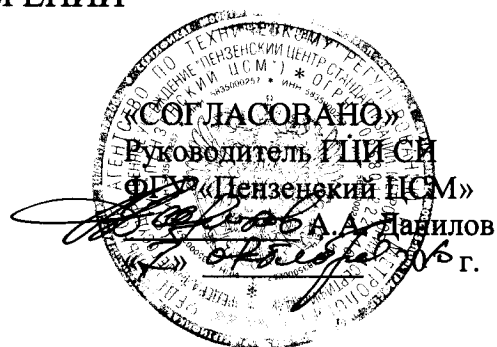


ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Приложение к свидетельству

№ 41242 об утверждении типа
средств измерений



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 330/150/6 кВ №200 - АИИС КУЭ ПС 330/150/6 кВ №200	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер №45598-10 Взамен №
---	---

Изготовлена по технической документации ЗАО «Метростандарт», г. Москва, в соответствии с технорабочим проектом ЕМНК.466454.300-597, заводской №ЕМНК.466454.300-597

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 330/150/6 кВ №200 (далее АИИС КУЭ ПС 330/150/6 кВ №200) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Область применения АИИС КУЭ ПС 330/150/6 кВ №200 - коммерческий учёт электрической энергии на ПС 330/150/6 кВ №200 ОАО «ФСК ЕЭС», в том числе для взаимных расчетов на оптовом рынке электрической энергии (ОРЭ).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ПС 330/150/6 кВ №200 представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее - ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее - ИВКЭ), выполняющего функции информационно-вычислительного комплекса (далее - ИВК), и системы обеспечения единого времени (далее - СОЕВ).

АИИС КУЭ ПС 330/150/6 кВ №200 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);
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла);
- ведение журналов событий ИК и ИВКЭ;
- контроль достоверности измерений на основе анализа пропуска данных и анализ журнала событий ИК;
- 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);

- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны организаций - участников ОРЭ (1 раз в сутки);
- организация доступа к технической и служебной информации (1 раз в 30 мин);
- синхронизация времени в автоматическом режиме всех элементов ИК и ИВКЭ (счетчик, шлюз E-422, сервер АРМ ПС, УСПД) с помощью СОЕВ, соподчиненной национальной шкале времени безотносительно к интервалу времени с погрешностью не более ± 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 330/150/6 кВ №200 включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – ИК, включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5; 1,0 и счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа класса точности 0,2S/0,5; 0,5S/1; вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – ИВКЭ включает в себя:

- шкаф технологического коммутационного устройства (далее - ТКУ), в состав которого входит два шлюза E-422, WiFi модем АWK 1100, сетевой концентратор, блоки резервного питания счетчиков, блок питания шкафа, коммутационное оборудование;
- шкаф устройства центральной коммутации (далее – ЦКУ), в состав которого входит WiFi модем АWK 1100, оптический конвертор, сетевой концентратор D-Link, спутниковая станция «SkyEdge PRO», сервер АРМ ПС;
- шкаф УСПД, в состав которого входит УСПД RTU-325, блок бесперебойного питания;
- устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе GPS-приемника (в составе УСПД RTU-325).

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются 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 электрической мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная электрическая мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности.

Электрическая энергия вычисляется для интервалов времени 30 мин, как интеграл от средней электрической мощности, получаемой периодически за 0,02 с.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение электрической мощности на интервалах времени 3 или 30 мин. В памяти счетчиков ведутся профили нагрузки.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВКЭ, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

Для обеспечения единого времени в АИИС КУЭ ПС 330/150/6 кВ №200 в состав ИВКЭ входит УССВ на базе GPS приемника. УССВ осуществляет прием сигналов точного времени и синхронизацию времени в УСПД.

Контроль меток времени во всех элементах АИИС КУЭ ПС 330/150/6 кВ №200 осуществляется УСПД каждые 30 мин. Синхронизация (коррекция) времени в счетчиках ИК

производится при расхождении времени внутренних таймеров счетчиков и УССВ на значение более 2 с. Синхронизация времени в шлюзах E-422 и сервере АРМ ПС производится также УССВ при расхождении значений времени в этих устройствах и УССВ на значение более 2 с.

Таким образом, СОЕВ АИИС КУЭ ПС 330/150/6 кВ №200 обеспечивает измерение времени в системе с погрешностью не хуже ± 5 с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 1

Таблица 1 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала				Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики		
									Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электрической энергии и мощности при доверительной вероятности P=0,95:		
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской номер			Основная погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %		
1	2		3	4				5	6	7	8
1	Л-401 ПС 200 Выходной - Серебрянская ГЭС-15	ТТ1	КТ=0,5	А	ТФКН-330	№ 383	3300000		Активная Реактивная	± 1,4% ± 3,0%	± 7,0% ± 4,0%
			Ктт=1000/1	В	ТФКН-330	№ 394					
			4059-74	С	ТФКН-330	№ 396					
		ТТ2	КТ=0,5	А	ТФКН-330	№ 494					
			Ктт=1000/1	В	ТФКН-330	№ 506					
			4059-74	С	ТФКН-330	№ 505					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-330-73У1	№ 1471706					
			Ктн=330000:√3/100:√3	В	НКФ-330-73У1	№ 1471707					
			1443-03	С	НКФ-330-73У1	№ 1471709					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117893					
			Ксч=1								
			16666-97								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
2	ВЛ-150 кВ ЛЛ-403 ПС-200-ПС-20А	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ 150А-ІУ1	№ 1641	360000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,7% ± 3,0%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=1200/5	В	ТФЗМ 150А-ІУ1	№ 1623					
			5313-76	С	ТФЗМ 150А-ІУ1	№ 1642					
		ТН	КТ=1,0	А	НКФ-220-58	№ 880122					
			КТН=150000:√3/100:√3	В	НКФ-220-58	№ 880121					
			14626-06	С	НКФ-220-58	№ 878372					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	ЕА05РАL-В-4		№ 01117903					
			Ксч=1								
			16666-97								
3	ВО -150 ПС-200	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД 150	№ 598	360000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=1200/5	В	ТФНД 150	№ 588					
				С	ТФНД 150	№ 069					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-220-58 У1	№ 30815					
			КТН=150000:√3/100:√3	В	НКФ-220-58 У1	№ 30817					
			26453-04	С	НКФ-220-58 У1	№ 21619					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	ЕА05РАL-В-4		№ 01117904					
			Ксч=1								
			16666-97								
4	Яч. ВЛ-150 кВ ЛЛ- 173 ГЭС № 13 - ПС № 200	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД 150	№ 604	360000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=1200/5	В	ТФНД 150	№ 610					
				С	ТФНД 150	№ 593					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-220-58 У1	№ 30815					
			КТН=150000:√3/100:√3	В	НКФ-220-58 У1	№ 30817					
			26453-04	С	НКФ-220-58 У1	№ 21619					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	ЕА05РАL-В-4		№ 01117899					
			Ксч=1								
			16666-97								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
5	Яч. ВЛ-150 кВ ЛЛ-174 ГЭС №13 - ПС №200	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД 150	№ 581	360000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,7% ± 3,0%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=1200/5	В	ТФНД 150	№ 590					
				С	ТФНД 150	№ 594					
		ТН	КТ=1,0	А	НКФ-220-58	№ 880122					
			КТН=150000:√3/100:√3	В	НКФ-220-58	№ 880121					
			14626-06	С	НКФ-220-58	№ 878372					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117900					
			Ксч=1								
			16666-97								
6	Яч. ВЛ-150 кВ ЛЛ-153 ПС-200 - опора № 346 (участок СЭС)	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД 150	№ 582	180000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=600/5	В	ТФНД 150	№ 589					
				С	ТФНД 150	№ 588					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-220-58 У1	№ 30815					
			КТН=150000:√3/100:√3	В	НКФ-220-58 У1	№ 30817					
			26453-04	С	НКФ-220-58 У1	№ 21619					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117894					
			Ксч=1								
			16666-97								
7	Яч. ВЛ-150 кВ ЛЛ-154 ПС-200 - опора № 346 (участок СЭС)	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД 150	№ 847	180000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,7% ± 3,0%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=600/5	В	ТФНД 150	№ 587					
				С	ТФНД 150	№ 615					
		ТН	КТ=1,0	А	НКФ-220-58	№ 880122					
			КТН=150000:√3/100:√3	В	НКФ-220-58	№ 880121					
			14626-06	С	НКФ-220-58	№ 878372					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117895					
			Ксч=1								
			16666-97								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
8	Яч. ВЛ-150 кВ ЛЛ-170 ПС №200 ПС-29	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД 150	№ 1477	360000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%	
			КТТ=1200/5	В	ТФНД 150	№ 1475						
				С	ТФНД 150	№ 1481						
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-220-58 У1	№ 30815						
			КТН=150000:√3/100:√3	В	НКФ-220-58 У1	№ 30817						
			26453-04	С	НКФ-220-58 У1	№ 21619						
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117896						
			Ксч=1									
			16666-97									
9	Яч. ВЛ-150 кВ ЛЛ-171 ПС- 200-ПС-6	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД 150	№ 570	360000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%	
			КТТ=1200/5	В	ТФНД 150	№ 572						
				С	ТФНД 150	№ 575						
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-220-58 У1	№ 30815						
			КТН=150000:√3/100:√3	В	НКФ-220-58 У1	№ 30817						
			26453-04	С	НКФ-220-58 У1	№ 21619						
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117897						
			Ксч=1									
			16666-97									
10	Яч. ВЛ-150 кВ ЛЛ-172 ПС200- ПС-6	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-150 I	№ 75	360000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,7% ± 3,0%	± 5,0% ± 3,0%	
			КТТ=1200/5	В	ТФНД-150 I	№ 71						
				С	ТФНД-150 I	№ 134						
		ТН	КТ=1,0	А	НКФ-220-58	№ 880122						
			КТН=150000:√3/100:√3	В	НКФ-220-58	№ 880121						
			14626-06	С	НКФ-220-58	№ 878372						
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117898						
			Ксч=1									
			16666-97									

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
11	Яч. ВЛ-150 кВ ЛЛ-179 ПС №200 - ПС-6	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ 150А-IV1	№ 2822	360000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=1200/5	В	ТФЗМ 150А-IV1	№ 2820					
			5313-76	С	ТФЗМ 150А-IV1	№ 2819					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-220-58 У1	№ 30815					
			КТН=150000:√3/100:√3	В	НКФ-220-58 У1	№ 30817					
			26453-04	С	НКФ-220-58 У1	№ 21619					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117901					
			Ксч=1								
			16666-97								
12	Яч. ВЛ-150 кВ ЛЛ-219 ПС №200 ПС-89	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-150 I	№ 486	360000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,7% ± 3,0%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=1200/5	В	ТФНД-150 I	№ 481					
				С	ТФНД-150 I	№ 488					
		ТН	КТ=1,0	А	НКФ-220-58	№ 880122					
			КТН=150000:√3/100:√3	В	НКФ-220-58	№ 880121					
			14626-06	С	НКФ-220-58	№ 878372					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117902					
			Ксч=1								
			16666-97								
13	Яч. ВЛ-6кВ Ф-13 ПС-200-ЮВС "Мурманскводоканала"	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	№ 33125	3600	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	В	-	-					
			1856-63	С	ТВЛМ-10	№ 26578					
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6	№ 2069					
			КТН=6000/100	В							
			380-49	С							
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4		№ 1090532					
			Ксч=1								
			16666-97								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
14	Яч. ВЛ-6кВ Ф-14 ПС-200-ЮВС "Мурманскводоканала"	ТТ	КТ=0,5	A	ТВЛМ-10	№ 26568	3600	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	B	-	-					
			1856-63	C	ТВЛМ-10	№ 25555					
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-6	№ 70					
			КТН=6000/100	B							
			380-49	C							
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4		№ 1090505					
			Ксч=1								
			16666-97								
15	Яч. ВЛ-6кВ Ф-15 ПС-200 ТП ООО "Мурманская"	ТТ	КТ=0,5	A	ТВЛМ-10	№ 28575	3600	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=300/5	B	-	-					
			1856-63	C	ТВЛМ-10	№ 25597					
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-6	№ 2069					
			КТН=6000/100	B							
			380-49	C							
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117955					
			Ксч=1								
			16666-97								
16	Яч. ВЛ-6кВ Ф-16 ПС-200-ЮВС "Мурманскводоканала"	ТТ	КТ=0,5	A	ТВЛМ-10	№ 33116	3600	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	B	-	-					
			1856-63	C	ТВЛМ-10	№ 33122					
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-6	№ 70					
			КТН=6000/100	B							
			380-49	C							
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4		№ 1090475					
			Ксч=1								
			16666-97								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
17	Яч. ВЛ-6кВ Ф-17 ПС-200 - ТП п/ф Мурманская	ТТ	КТ=0,5	A	ТВЛМ-10	№ 26554	3600	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТ _{ТТ} =300/5	B	-	-					
			1856-63	C	ТВЛМ-10	№ 33126					
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-6	№ 2069					
			КТ _{ТН} =6000/100	B							
			380-49	C							
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117956					
			Ксч=1								
			16666-97								
18	Яч. ВЛ-6кВ Ф-18 ПС-200- ТП-2 ОЖД	ТТ	КТ=0,5	A	ТПЛ-10 У3	№ 54	2400	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТ _{ТТ} =200/5	B	-	-					
				C	ТПЛ-10 У3	№ 111					
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-6	№ 70					
			КТ _{ТН} =6000/100	B							
			380-49	C							
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4		№ 1090402					
			Ксч=1								
			16666-97								
19	Яч. ВЛ-6кВ Ф-21 ПС-200 ТП с/з Арктика	ТТ	КТ=0,5	A	ТВЛМ-10	№ 28573	3600	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТ _{ТТ} =300/5	B	-	-					
			1856-63	C	ТВЛМ-10	№ 28566					
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-6	№ 2069					
			КТ _{ТН} =6000/100	B							
			380-49	C							
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117957					
			Ксч=1								
			16666-97								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	
20	Яч. ВЛ-6кВ Ф-23 ПС-200-ТП-1 ОЖД	ТТ	КТ=0,5	A	ТВЛМ-10	№ 25577	3600	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	B	-	-					
			1856-63	C	ТВЛМ-10	№ 27996					
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-6	№ 2069					
			КТН=6000/100	B							
			380-49	C							
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4		№ 1090396					
			Ксч=1								
			16666-97								
21	Яч. ВЛ-6кВ Ф-24 ПС-200-ТП-3 племсовхоз Кольский	ТТ	КТ=0,5	A	ТПЛ-10	№ 26534	4800	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=400/5	B	-	-					
			1276-59	C	ТПЛ-10	№ 27141					
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-6	№ 70					
			КТН=6000/100	B							
			380-49	C							
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117958					
			Ксч=1								
			16666-97								
22	Яч. ВЛ-6кВ Ф-25 ПС-200-ТП "Мурманская"	ТТ	КТ=0,5	A	ТВЛМ-10	№ 09415	1800	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=150/5	B	-	-					
			1856-63	C	ТВЛМ-10	№ 09414					
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-6	№ 2069					
			КТН=6000/100	B							
			380-49	C							
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4		№ 1090427					
			Ксч=1								
			16666-97								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
23	Яч. ВЛ-6кВ Ф-26 ПС-200 ТП п/ф Снежная	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	№ 11045	3600	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=300/5	В	-	-					
			1856-63	С	ТВЛМ-10	№ 11098					
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6	№ 70					
			КТН=6000/100	В							
			380-49	С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117959					
			Ксч=1								
			16666-97								
24	Яч. ВЛ-6кВ Ф-27 ПС-200-ТП МТФ	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	№ 35493	1800	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=150/5	В	-	-					
			1856-63	С	ТВЛМ-10	№ 35451					
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6	№ 2069					
			КТН=6000/100	В							
			380-49	С							
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-P4B-4		№ 1090415					
			Ксч=1								
			16666-97								
25	Яч. ВЛ-6кВ Ф-28 ПС-200-ТП п/ф Мурманская	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛ-10 У3	№ 29793	3600	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=300/5	В	-	-					
				С	ТПЛ-10 У3	№ 2171					
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6	№ 70					
			КТН=6000/100	В							
			380-49	С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117960					
			Ксч=1								
			16666-97								

Примечания:

1. В Таблице 1 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
2. В Таблице 1 в графе «Основная погрешность ИК, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности

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

3. В Таблице 1 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, \pm %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$) и токе ТТ, равном 10 % от $I_{ном}$.

4. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры питающей сети: напряжение - $(220\pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения - $(0,99 \div 1,01)U_{н}$; диапазон силы тока - $(1,0 \div 1,2)I_{н}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) – $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ - от $+15^\circ\text{C}$ до $+35^\circ\text{C}$; ТН - от $+10^\circ\text{C}$ до $+35^\circ\text{C}$; счетчиков: в части активной энергии - от $+21^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$, в части реактивной энергии - от $+18^\circ\text{C}$ до $+22^\circ\text{C}$; УСПД - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

5. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01 \div 1,2)I_{н1}$; 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 $+35^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - тока $(0,01 \div 1,2)I_{н2}$; 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 $+15^\circ\text{C}$ до $+30^\circ\text{C}$;
- 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 $+15^\circ\text{C}$ до $+30^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1, УСПД на одноступенчатый утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ПС 330/150/6 кВ №200 как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии – средняя наработка на отказ не менее 120 000 ч, время восстановления работоспособности не более 168 ч;
- ИВКЭ – средняя наработка на отказ не менее 35 000 ч, время восстановления работоспособности не более 168 ч;
- шлюз E-422 – средняя наработка на отказ не менее 50 000 ч;
- УСПД - средняя наработка на отказ не менее 35 000 ч, среднее время восстановления работоспособности 24 ч;
- СОЕВ - коэффициент готовности Кг не менее 0,95, среднее время восстановления не более 168 ч.

Установленный полный срок службы АИИС КУЭ ПС 330/150/6 кВ №200 - не менее 20 лет.

В АИИС КУЭ ПС 330/150/6 кВ №200 используются следующие виды резервирования:

- резервирование по двум интерфейсам опроса счетчиков;
- резервирование питания счетчиков, шлюзов E-422, сервера АРМ ПС, УСПД;
- предусмотрена возможность автономного считывания измерительной информации со счетчиков и визуальный контроль информации на счетчике;
- контроль достоверности и восстановление данных;
- наличие резервных баз данных;
- наличие перезапуска и средств контроля зависания;
- наличие ЗИП.

Регистрация событий:

- журнал событий ИК:
 - отключение и включение питания;
 - корректировка времени;
 - удаленная и местная параметризация;
 - включение и выключение режима тестирования.
- журнал событий ИВКЭ:
 - дата начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - потери и восстановления связи со счётчиками;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - корректировки времени в каждом счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - привод разъединителя трансформаторов напряжения;
 - корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
 - клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
 - промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
 - испытательная коробка (специализированный клеммник);
 - крышки клеммных отсеков счетчиков;
 - крышки клеммного отсека УСПД.
- защита информации на программном уровне:
 - установка двухуровневого пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, журнал событий – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 35 суток;
- Сервер АРМ ПС – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 4 лет.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ПС 330/150/6 кВ №200 АИИС КУЭ ПС 330/150/6 кВ №200

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ПС 330/150/6 кВ №200 определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ПС 330/150/6 кВ №200 проводится по документу МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Перечень основных средств поверки:

– трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35 ... 330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

– трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

– счетчики ЕвроАльфа – в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», согласованной с ГЦИ СИ ФГУП «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;

– средства поверки УСПД в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки.», утвержденному ГЦИ СИ ВНИИМС в 2003 г.;

– переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

– радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323–2005 (МЭК 62053-22:2003) «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ Р 52425–2005 (МЭК 62053-23:2003) «Статические счетчики реактивной энергии».

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

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ПС 330/150/6 кВ №200 - АИИС КУЭ ПС 330/150/6 кВ №200.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 330/150/6 кВ №200 - АИИС КУЭ ПС 330/150/6 кВ №200, утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель:

ЗАО «Метростандарт»

Юридический/Почтовый адрес:

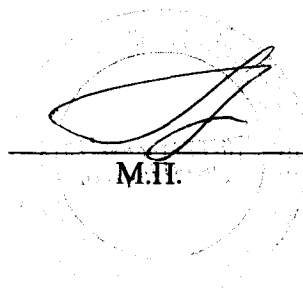
117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 65, стр. I

Тел.: 8(495)745-21-70

Факс: 8(495) 705-97-50

Сайт: www.metrostandart.ru

Технический директор ЗАО «Метростандарт»



Л.Б. Александров