

ОПИСАНИЕ ТИПА



«СОГЛАСОВАНО»

Руководитель ГЦИ СИ

У «Пензенский ЦСМ»

А.А. Данилов

18» ноября 2009 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС Нестеров - АИИС КУЭ ПС Нестеров	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 42358-09 Взамен №
---	--

Изготовлена по технической документации ЗАО «Метростандарт», г. Москва, в соответствии с технорабочим проектом ЕМНК.466454.030-123, заводской №ЕМНК.466454.030-123

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

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

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

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ПС Нестеров 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 Нестеров 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 Нестеров включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – ИК, включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2; 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 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 Нестеров 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 Нестеров 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 Нестеров 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				cos φ = 0,87 sin φ = 0,5	cos φ = 0,5 sin φ = 0,87	
1	2		3	4					5	6	7
1	ВЛ 101 110 кв	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б-III-У1	№ 59704	66000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			Ктт=300/5	В	ТФЗМ-110Б-III-У1	№ 64955					
			26421-04	С	ТФЗМ-110Б-III-У1	№ 69300					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ 110-57 У1	№ 5482					
			Ктн=110000:√3/100:√3	В	НКФ 110-57 У1	№ 5314					
			14205-05	С	НКФ 110-57 У1	№ 5374					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S 2 CU-B4		№ 93947185					
			Ксч=1								
			22422-07								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
2	ВЛ 130 110 кв	ТТ	КТ=0,2	А	TG-145	№ 01080	66000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,8% ± 1,5%	± 2,2% ± 1,6%
			КТТ=300/5	В	TG-145	№ 01081					
			15651-96	С	TG-145	№ 01082					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ 110-57 У1	№ 5412					
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ 110-57 У1	№ 5551					
			14205-05	С	НКФ 110-57 У1	№ 5969					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4		№ 93946921					
			Ксч=1								
			22422-07								
3	ВЛ 135 110 кв	ТТ	КТ=1	А	ТВ-110/20	№ 8109 А	88000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,7% ± 4,0%	± 9,0% ± 4,0%
			КТТ=400/5	В	ТВ-110/20	№ 8109 В					
			4462-74	С	ТВ-110/20	№ 8109 С					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ 110-57 У1	№ 5482					
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ 110-57 У1	№ 5314					
			14205-05	С	НКФ 110-57 У1	№ 5374					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4		№ 93946832					
			Ксч=1								
			22422-07								
4	ВЛ 137 110 кв	ТТ	КТ=1	А	ТВ-110/20	№ 11358 А	88000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,7% ± 4,0%	± 9,0% ± 4,0%
			КТТ=400/5	В	ТВ-110/20	№ 11358 В					
			4462-74	С	ТВ-110/20	№ 11358 С					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ 110-57 У1	№ 5412					
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ 110-57 У1	№ 5551					
			14205-05	С	НКФ 110-57 У1	№ 5969					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4		№ 93946920					
			Ксч=1								
			22422-07								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
5	ОВВ-110кВ	ТТ	КТ=1	A	ТВ-110/20	№ 8110 А	66000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,7% ± 4,0%	± 9,0% ± 4,0%
			КТТ=300/5	B	ТВ-110/20	№ 8110 В					
			4462-74	C	ТВ-110/20	№ 8110 С					
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ 110-57 У1	№ 5412					
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ 110-57 У1	№ 5551					
			14205-05	C	НКФ 110-57 У1	№ 5969					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4		№ 93946923					
			Ксч=1								
			22422-07								
6	ВЛ 15кВ 15-451	ТТ	КТ=0,5	A	GS-24C	№ 493	6000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=200/5	B	GS-24C	№ 558					
			29020-05	C	GS-24C	№ 337					
		ТН	КТ=0,5	A	GE 24	№ 78/04316					
			КТН=15000:√3/100:√3	B	GE 24	№ 78/04334					
				C	GE 24	№ 78/04317					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4		№ 93947398					
			Ксч=1								
			22422-07								
7	ВЛ 15кВ 15-452	ТТ	КТ=1	A	GS-24C	№ 78/72215	6000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,7% ± 4,0%	± 9,0% ± 4,0%
			КТТ=200/5	B	GS-24C	№ 78/72202					
			29020-05	C	GS-24C	№ 79/35910					
		ТН	КТ=0,5	A	GE 24	№ 80/49137					
			КТН=15000:√3/100:√3	B	GE 24	№ 80/49141					
				C	GE 24	№ 80/49134					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4		№ 93946304					
			Ксч=1								
			22422-07								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
8	ВЛ 15кВ 15-453	ТТ	КТ=1	A	GS-24C	№ 78/72210	6000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,7% ± 4,0%	± 9,0% ± 4,0%
			КТТ=200/5	B	GS-24C	№ 78/72189					
			29020-05	C	GS-24C	№ 78/72204					
		ТН	КТ=0,5	A	GE 24	№ 78/04316					
			КТН=15000:√3/100:√3	B	GE 24	№ 78/04334					
				C	GE 24	№ 78/04317					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4		№ 93947397					
			Ксч=1								
			22422-07								
9	ВЛ 15кВ 15-454	ТТ	КТ=0,5	A	GS-24C	№ 77/13806	6000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=200/5	B	GS-24C	№ 77/13330					
			29020-05	C	GS-24C	№ 79/64413					
		ТН	КТ=0,5	A	GE 24	№ 80/49137					
			КТН=15000:√3/100:√3	B	GE 24	№ 80/49141					
				C	GE 24	№ 80/49134					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4		№ 93947235					
			Ксч=1								
			22422-07								
10	ВЛ 15кВ 15-455	ТТ	КТ=1	A	GS-24C	№ 80/39095	6000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,7% ± 4,0%	± 9,0% ± 4,0%
			КТТ=200/5	B	GS-24C	№ 80/39093					
			29020-05	C	GS-24C	№ 80/39959					
		ТН	КТ=0,5	A	GE 24	№ 78/04316					
			КТН=15000:√3/100:√3	B	GE 24	№ 78/04334					
				C	GE 24	№ 78/04317					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4		№ 93947395					
			Ксч=1								
			22422-07								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
11	ВЛ 15кВ 15-456	ТТ	КТ=0,5	A	GS-24C	№ 77/04966	6000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=200/5	B	GS-24C	№ 78/72209					
			29020-05	C	GS-24C	№ 77/13820					
		ТН	КТ=0,5	A	GE 24	№ 80/49137					
			КТН=15000:√3/100:√3	B	GE 24	№ 80/49141					
				C	GE 24	№ 80/49134					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4		№ 93947570					
			Ксч=1								
			22422-07								
12	ВЛ 15кВ 15-457	ТТ	КТ=1	A	GS-24C	№ 79/51854	3000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,7% ± 4,0%	± 9,0% ± 4,0%
			КТТ=100/5	B	GS-24C	№ 79/51849					
			29020-05	C	GS-24C	№ 79/51848					
		ТН	КТ=0,5	A	GE 24	№ 80/49137					
			КТН=15000:√3/100:√3	B	GE 24	№ 80/49141					
				C	GE 24	№ 80/49134					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4		№ 93946303					
			Ксч=1								
			22422-07								
13	ВЛ 15кВ 15-458	ТТ	КТ=0,5	A	GS-24C	№ 78/72211	6000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=200/5	B	GS-24C	№ 79/35911					
			29020-05	C	GS-24C	№ 77/04954					
		ТН	КТ=0,5	A	GE 24	№ 78/04316					
			КТН=15000:√3/100:√3	B	GE 24	№ 78/04334					
				C	GE 24	№ 78/04317					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4		№ 93947399					
			Ксч=1								
			22422-07								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
14	ВЛ 15кВ 15-495	ТТ	КТ=0,5	A	GS-24C	№ 90/20612	6000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=200/5	B	-	-					
			29020-05	C	GS-24C	№ 88/15283					
		ТН	КТ=0,5	A	GE 24	№ 78/04316					
			КТН=15000:√3/100:√3	B	GE 24	№ 78/04334					
				C	GE 24	№ 78/04317					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ZMD402CT41.0467S2 CU-B4		№ 93947051					
			Ксч=1								
			22422-07								

Примечания:

- 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);
- 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 $I_{ном}$.
- В Таблице 1 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» 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 $I_{ном}$.
- Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры питающей сети: напряжение - $(220\pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - параметры сети: диапазон напряжения - $(0,99 \div 1,01)U_{нп}$; диапазон силы тока - $(1,0 \div 1,2)I_{нп}$; 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.
- Рабочие условия эксплуатации:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{нп}$; диапазон силы первичного тока $(0,01 \div 1,2)I_{нп}$; 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 одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ПС Нестеров 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 Нестеров - не менее 20 лет.

В АИИС КУЭ ПС Нестеров 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 Нестеров АИИС КУЭ ПС Нестеров

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ПС Нестеров определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ПС Нестеров 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 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 «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 Нестеров - АИИС КУЭ ПС Нестеров.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС Нестеров - АИИС КУЭ ПС Нестеров, 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:

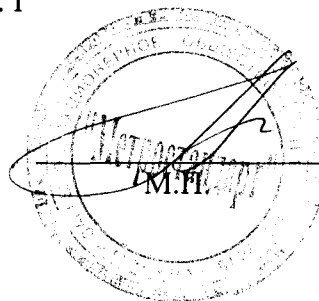
117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 65, стр. 1

Тел.: 8(495)745-21-70

Факс: 8(495) 705-97-50

Сайт: www.metrostandart.ru

Технический директор ЗАО «Метростандарт»



Л.Б. Александров