



«СОГЛАСОВАНО»

Руководитель ГЦИ СИ
ФГУ «Пензенский ЦСМ»
А. А. Данилов

2009 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/35/10/6 кВ «Крымская» - АИИС КУЭ ПС 220/110/35/10/6 кВ «Крымская»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 42085-09 Взамен №
---	--

Изготовлена по технической документации ЗАО «Метростандарт», г. Москва, в соответствии с технорабочим проектом ЕМНК.466454.030-292, заводской №ЕМНК.466454.030-292

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/35/10/6 кВ «Крымская» (далее АИИС КУЭ ПС 220/110/35/10/6 кВ «Крымская») предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Область применения АИИС КУЭ ПС 220/110/35/10/6 кВ «Крымская» - коммерческий учёт электрической энергии на ПС 220/110/35/10/6 кВ «Крымская» ОАО «ФСК ЕЭС», в том числе для взаимных расчетов на оптовом рынке электрической энергии (ОРЭ).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ПС 220/110/35/10/6 кВ «Крымская» 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 220/110/35/10/6 кВ «Крымская» 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 220/110/35/10/6 кВ «Крымская» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – ИК, включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5; 10; 3, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 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 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 220/110/35/10/6 кВ «Крымская» 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 220/110/35/10/6 кВ «Крымская» 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 220/110/35/10/6 кВ «Крымская» 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	ВЛ 110кВ Геленджик	ТТ	КТ=н/д		A	ТФНД-110М	№ 1854	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *	
			Ктт=600/5		B	-	-						
			2793-71		C	ТФНД-110М	№ 1950						
		ТН	КТ=0,5		A	НКФ-110-83 У1	№ 54455						
			Ктн=110000:√3/100:√3		B	НКФ-110-83 У1	№ 54452						
			1188-84		C	НКФ-110-83 У1	№ 59104						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5		A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01156936						
			Ксч=1										
			31857-06										

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
2	ВЛ 110кВ КИТФ	ТТ	КТ=3	A	ТНДМ-110	№ 6072	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *	
			КТТ=600/5	B	-	-						
			1673-69	C	ТНДМ-110	№ 6072						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-57У1	№ 1479976						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-57У1	№ 1480075						
			14205-94	C	НКФ-110-57У1	№ 1480091						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01156937						
			Ксч=1									
			31857-06									
3	ВЛ 110кВ Крымск Тяговая 1 цепь	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ-110Б-1У1	№ 37263	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			КТТ=600/5	B	-	-						
			2793-71	C	ТФЗМ-110Б-1У1	№ 37310						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83 У1	№ 54455						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83 У1	№ 54452						
			1188-84	C	НКФ-110-83 У1	№ 59104						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01156950						
			Ксч=1									
			31857-06									
4	ВЛ 110кВ Крымск Тяговая 2 цепь	ТТ	КТ=3	A	ТВ-110/20	№ 9090	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *	
			КТТ=600/5	B	-	-						
			20644-00	C	ТВ-110/20	№ 9090						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-57У1	№ 1479976						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-57У1	№ 1480075						
			14205-94	C	НКФ-110-57У1	№ 1480091						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01156934						
			Ксч=1									
			31857-06									

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
5	ВЛ 110кВ Неберджаевская 1 цепь	ТТ	КТ=3	A	ТНДМ-110	№ 6024	66000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *	
			КТТ=300/5	B	-	-						
			1673-69	C	ТНДМ-110	№ 6024						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83 У1	№ 54455						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83 У1	№ 54452						
			1188-84	C	НКФ-110-83 У1	№ 59104						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01156761						
			Ксч=1									
			31857-06									
6	ВЛ 110кВ Неберджаевская 2 цепь	ТТ	КТ=10	A	ТВ-110/18	№ 7030	44000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *	
			КТТ=200/5	B	-	-						
				C	ТВ-110/18	№ 7030						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-57У1	№ 1479976						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-57У1	№ 1480075						
			14205-94	C	НКФ-110-57У1	№ 1480091						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01156802						
			Ксч=1									
			31857-06									
7	ВЛ 110кВ Тоннельная	ТТ	КТ=3	A	ТНДМ-110	№ 2986	66000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *	
			КТТ=300/5	B	-	-						
			1673-69	C	ТНДМ-110	№ 2986						
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-57У1	№ 1479976						
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-57У1	№ 1480075						
			14205-94	C	НКФ-110-57У1	№ 1480091						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01156935						
			Ксч=1									
			31857-06									

Таблица 1. Продолжение

Таблица 1. Продолжение												
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
8	Т-2-110 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б-1У1	№ 41019	66000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			КТТ=300/5	В	-	-						
			2793-71	С	ТФЗМ-110Б-1У1	№ 40874						
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-57У1	№ 1479976						
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-57У1	№ 1480075						
			14205-94	С	НКФ-110-57У1	№ 1480091						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01156987						
			Ксч=1									
			31857-06									

9	ШСМВ 110кВ	ТТ	КТ=н/д	А	ТНДМ-110	№ 10539	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *	
			КТТ=600/5	В	-	-						
			1673-69	С	ТНДМ-110	№ 1996						
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83 У1	№ 54455						
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83 У1	№ 54452						
			1188-84	С	НКФ-110-83 У1	№ 59104						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01156953						
			Ксч=1									
			31857-06									

10	КЛ 6кВ К12	ТТ	КТ=0,5	А	ТПФМ-10	№ 01812	2400	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			КТТ=200/5	В	-	-						
			814-53	С	ТПФМ-10	№ 99893						
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6	№ 1681						
			КТН=6000/100	В								
			380-49	С								
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01156989						
			Ксч=1									
			31857-06									

Таблица 1. Продолжение

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
11	КЛ 6кВ К13	ТТ	КТ=0,5	А	ТПФМ-10	№ 91890	1000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=83/5	В	-	-					
			814-53	С	ТПФМ-10	№ 00112					
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6	№ 4037					
			КТН=6000/100	В							
			380-49	С							
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01156988					
			Ксч=1								
			31857-06								

12	КЛ 6кВ К2	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10	№ 28079	1000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
КТТ=83/5	В	-	-								
1261-59	С	ТПОЛ-10	№ 4828								
ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6	№ 1681							
КТН=6000/100	В										
380-49	С										
Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01156952							
Ксч=1											
31857-06											
13	КЛ 6кВ К3	ТТ	КТ=0,5	А	ТПФМ-10	№ 89494	1000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
КТТ=83/5	В	-	-								
814-53	С	ТПФМ-10	№ 89676								
ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6	№ 4037							
КТН=6000/100	В										
380-49	С										
Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01156951							
Ксч=1											
31857-06											

Таблица 1. Продолжение

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
14	КЛ 6кВ К4	ТТ	КТ=0,5	А	ТПФМ-10	№ 15697	1000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=83/5	В	-	-					
			814-53	С	ТПФМ-10	№ 16555					
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6	№ 1681					
			КТН=6000/100	В							
			380-49	С							
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01157038					
			Ксч=1								
			31857-06								

15	КЛ 6кВ К5	ТТ	КТ=0,5	А	ТПФМ-10	№ 35531	4800	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
КТТ=400/5	В	-	-								
814-53	С	ТПФМ-10	№ 35781								
ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6	№ 4037							
КТН=6000/100	В										
380-49	С										
Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01157039							
Ксч=1											
31857-06											
16	КЛ 6кВ К6	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	№ 78444	1800	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
КТТ=150/5	В	-	-								
1856-63	С	ТВЛМ-10	№ 59851								
ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6	№ 1681							
КТН=6000/100	В										
380-49	С										
Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 001157041							
Ксч=1											
31857-06											

Таблица 1. Продолжение

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
17	КЛ 6кВ К7	ТТ	КТ=0,5	А	ТПФМ-10	№ 13966	4800	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=400/5	В	-	-					
			814-53	С	ТПФМ-10	№ 13925					
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6	№ 4037					
			КТН=6000/100	В							
			380-49	С							
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01157040					
			Ксч=1								
			31857-06								

18	КЛ 6кВ К8	ТТ	КТ=0,5	А	ТПФМ-10	№ 42619	3600	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
КТТ=300/5	В	-	-								
814-53	С	ТПФМ-10	№ 42642								
ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6	№ 1681							
КТН=6000/100	В										
380-49	С										
Счетчик	КТ=0,2S/0,5	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01156986							
Ксч=1											
31857-06											
19	Т-2 6кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОФ-10	№ 10673	18000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
КТТ=1500/5	В	-	-								
518-50	С	ТПОФ-10	№ 8151								
ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6	№ 1681							
КТН=6000/100	В										
380-49	С										
Счетчик	КТ=0,2S/0,5	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01156975							
Ксч=1											
31857-06											

* 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 $I_{ном}$.

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 одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ПС 220/110/35/10/6 кВ «Крымская» 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 220/110/35/10/6 кВ «Крымская» - не менее 20 лет.

В АИИС КУЭ ПС 220/110/35/10/6 кВ «Крымская» 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 220/110/35/10/6 кВ «Крымская» АИИС КУЭ ПС 220/110/35/10/6 кВ «Крымская»

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ПС 220/110/35/10/6 кВ «Крымская» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ПС 220/110/35/10/6 кВ «Крымская» 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 типа Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- 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 Р 52323–2005 (МЭК 62053-22:2003) «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

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

