

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Приложение к свидетельству

№ 41319 об утверждении типа
средств измерений



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/10 кВ «Кама» - АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Кама»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 45675-10 Взамен №
---	--

Изготовлена по технической документации ЗАО «Метростандарт», г. Москва, в соответствии с технорабочим проектом ЕМНК.466454.030-551, заводской №ЕМНК.466454.030-551

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/10 кВ «Кама» (далее АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Кама») предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Область применения АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Кама» - коммерческий учёт электрической энергии на ПС 220/110/10 кВ «Кама» ОАО «ФСК ЕЭС», в том числе для взаимных расчетов на оптовом рынке электрической энергии (ОРЭ).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Кама» представляет собой multifunctionalную, 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 220/110/10 кВ «Кама» 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 220/110/10 кВ «Кама» 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 и счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS класса точности 0,5S/0,5 и ЦЭ6803В класса точности по активной энергии 2,0; 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 AWK 1100, сетевой концентратор, блоки резервного питания счетчиков, блок питания шкафа, коммутационное оборудование;
- шкаф устройства центральной коммутации (далее – ЦКУ), в состав которого входит WiFi модем AWK 1100, оптический конвертор, сетевой концентратор D-Link, спутниковая станция «SkyEdge PRO», сервер АРМ ПС;
- шкаф УСПД, в состав которого входит УСПД ЭКОМ-3000, блок бесперебойного питания;
- устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе GPS-приемника (в составе УСПД ЭКОМ-3000).

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 220/110/10 кВ «Кама» 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 220/110/10 кВ «Кама» 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 Е-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 220/110/10 кВ «Кама» 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					К _{тт} · К _{гн} · К _{сч}	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, ± %
							cos φ = 0,87 sin φ = 0,5	cos φ = 0,5 sin φ = 0,87				
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10		
1	ВЛ 110 Мостовое 1	ТТ	КТ=0,5		A	ТФЗМ 110Б-IV У1	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%	
			К _{тт} =600/5		B	ТФЗМ 110Б-IV У1						
			26422-04		C	ТФЗМ 110Б-IV У1						
		ТН	КТ=0,5		A	НКФ-110-83У1						
			К _{тн} =110000:√3/100:√3		B	НКФ-110-83У1						
			1188-84		C	НКФ-110-83У1						
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5		EPQS 111.08.07LL							№ 202450
			Ксч=1									
			25971-03									

Таблица 1. Продолжение

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
2	ВЛ 110 Мостовое 2	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ 110Б-IV У1	№ 13862	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%	
			КТТ=600/5	B	ТФЗМ 110Б-IV У1	№ 13870						
			26422-04	C	ТФЗМ 110Б-IV У1	№ 13866						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83У1	№ 44293						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83У1	№ 44216						
			1188-84	C	НКФ-110-83У1	№ 44478						
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5	EPQS 111.08.07LL		№ 202401						
			Ксч=1									
			25971-03									

3	ВЛ 110 Саранул 1	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ 110Б-IV У1	№ 13917	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
КТТ=600/5	B	ТФЗМ 110Б-IV У1	№ 13864								
26422-04	C	ТФЗМ 110Б-IV У1	№ 13868								
ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83У1	№ 44201							
КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83У1	№ 44379								
1188-84	C	НКФ-110-83У1	№ 44111								
Счетчик	КТ=0,5S/0,5	EPQS 111.08.07LL		№ 202396							
Ксч=1											
25971-03											
4	ВЛ 110 Саранул 2	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ 110Б-IУ1	№ 13915	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
КТТ=600/5	B	ТФЗМ 110Б-IУ1	№ 13916								
26420-04	C	ТФЗМ 110Б-IУ1	№ 13913								
ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83У1	№ 44293							
КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83У1	№ 44216								
1188-84	C	НКФ-110-83У1	№ 44478								
Счетчик	КТ=0,5S/0,5	EPQS 111.08.07LL		№ 202400							
Ксч=1											
25971-03											

Таблица 1. Продолжение

Таблица 1. Продолжение												
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
5	ВЛ 110 Саранул-тяги 1	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ 110Б-IV У1	№ 32	66000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%	
			КТТ=300/5	B	ТФЗМ 110Б-IV У1	№ 35						
			26422-04	C	ТФЗМ 110Б-IV У1	№ 34						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83У1	№ 44201						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83У1	№ 44379						
			1188-84	C	НКФ-110-83У1	№ 44111						
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5	EPQS 111.08.07LL		№ 202124						
			Ксч=1									
			25971-03									
6	ВЛ 110 Саранул-тяги 2	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ-110Б-IУ1	№ 50097	66000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%	
			КТТ=300/5	B	ТФЗМ-110Б-IУ1	№ 54187						
			26422-04	C	ТФЗМ-110Б-IУ1	№ 50115						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83У1	№ 44293						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83У1	№ 44216						
			1188-84	C	НКФ-110-83У1	№ 44478						
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5	EPQS 111.08.07LL		№ 201823						
			Ксч=1									
			25971-03									
7	ВЛ 110 Сигаево 1	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ 110Б-IУ1	№ 45613	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%	
			КТТ=600/5	B	ТФЗМ 110Б-IУ1	№ 39874						
			26420-04	C	ТФЗМ 110Б-IУ1	№ 39890						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83У1	№ 44201						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83У1	№ 44379						
			1188-84	C	НКФ-110-83У1	№ 44111						
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5	EPQS 111.08.07LL		№ 202447						
			Ксч=1									
			25971-03									

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
8	ВЛ 110 Сигаево 2	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ 110Б-IV У1	№ 39968	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%	
			КТТ=600/5	B	ТФЗМ 110Б-IV У1	№ 45630						
			26422-04	C	ТФЗМ 110Б-IV У1	№ 39790						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83У1	№ 44293						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83У1	№ 44216						
			1188-84	C	НКФ-110-83У1	№ 44478						
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5	EPQS 111.08.07LL		№ 202454						
			Ксч=1									
			25971-03									

9	ВЛ 110 Уральская	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ 110Б-IV У1	№ 13861	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%	
			КТТ=600/5	B	ТФЗМ 110Б-IV У1	№ 13837						
			26422-04	C	ТФЗМ 110Б-IV У1	№ 13865						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83У1	№ 44201						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83У1	№ 44379						
			1188-84	C	НКФ-110-83У1	№ 44111						
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5	EPQS 111.08.07LL		№ 202456						
			Ксч=1									
			25971-03									

10	ОМВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ 110Б-III У1	№ 5434	220000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%	
			КТТ=1000/5	B	ТФЗМ 110Б-III У1	№ 5439						
			26421-04	C	ТФЗМ 110Б-III У1	№ 5437						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83У1	№ 44293						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83У1	№ 44216						
			1188-84	C	НКФ-110-83У1	№ 44478						
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5	EPQS 111.08.07LL		№ 202453						
			Ксч=1									
			25971-03									

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
11	ф. 10 кВ № 1	ТТ	КТ=0,5	A	ТЛМ-10-1	№ 756050	6000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%	
			КТТ=300/5	B	-	-						
			2473-00	C	ТЛМ-10-2У3	№ 119						
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-10-66У3	№ 279						
			КТН=10000/100	B								
			831-69	C								
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5	EPQS 111.08.07LL		№ 202446						
			Ксч=1									
			25971-03									
12	ф. 10 кВ № 5	ТТ	КТ=0,5	A	ТЛМ-10-2У3	№ 4652	20000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%	
			КТТ=1000/5	B	-	-						
			2473-05	C	ТЛМ-10-2У3	№ 6093						
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-10-66У3	№ 499						
			КТН=10000/100	B								
			831-69	C								
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5	EPQS 111.08.07LL		№ 202452						
			Ксч=1									
			25971-03									
13	ТСН -3	ТТ	КТ=0,5	A	ТШ-0,66 У3	№ 77620	200	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 2,3% -	± 7,0% -	
			КТТ=1000/5	B	ТШ-0,66 У3	№ 77628						
			22657-02	C	ТШ-0,66 У3	№ 86750						
		ТН	нет ТН									-
		Счетчик	КТ=2/-	ЦЭ6803В		№ 48895						
			Ксч=1									
			12673-97									

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 - $(220\pm4,4)$ 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 - $(0,01 \div 1,2)I_{н2}$; 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 одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Кама» 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 Е-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 220/110/10 кВ «Кама» - не менее 20 лет.

В АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Кама» используются следующие виды резервирования:

- резервирование по двум интерфейсам опроса счетчиков;
- резервирование питания счетчиков, шлюзов Е-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 220/110/10 кВ «Кама» АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Кама»

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Кама» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Кама» 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/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35 ... 330/√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 EPQS – в соответствии с методикой поверки РМ 1039597-26:2002 «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS», утвержденной Государственной службой метрологии Литовской Республики.;

– средства поверки УСПД в соответствии с разделом 8 «поверка» Руководства по эксплуатации 106-АТХ-000 РЭ, согласованным с ФГУП «УНИИМ» в апреле 2005 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 30206-94 (МЭК 687-92) «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

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 220/110/10 кВ «Кама» - АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Кама».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/10 кВ «Кама» - АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Кама», 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:

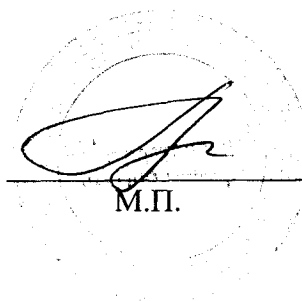
117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 65, стр. I

Тел.: 8(495)745-21-70

Факс: 8(495) 705-97-50

Сайт: www.metrostandart.ru

Технический директор ЗАО «Метростандарт»



Л.Б. Александров

М.П.