ОПИСАНИЕ ТИПА

«СОГЛАСОВАНО»
Руководитель ГЦИ СИ
ФГУП «Пензенский ЦСМ»
А.А. Данилов
«18» ноября 2009 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220 кВ №485 «Радуга» - АИИС КУЭ ПС 220 кВ №485 «Радуга»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер №42302-09 Взамен №

Изготовлена по технической документации ЗАО «Метростандарт», г. Москва, в соответствии с технорабочим проектом ЕМНК.466454.030-228, заводской №ЕМНК.466454.030-228

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220 кВ №485 «Радуга» (далее АИИС КУЭ ПС 220 кВ №485 «Радуга») предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Область применения АИИС КУЭ ПС 220 кВ №485 «Радуга» - коммерческий учёт электрической энергии на ПС 220 кВ №485 «Радуга» ОАО «ФСК ЕЭС», в том числе для взаимных расчетов на оптовом рынке электрической энергии (ОРЭ).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ПС 220 кВ №485 «Радуга» 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 220 кВ №485 «Радуга» 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 Е-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 кВ №485 «Радуга» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – ИК, включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5; 1, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные серии ZMD класса точности 0,2S/0,5; 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 Е-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 TK16L, блок бесперебойного питания;

– радиосерверы точного времени РСТВ-01.

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 кВ №485 «Радуга» в состав ИВКЭ входит РСТВ-01. РСТВ-01 осуществляет прием сигналов точного времени и синхронизацию времени в УСПД.

Контроль меток времени во всех элементах АИИС КУЭ ПС 220 кВ №485 «Радуга» осуществляется УСПД каждые 30 мин. Синхронизация (коррекция) времени в счетчиках ИК производится при расхождении времени внутренних таймеров счетчиков и РСТВ-01 на значение более 2 с. Синхронизация времени в шлюзах Е-422 и сервере АРМ ПС

производится также РСТВ-01 при расхождении значений времени в этих устройствах и РСТВ-01 на значение более 2 с.

Таким образом, СОЕВ АИИС КУЭ ПС 220 кВ №485 «Радуга» 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 Р=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, ± %**
										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	220 Шукол-Радуга (1)	ТТ	КТ=1	А	ТВ-220/25 У2	№ 2316-1	440000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,7% ± 4,0%	± 9,0% ± 4,0%
			Ктт=1000/5	В	ТВ-220/25 У2	№ 2316-2					
			20644-05	С	ТВ-220/25 У2	№ 2316-3					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-220-58 У1	№ 1150935					
			Ктн=220000:√3/100:√3	В	НКФ-220-58 У1	№ 1138051					
			14626-00	С	НКФ-220-58 У1	№ 1150934					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S 2 CU-B4		№ 93947340					
			Ксч=1								
			22422-07								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3			4		5	6	7	8	9	10
2	ф. 5	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10		№ 00214	3600	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			Ктт=300/5	В	-		-					
			2473-05	С	ТЛМ-10		№ 7198					
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66 У3		№ СКЕЗ					
			Ктн=6000/100	В								
			831-69	С								
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4			№ 93947444					
			Ксч=1									
			22422-07									
3	Фидер № 1	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10		№ 1355	3600	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			Ктт=300/5	В	-		-					
			2473-05	С	ТЛМ-10		№ 0204					
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66 У3		№ СКЕЗ					
			Ктн=6000/100	В								
			831-69	С								
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4			№ 93947182					
			Ксч=1									
			22422-07									
4	Фидер № 12	ТТ	КТ=0,5	А	ТПШЛ-10		№ 864	60000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			Ктт=5000/5	В	ТЛШ-10У3		№ 1427					
			11077-03	С	ТПШЛ-10		№ 1831					
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66 У3		№ СООУ					
			Ктн=6000/100	В								
			831-69	С								
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4			№ 93947669					
			Ксч=1									
			22422-07									

Таблица 1. Продолжение

1	2	3			4		5	6	7	8	9	10
5	Фидер № 14	ТТ	КТ=0,5	А	ТПШЛ-10		№ 1608	2400	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			Ктт=200/5	В	ТПШЛ-10		№ 852					
			11077-03	С	ТПШЛ-10		№ 1828					
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66 У3		№ СКАУ					
			Ктн=6000/100	В								
			831-69	С								
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4			№ 93947695					
			Ксч=1									
			22422-07									
6	Фидер № 2	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10		№ 2165	2400	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			Ктт=200/5	В	-		-					
			2473-69	С	ТЛМ-10		№ 9457					
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66 У3		№ СКЕЗ					
			Ктн=6000/100	В								
			831-69	С								
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4			№ 93947343					
			Ксч=1									
			22422-07									
7	Фидер № 4	ТТ	КТ=0,5	А	ТПШЛ-10		№ 1838	60000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			Ктт=5000/5	В	ТПШЛ-10		№ 957					
			1423-60	С	ТПШЛ-10		№ 273					
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66 У3		№ СКЕЗ					
			Ктн=6000/100	В								
			831-69	С								
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4			№ 93947696					
			Ксч=1									
			22422-07									

Таблица 1. Продолжение

1	2	3			4		5	6	7	8	9	10
8	Фидер № 6	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10		№ 2158	60000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			Ктт=5000/5	В	-		-					
			2473-00	С	ТЛМ-10		№ 2159					
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66 У3		№ ЕККР					
			Ктн=6000/100	В								
			831-69	С								
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4			№ 93947698					
			Ксч=1									
			22422-07									
9	Фидер № 7	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10		№ 0192	3600	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			Ктт=300/5	В	-		-					
			2473-05	С	ТЛМ-10		№ 0200					
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66 У3		№ ЕККР					
			Ктн=6000/100	В								
			831-69	С								
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4			№ 93947637					
			Ксч=1									
			22422-07									
10	Фидер № 8	ТТ	КТ=0,5	А	ТПШЛ-10		№ 1161	60000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			Ктт=5000/5	В	ТПШЛ-10		№ 866					
			11077-03	С	ТПШЛ-10		№ 1830					
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66 У3		№ ЕККР					
			Ктн=6000/100	В								
			831-69	С								
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4			№ 93946930					
			Ксч=1									
			22422-07									

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
11	МТС осн	ТТ	КТ=0,5	А	Т-0,66 У3	№ 00151	15	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,8% ± 1,8%	± 4,0% ± 2,3%
			Ктт=75/5	В	Т-0,66 У3	№ 00226					
			21573-01	С	Т-0,66 У3	№ 00051					
		ТН	нет ТН			-					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4		№ 94206284					
			Ксч=1								
			22422-07								
12	МТС резерв	ТТ	КТ=0,5	А	Т-0,66 У3	№ 00236	15	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,8% ± 1,8%	± 4,0% ± 2,3%
			Ктт=75/5	В	Т-0,66 У3	№ 00055					
			21573-01	С	Т-0,66 У3	№ 00069					
		ТН	нет ТН			-					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4		№ 94206269					
			Ксч=1								
			22422-07								

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, cosφ=0,87 (sinφ=0,5) и токе ТТ, равном Iном .*
3. *В Таблице 1 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности P=0,95, cosφ=0,5 (sinφ=0,87)) и токе ТТ, равном 10 % от Iном.*
4. *Нормальные условия эксплуатации:*

– *параметры питающей сети: напряжение - (220±4,4) В; частота - (50 ± 0,5) Гц;*
– *параметры сети: диапазон напряжения - (0,99 ÷ 1,01)$U_н$; диапазон силы тока - (1,0 ÷ 1,2)$I_н$; диапазон коэффициента мощности cosφ (sinφ) – 0,87(0,5); частота - (50 ± 0,5) Гц;*
– *температура окружающего воздуха: ТТ - от +15˚С до +35˚С;ТН- от +10˚С до +35˚С; счетчиков: в части активной энергии - от +21˚С до +25˚С, в части реактивной энергии - от +18˚С до +22˚С; УСПД - от +15˚С до +25˚С;*
– *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 ÷ 1,1)$U_{н1}$; диапазон силы первичного тока* (0,01 ÷ 1,2)$I_{н1}$*; коэффициент мощности cosφ (sinφ) - 0,5 ÷ 1,0(0,6 ÷ 0,87); частота - (50 ± 0,5) Гц;*
- *температура окружающего воздуха - от –30˚С до +35˚С;*
- *относительная влажность воздуха - (70±5) %;*
- *атмосферное давление - (750±30) мм рт.ст.*

Для электросчетчиков:

- *параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 ÷ 1,1)$U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - тока* (0,01 ÷ 1,2)$I_{н2}$*; диапазон коэффициента мощности cosφ (sinφ) - 0,5 ÷ 1,0(0,6 ÷ 0,87); частота - (50 ± 0,5) Гц;*
- *магнитная индукция внешнего происхождения - 0,5 мТл;*
- *температура окружающего воздуха - от +15˚С до +30˚С;*
- *относительная влажность воздуха - (40-60) %;*
- *атмосферное давление - (750±30) мм рт.ст.*

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- *параметры питающей сети: напряжение - (220±10) В; частота - (50 ± 1) Гц;*
- *температура окружающего воздуха - от +15˚С до +30˚С;*
- *относительная влажность воздуха - (70±5) %;*
- *атмосферное давление - (750±30) мм рт.ст.*

6. *Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1, УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ПС 220 кВ №485 «Радуга» 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 кВ №485 «Радуга» - не менее 20 лет.

В АИИС КУЭ ПС 220 кВ №485 «Радуга» 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 кВ №485 «Радуга» АИИС КУЭ ПС 220 кВ №485 «Радуга»

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ПС 220 кВ №485 «Радуга» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ПС 220 кВ №485 «Радуга» 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 серии ZMD – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные серии Dialog ZMD и ZFD. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС 22 января 2007 г.;

– средства поверки УСПД в соответствии с документом «Устройство сбора и передачи данных TK16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов. Методика поверки». АВБЛ.468212.041 МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2007 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 220 кВ №485 «Радуга» - АИИС КУЭ ПС 220 кВ №485 «Радуга».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 220 кВ №485 «Радуга» - АИИС КУЭ ПС 220 кВ №485 «Радуга», 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.