



«СОГЛАСОВАНО»

Руководитель ГЦИ СИ

ФГУ «Пензенский ЦСМ»

А.А. Данилов

» *Налогов* 2009 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220 кВ «РПП-1» - АИИС КУЭ ПС 220 кВ «РПП-1»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 42089-09 Взамен №
---	--

Изготовлена по технической документации ЗАО «Метростандарт», г. Москва, в соответствии с технорабочим проектом ЕМНК.466454.030-175, заводской №ЕМНК.466454.030-175

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220 кВ «РПП-1» (далее АИИС КУЭ ПС 220 кВ «РПП-1») предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Область применения АИИС КУЭ ПС 220 кВ «РПП-1» - коммерческий учёт электрической энергии на ПС 220 кВ «РПП-1» ОАО «ФСК ЕЭС», в том числе для взаимных расчетов на оптовом рынке электрической энергии (ОРЭ).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ПС 220 кВ «РПП-1» 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 «РПП-1» 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 кВ «РПП-1» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – ИК, включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5; 1; 3, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2; 0,5 и счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS 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 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 ТК16L, 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 «РПП-1» 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 «РПП-1» 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 E-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 «РПП-1» 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 _{ТН} · 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 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	ЗАВОДСКАЯ - 1	ТТ	КТ=0,5		A	TB-110/52	№ 850-A	165000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			К _{ТТ} =750/5		B	TB-110/52	№ 850-B						
			3190-72		C	TB-110/52	№ 850-C						
		ТН	КТ=0,5		A	НКФ-110-II-Y1	№ 60145						
			К _{ТН} =110000:√3/100:√3		B	НКФ-110-II-Y1	№ 60231						
			26452-04		C	НКФ-110-II-Y1	№ 60131						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5		EPQS 111.21.18LL		№ 461858						
			К _{сч} =1										
			25971-06										

Таблица 1. Продолжение

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
2	ЗАВОДСКАЯ - 2	ТТ	КТ=0,5	A	ТВ-110/52	№ 866-A	165000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			КТТ=750/5	B	ТВ-110/52	№ 866-B						
			3190-72	C	ТВ-110/52	№ 866-C						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-II-Y1	№ 60143						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-II-Y1	№ 60123						
			26452-04	C	НКФ-110-II-Y1	№ 60230						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EPQS 111.21.18LL		№ 461856						
			Ксч=1									
			25971-06									
3	ЗАВОДСКАЯ - 3	ТТ	КТ=0,5	A	ТВ-110/52	№ 867-A	165000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			КТТ=750/5	B	ТВ-110/52	№ 867-B						
			3190-72	C	ТВ-110/52	№ 867-C						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-II-Y1	№ 60145						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-II-Y1	№ 60231						
			26452-04	C	НКФ-110-II-Y1	№ 60131						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EPQS 111.21.18LL		№ 460700						
			Ксч=1									
			25971-06									
4	ЗАВОДСКАЯ - 4	ТТ	КТ=0,5	A	ТВ-110/52	№ 821-A	165000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			КТТ=750/5	B	ТВ-110/52	№ 821-B						
			3190-72	C	ТВ-110/52	№ 821-C						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-II-Y1	№ 60143						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-II-Y1	№ 60123						
			26452-04	C	НКФ-110-II-Y1	№ 60230						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EPQS 111.21.18LL		№ 461851						
			Ксч=1									
			25971-06									

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
5	КОЛЬЦЕВАЯ - 1	ТТ	КТ=1	A	ТВ-110/52	№ 801-A	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,7% ± 4,0%	± 9,0% ± 4,0%	
			КТТ=600/5	B	ТВ-110/52	№ 801-B						
			3190-72	C	ТВ-110/52	№ 801-C						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-II-Y1	№ 60145						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-II-Y1	№ 60231						
			26452-04	C	НКФ-110-II-Y1	№ 60131						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EPQS 111.21.18LL		№ 460704						
			Ксч=1									
			25971-06									
6	КОЛЬЦЕВАЯ - 2	ТТ	КТ=1	A	ТВ-110/52	№ 710-A	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,7% ± 4,0%	± 9,0% ± 4,0%	
			КТТ=600/5	B	ТВ-110/52	№ 710-B						
			3190-72	C	ТВ-110/52	№ 710-C						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-II-Y1	№ 60143						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-II-Y1	№ 60123						
			26452-04	C	НКФ-110-II-Y1	№ 60230						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EPQS 111.21.18LL		№ 460701						
			Ксч=1									
			25971-06									
7	ОМВ 110КВ	ТТ	КТ=0,5	A	ТВ-110/52	№ 822-A	220000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			КТТ=1000/5	B	ТВ-110/52	№ 822-B						
			3190-72	C	ТВ-110/52	№ 822-C						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-II-Y1	№ 60145						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-II-Y1	№ 60231						
			26452-04	C	НКФ-110-II-Y1	№ 60131						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EPQS 111.21.18LL		№ 461854						
			Ксч=1									
			25971-06									

Таблица 1. Продолжение

Таблица 1. Продолжение												
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
8	ПЕТРИНЕВО - 1	ТТ	КТ=3	A	ТВ-110/52	№ 703-A	110000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *	
			КТТ=500/5	B	ТВ-110/52	№ 703-B						
			29255-05	C	ТВ-110/52	№ 703-C						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-II-Y1	№ 60145						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-II-Y1	№ 60231						
			26452-04	C	НКФ-110-II-Y1	№ 60131						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EPQS 111.21.18LL		№ 461742						
			Ксч=1									
			25971-06									
9	ПЕТРИНЕВО - 2	ТТ	КТ=1	A	ТВ-110/52	№ 820-A	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,7% ± 4,0%	± 9,0% ± 4,0%	
			КТТ=600/5	B	ТВ-110/52	№ 820-B						
			3190-72	C	ТВ-110/52	№ 820-C						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-II-Y1	№ 60143						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-II-Y1	№ 60123						
			26452-04	C	НКФ-110-II-Y1	№ 60230						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EPQS 111.21.18LL		№ 461853						
			Ксч=1									
			25971-06									
10	СУДА - 1	ТТ	КТ=0,5	A	ТВ-110/50	№ 1748-A	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			КТТ=600/5	B	ТВ-110/50	№ 1748-B						
			3190-72	C	ТВ-110/50	№ 1748-C						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-II-Y1	№ 60145						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-II-Y1	№ 60231						
			26452-04	C	НКФ-110-II-Y1	№ 60131						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EPQS 111.21.18LL		№ 461855						
			Ксч=1									
			25971-06									

Таблица 1. Продолжение

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
11	СУДА - 2	ТТ	КТ=1	A	ТВ-110/52	№ 696-A	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	$\pm 1,7\%$ $\pm 4,0\%$	$\pm 9,0\%$ $\pm 4,0\%$	
			КТТ=600/5	B	ТВ-110/52	№ 696-B						
			3190-72	C	ТВ-110/52	№ 696-C						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-II-Y1	№ 60143						
			КТН=110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	B	НКФ-110-II-Y1	№ 60123						
			26452-04	C	НКФ-110-II-Y1	№ 60230						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EPQS 111.21.18LL		№ 461852						
			Ксч=1									
			25971-06									

12	ШЕКСНА - 1	ТТ	КТ=1	A	ТВ-110/52	№ 1206-A	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	$\pm 1,7\%$ $\pm 4,0\%$	$\pm 9,0\%$ $\pm 4,0\%$
КТТ=600/5	B	ТВ-110/52	№ 1206-B								
3190-72	C	ТВ-110/52	№ 1206-C								
ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-II-Y1	№ 60145							
КТН=110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	B	НКФ-110-II-Y1	№ 60231								
26452-04	C	НКФ-110-II-Y1	№ 60131								
Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EPQS 111.21.18LL		№ 461857							
Ксч=1											
25971-06											
13	ШЕКСНА - 2	ТТ	КТ=3	A	ТВ-110/52	№ 700-A	110000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *
КТТ=500/5	B	ТВ-110/52	№ 700-B								
3190-72	C	ТВ-110/52	№ 700-C								
ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-II-Y1	№ 60143							
КТН=110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	B	НКФ-110-II-Y1	№ 60123								
26452-04	C	НКФ-110-II-Y1	№ 60230								
Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EPQS 111.21.18LL		№ 461850							
Ксч=1											
25971-06											

Таблица 1. Продолжение

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
14	ТМХ	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10	№ 4451	6000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,9% ± 2,0%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	В	-	-					
			2473-69	С	ТЛМ-10	№ 4495					
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10	№ 1640					
			КТН=10000/100	В							
			11094-87	С							
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EPQS 111.21.18LL		№ 461322					
			Ксч=1								
			25971-06								

15	ИШПОДРОМ	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10	№ 4491	6000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,9% ± 2,0%	± 5,0% ± 2,3%
КТТ=300/5	В	-	-								
2473-69	С	ТЛМ-10	№ 4455								
ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10	№ 1640							
КТН=10000/100	В										
11094-87	С										
Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EPQS 111.21.18LL		№ 461318							
Ксч=1											
25971-06											
16	МЯСОКОМБИНАТ	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10	№ 6860	6000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,9% ± 2,0%	± 5,0% ± 2,3%
КТТ=300/5	В	-	-								
2473-69	С	ТЛМ-10	№ 1504								
ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10	№ 3597							
КТН=10000/100	В										
11094-87	С										
Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EPQS 111.21.18LL		№ 461317							
Ксч=1											
25971-06											

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
17	Сельхозэлектро	ТТ	КТ=0,5	A	ТЛМ-10	№ 4480	6000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,9% ± 2,0%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	B	-	-					
			2473-69	C	ТЛМ-10	№ 3800					
		ТН	КТ=0,2	A	НАМИ-10	№ 3597					
			КТН=10000/100	B							
			11094-87	C							
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EPQS 111.21.18LL		№ 461319					
			Ксч=1								
			25971-06								
18	ШУБАЦКОЕ	ТТ	КТ=0,5	A	ТЛМ-10	№ 4458	6000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,9% ± 2,0%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	B	-	-					
			2473-69	C	ТЛМ-10	№ 4460					
		ТН	КТ=0,2	A	НАМИ-10	№ 1640					
			КТН=10000/100	B							
			11094-87	C							
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	EPQS 111.21.18LL		№ 461320					
			Ксч=1								
			25971-06								

* Данный канал является информационным.

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, $\pm \%$ » 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, $\pm \%$ » 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 $I_{ном}$.
- Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры питающей сети: напряжение - $(220\pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - параметры сети: диапазон напряжения - $(0,99 \div 1,01)U_n$; диапазон силы тока - $(1,0 \div 1,2)I_n$; 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 - $(70\pm 5) \%$;
 - 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 - $(70 \pm 5)\%$;
- 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 - $(70 \pm 5)\%$;
- 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 кВ «РПП-1» 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 K_g не менее 0,95, среднее время восстановления не более 168 ч.

Установленный полный срок службы АИИС КУЭ ПС 220 кВ «РПП-1» - не менее 20 лет.

В АИИС КУЭ ПС 220 кВ «РПП-1» 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 220 кВ «РПП-1» АИИС КУЭ ПС 220 кВ «РПП-1»

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ПС 220 кВ «РПП-1» 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 «РПП-1» 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 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 документом «Устройство сбора и передачи данных ТК16L 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 «РПП-1» - АИИС КУЭ ПС 220 кВ «РПП-1».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 220 кВ «РПП-1» - АИИС КУЭ ПС 220 кВ «РПП-1», 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:

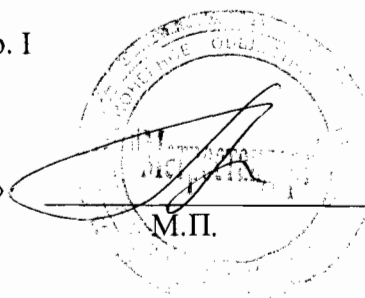
117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 65, стр. I

Тел.: 8(495)745-21-70

Факс: 8(495) 705-97-50

Сайт: www.metrostandart.ru

Технический директор ЗАО «Метростандарт»



Л.Б. Александров