ	ТТ	КТ=3	A	ТВ-110/18	132000	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			КТТ=600/5	B	ТВ-110/18				
			-	C	ТВ-110/18				
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ 110-57				
			$K_{TN}=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	B	НКФ 110-57				
			1188-58	C	НКФ 110-57				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
8	ВЛ-110 кВ Белгород-Восточная 1 с отп.	ТТ	КТ=3	А	ТНДМ-110	132000	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			КТТ=600/5	В	ТНДМ-110				
			-	С	ТНДМ-110				
		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						
9	ВЛ-110 кВ Белгород-Восточная 2 с отп.	ТТ	КТ=3	А	ТВ-110/50	110000	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			КТТ=500/5	В	ТВ-110/50				
			3190-72	С	ТВ-110/50				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ 110				
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ 110				
			922-54	С	НКФ 110				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
10	ВЛ-110 кВ Белгород-ГТУ ТЭЦ "ЛУЧ"	ТТ	КТ=1	А	ТВ-110/52	132000	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			КТТ=600/5	В	ТВ-110/52				
			-	С	ТВ-110/52				
		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
11	ВЛ-110 кВ Белгород-Дубовое	ТТ	КТ=3	А	ТНДМ-110	132000	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			КТТ=600/5	В	ТНДМ-110				
			-	С	ТНДМ-110				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ 110				
			$K_{ТН}=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	В	НКФ 110				
			922-54	С	НКФ 110				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
12	ВЛ-110 кВ Белгород-Мичуринская	ТТ	КТ=3	А	ТНДМ-110	132000	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			КТТ=600/5	В	ТНДМ-110				
			-	С	ТНДМ-110				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83 У1				
			$K_{ТН}=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	В	НКФ-110-83 У1				
			1188-84	С	НКФ-110-83 У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
13	ВЛ-110 кВ Белгород-Пищепром	ТТ	КТ=3	А	ТНДМ-110	132000	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			КТТ=600/5	В	ТНДМ-110				
			-	С	ТНДМ-110				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ 110				
			$K_{ТН}=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	В	НКФ 110				
			922-54	С	НКФ 110				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4					
			Ксч=1						
			16666-97						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
14	ВЛ-110 кВ Белгород-Рудник 1 с отп.	ТТ	КТ=1	А	ТВ-110/52	132000	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			КТТ=600/5	В	ТВ-110/52				
			-	С	ТВ-110/52				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-57				
			КТН=110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	В	НКФ-110-57				
			1188-58	С	НКФ-110-57				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
15	ВЛ-110 кВ Белгород-Рудник 2 с отп.	ТТ	КТ=3	А	ТНДМ-110	132000	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			КТТ=600/5	В	ТНДМ-110				
			-	С	ТНДМ-110				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83 У1				
			КТН=110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	В	НКФ-110-83 У1				
			1188-84	С	НКФ-110-83 У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
16	ВЛ-110 кВ Белгород-Сажное	ТТ	КТ=3	А	ТНДМ-110	132000	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			КТТ=600/5	В	ТНДМ-110				
			-	С	ТНДМ-110				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83 У1				
			КТН=110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	В	НКФ-110-83 У1				
			1188-84	С	НКФ-110-83 У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
17	ВЛ-110 кВ Белгород-Шебекино	ТТ	КТ=0,5	A	ТВ-110/50	132000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=600/5	B	ТВ-110/50				
			3190-72	C	ТВ-110/50				
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ 110				
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ 110				
			922-54	C	НКФ 110				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
18	ВЛ-110 кВ Белгород-Шеино	ТТ	КТ=3	A	ТВ-110/20	132000	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			КТТ=600/5	B	ТВ-110/20				
			-	C	ТВ-110/20				
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-57				
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-57				
			1188-58	C	НКФ-110-57				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
19	ВЛ-110 кВ Белгород-Южная 1 с отп.	ТТ	КТ=3	A	ТНДМ-110	132000	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *
			КТТ=600/5	B	ТНДМ-110				
			-	C	ТНДМ-110				
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83 У1				
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83 У1				
			1188-84	C	НКФ-110-83 У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	
20	ВЛ-110 кВ Белгород-Южная 2	ТТ	ТТ отсутствует		.	Активная Реактивная	Не нормируется *	Не нормируется *		
			ТН	КТ=0,5					А	НКФ-110-83 У1
				$K_{TN}=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$					В	НКФ-110-83 У1
		1188-84		С					НКФ-110-83 У1	
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4						
			Ксч=1							
16666-97										
21	ОМВ-110 кВ	ТТ	КТ=1	А	ТВ-110/50	220000	Активная Реактивная	$\pm 1,7\%$ $\pm 4,0\%$	$\pm 9,0\%$ $\pm 4,0\%$	
			$K_{TT}=1000/5$	В	ТВ-110/50					
			3190-72	С	ТВ-110/50					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ 110					
			$K_{TN}=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	В	НКФ 110					
			922-54	С	НКФ 110					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4						
			Ксч=1							
			16666-97							
22	ВЛ-35 кВ Белгород-Белгородская ТЭЦ I цепь с опп. на ПС Белгород-тяговая	ТТ	КТ=0,5	А	ТВ-35	42000	Активная Реактивная	$\pm 1,1\%$ $\pm 2,2\%$	$\pm 5,0\%$ $\pm 2,3\%$	
			$K_{TT}=600/5$	В	ТВ-35					
			4462-74	С	ТВ-35					
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНОМ-35-65					
			$K_{TN}=35000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	В	ЗНОМ-35-65					
			912-70	С	ЗНОМ-35-65					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4						
			Ксч=1							
			16666-97							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
23	ВЛ-35 кВ Белгород-Белгородская ТЭЦ II цепь с отп. на ПС Белгород-тяговая	ТТ	КТ=0,5	A	ТВ-35/25	42000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=600/5	B	ТВ-35/25				
			4462-74	C	ТВ-35/25				
		ТН	КТ=0,5	A	ЗНОМ-35				
			КТН=35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35				
			912-54	C	ЗНОМ-35				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
24	ВЛ-35 кВ Белгород-Стрелецкая	ТТ	КТ=1	A	ТВ-35/25	28000	Активная Реактивная	± 1,7% ± 4,0%	± 9,0% ± 4,0%
			КТТ=400/5	B	ТВ-35/25				
			4462-74	C	ТВ-35/25				
		ТН	КТ=0,5	A	ЗНОМ-35-65				
			КТН=35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-65				
			912-70	C	ЗНОМ-35-65				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
25	КЛ 6 кВ БКХП 1	ТТ	КТ=0,5	A	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=600/5	B	-				
			1261-59	C	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	B					
			380-49	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
26	КЛ 6 кВ БКХП 2	ТТ	КТ=0,5	A	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=600/5	B	-				
			1261-59	C	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	B					
			2611-70	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
27	КЛ 6 кВ Город 1	ТТ	КТ=0,5	A	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=600/5	B	-				
			1261-59	C	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	B					
			380-49	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
28	КЛ 6 кВ Город 10	ТТ	КТ=0,5	A	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=600/5	B	-				
			1261-59	C	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	B					
			2611-70	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4					
			Ксч=1						
			16666-97						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
29	КЛ 6 кВ Город 11	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТГ=600/5	В	-				
			1261-59	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
30	КЛ 6 кВ Город 3	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТГ=600/5	В	-				
			1261-59	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
31	КЛ 6 кВ Город 4	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТГ=600/5	В	-				
			1261-59	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4					
			Ксч=1						
			16666-97						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
32	КЛ 6 кВ Город 5	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=600/5	В	-				
			1261-59	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
33	КЛ 6 кВ Город 6	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=600/5	В	-				
			1261-59	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
34	КЛ 6 кВ Город 7	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=600/5	В	-				
			1856-63	С	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4					
			Ксч=1						
			16666-97						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
35	КЛ 6 кВ Город 8	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=600/5	В	-				
			1261-59	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
36	КЛ 6 кВ Город 9	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=600/5	В	-				
			1261-59	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
37	КЛ 6 кВ РМЗ1	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=1000/5	В	-				
			1261-59	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4					
			Ксч=1						
			16666-97						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
38	КЛ 6 кВ РМ32	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛ-10	7200	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=600/5	В	-				
			2472-69	С	ТВЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
39	КЛ 6 кВ РПБ 1	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛ-10 У3	3600	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	В	-				
			1276-59	С	ТПЛ-10 У3				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			380-49	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-4					
			Ксч=1						
			16666-97						
40	КЛ 6 кВ РПБ 2	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛ-10	3600	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	В	-				
			1276-59	С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕА02РАL-Р4В-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 $P=0,95$; $\cos\varphi=0,87$ ($\sin\varphi=0,5$) 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: от минус 40°C до 25°C ; УСПД – от минус 40°C до 60°C ;

– 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 $(0,9 \div 1,1)U_{\text{ном1}}$; диапазон силы первичного тока $(0,01 \div 1,2)I_{\text{ном1}}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 \div 1,0$ ($0,6 \div 0,87$); частота $(50,0 \pm 0,5)$ Гц;

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

– относительная влажность воздуха (70 ± 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 $(50,0 \pm 0,5)$ 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 ± 5) %;

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

5. Надежность применяемых в системе компонентов:

– счётчик электрической энергии – 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 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 330 кВ Белгород 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 АИИС КУЭ ПС 330 кВ Белгород.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ПС 330 кВ Белгород приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ ПС 330 кВ Белгород

Наименование	Тип	Количество
Измерительный трансформатор тока	ТВ-110/18	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВ-110/20	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВ-110/50	9 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВ-110/52	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВ-35	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВ-35/25	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВЛ-10	2 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВЛМ-10	2 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТНДМ-110	30 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПЛ-10	4 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-10	24 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТФКН 330	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТФРМ 330Б	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТФУМ 330А-У1	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ 110	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-83 У1	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-330-73У1	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6	1 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный	ЕвроАльфа	40 шт.
Устройство сбора и передачи данных для автома-	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 330 кВ Белгород – АИИС КУЭ ПС 330 кВ Белгород. Методика поверки. 03111-59073365-05МП»;

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 330 кВ Белгород. Свидетельство об аттестации № 01.00230/38-2011 от 29.12.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ПС 330 кВ Белгород

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.