



«СОГЛАСОВАНО»

Руководитель ГЦИ СИ

ФГУ «Пензенский ЦСМ»

А.А. Данилов

« 9 » Ноябрь 2009 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 330/110/10 кВ «Махачкала-330» - АИИС КУЭ ПС 330/110/10 кВ «Махачкала-330»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 42111-09 Взамен №
---	--

Изготовлена по технической документации ЗАО «Метростандарт», г. Москва, в соответствии с технорабочим проектом ЕМНК.466454.030-281, заводской №ЕМНК.466454.030-281

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 330/110/10 кВ «Махачкала-330» (далее АИИС КУЭ ПС 330/110/10 кВ «Махачкала-330») предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Область применения АИИС КУЭ ПС 330/110/10 кВ «Махачкала-330» - коммерческий учёт электрической энергии на ПС 330/110/10 кВ «Махачкала-330» ОАО «ФСК ЕЭС», в том числе для взаимных расчетов на оптовом рынке электрической энергии (ОРЭ).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ПС 330/110/10 кВ «Махачкала-330» 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 330/110/10 кВ «Махачкала-330» 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 330/110/10 кВ «Махачкала-330» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – ИК, включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2; 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 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 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 330/110/10 кВ «Махачкала-330» 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 330/110/10 кВ «Махачкала-330» 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 330/110/10 кВ «Махачкала-330» 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				Ктг · 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:		Основная погрешность ИК, ± %
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госрегла 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	8	9	10	
1	ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС - Махачкала, В-322	ТТ1	КТ=0,5	А	ТФРМ 330Б-ПУ1	№ 3495	3300000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,3% ± 2,8%	± 6,0% ± 3,0%
			Ктг=1000/1	В	ТФРМ 330Б-ПУ1	№ 3471					
			5312-76	С	ТФРМ 330Б-ПУ1	№ 3480					
		ТТ2	КТ=0,5	А	ТФУМ 330А-У1	№ 3353					
			Ктг=1000/1	В	ТФУМ 330А-У1	№ 3355					
			4059-74	С	ТФУМ 330А-У1	№ 2899					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-330-73У1	№ 1041227					
			Ктн=330000:√3/100:√3	В	НКФ-330-73У1	№ 1041237					
			1443-61	С	НКФ-330-73У1	№ 1041255					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 06386647					
			Ксч=1								
			31857-06								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
2	ВЛ 110 кВ Л-113 Махачкала-330 - Изберг-Северная	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-110М-II	№ 1221	110000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			КТТ=1000/1	В	ТФНД-110М-II	№ 1240						
			2793-71	С	ТФНД-110М-II	№ 1222						
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ110-57-У1	№ 1041082						
			$K_{ТН}=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	В	НКФ110-57-У1	№ 1041098						
			14205-94	С	НКФ110-57-У1	№ 1041099						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 06386646						
			Ксч=1									
			31857-06									
3	ВЛ 110 кВ Л-125 Махачкала-330 – Каспийская ТЭЦ	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-110М-II	№ 1231	110000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			КТТ=1000/1	В	ТФНД-110М-II	№ 1259						
			2793-71	С	ТФНД-110М-II	№ 1258						
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ110-57-У1	№ 1041102						
			$K_{ТН}=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	В	НКФ110-57-У1	№ 1041085						
			14205-94	С	НКФ110-57-У1	№ 1041080						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 06386401						
			Ксч=1									
			31857-06									
4	ВЛ 110 кВ Л-126 Махачкала-330 – Каспийская ТЭЦ	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-110М-II	№ 2736	110000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			КТТ=1000/1	В	ТФНД-110М-II	№ 2765						
			2793-71	С	ТФНД-110М-II	№ 2761						
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ110-57-У1	№ 1041102						
			$K_{ТН}=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	В	НКФ110-57-У1	№ 1041085						
			14205-94	С	НКФ110-57-У1	№ 1041080						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 06386400						
			Ксч=1									
			31857-06									

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
5	ВЛ 110 кВ Л-142 Махачкала-330 – Манас-Гяговая	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-110М-П	№ 2738	1100000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			КТТ=1000/1	В	ТФНД-110М-П	№ 2729						
			2793-71	С	ТФНД-110М-П	№ 2733						
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ110-57-У1	№ 1041082						
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ110-57-У1	№ 1041098						
			14205-94	С	НКФ110-57-У1	№ 1041099						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 06386649						
			Ксч=1									
			31857-06									
6	ВЛ 110 кВ Л-144 Махачкала-330 – ГПП	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-110М-П	№ 4081	1100000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			КТТ=1000/1	В	ТФНД-110М-П	№ 4087						
			2793-71	С	ТФНД-110М-П	№ 4090						
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ110-57-У1	№ 1041102						
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ110-57-У1	№ 1041085						
			14205-94	С	НКФ110-57-У1	№ 1041080						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 06386399						
			Ксч=1									
			31857-06									
7	ВЛ 110 кВ Л-145 Махачкала-330 – ГПП	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-110М-П	№ 3997	1100000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			КТТ=1000/1	В	ТФНД-110М-П	№ 4006						
			2793-71	С	ТФНД-110М-П	№ 4022						
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ110-57-У1	№ 1041102						
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ110-57-У1	№ 1041085						
			14205-94	С	НКФ110-57-У1	№ 1041080						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 06386461						
			Ксч=1									
			31857-06									

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
8	ВЛ 110 кВ Л-173 Махачкала-330 – Восточная	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-110М-П	№ 0803	1100000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			КТТ=1000/1	В	ТФНД-110М-П	№ 6297						
			2793-71	С	ТФНД-110М-П	№ 6367						
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ110-57-У1	№ 1041102						
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ110-57-У1	№ 1041085						
			14205-94	С	НКФ110-57-У1	№ 1041080						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 06386460						
			Ксч=1									
			33786-07									
9	ОМВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-110 М-П	№ 1218	2200000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%	
			КТТ=2000/1	В	ТФНД-110 М-П	№ 1202						
			2793-71	С	ТФНД-110 М-П	№ 1224						
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ110-57-У1	№ 1041102						
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ110-57-У1	№ 1041085						
			14205-94	С	НКФ110-57-У1	№ 1041080						
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 06386659						
			Ксч=1									
			31857-06									
10	Ф-10-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10-2У3	№ 5883	12000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,9% ± 2,0%	± 5,0% ± 2,3%	
			КТТ=600/5	В	-	-						
			2473-05	С	ТЛМ-10-2У3	№ 6188						
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10							№ 599
			КТН=10000/100	В								
			11094-87	С								
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 06386458						
			Ксч=1									
			31857-06									

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
11	Ф-10-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10-2У3	№ 6663	2000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,9% ± 2,0%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=100/5	В	-	-					
			2473-00	С	ТЛМ-10-2У3	№ 6656					
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10	№ 599					
			КТН=10000/100	В							
			11094-87	С							
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 06386648					
			Ксч=1								
			31857-06								
12	Ф-10-3	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10-2У3	№ 1743	4000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,9% ± 2,0%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=200/5	В	-	-					
			2473-00	С	ТЛМ-10-2У3	№ 1471					
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10	№ 599					
			КТН=10000/100	В							
			11094-87	С							
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 06386305					
			Ксч=1								
			31857-06								
13	Ф-10-4	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10-2У3	№ 2035	4000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,9% ± 2,0%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=200/5	В	-	-					
			2473-00	С	ТЛМ-10-2У3	№ 1374					
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10	№ 599					
			КТН=10000/100	В							
			11094-87	С							
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 06386304					
			Ксч=1								
			31857-06								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
14	Ф-10-5	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10-2У3	№ 1054	12000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,9% ± 2,0%	± 5,0% ± 2,3%	
			КТТ=600/5	В	-	-						
			2473-05	С	ТЛМ-10-2У3	№ 1355						
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10	№ 5786						
			КТН=10000/100	В								
			11094-87	С								
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 06386459						
			Ксч=1									
			31857-06									
15	Ф-10-7	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10-2У3	№ 6351	4000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,9% ± 2,0%	± 5,0% ± 2,3%	
			КТТ=200/5	В	-	-						
			2473-00	С	ТЛМ-10-2У3	№ 1157						
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10	№ 5786						
			КТН=10000/100	В								
			11094-87	С								
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 06386398						
			Ксч=1									
			31857-06									
16	ТСН-3 резерв собственных нужд 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	Т-0,66	№ 75789	120	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,8% ± 1,8%	± 4,0% ± 2,3%	
			КТТ=600/5	В	Т-0,66	№ 3528						
			1089-62	С	Т-0,66	№ 453078						
		ТН	нет ТН									
			Счетчик	КТ=0,2S/0,5	А1802RALQ-P4GB-DW-4							№ 01157366
				Ксч=1								
		31857-06										

Примечания:

1. В Таблице 1 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
2. В Таблице 1 в графе «Основная погрешность ИК, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности

$P=0,95$, $\cos\varphi=0,87$ ($\sin\varphi=0,5$) и токе ТТ, равном $I_{ном}$.

3. В Таблице 1 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, \pm %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$) и токе ТТ, равном 10 % от $I_{ном}$.

4. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры питающей сети: напряжение - $(220\pm 4,4)$ 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 одноступенчатый утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ПС 330/110/10 кВ «Махачкала-330» 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 330/110/10 кВ «Махачкала-330» - не менее 20 лет.

В АИИС КУЭ ПС 330/110/10 кВ «Махачкала-330» 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 330/110/10 кВ «Махачкала-330» АИИС КУЭ ПС 330/110/10 кВ «Махачкала-330»

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ПС 330/110/10 кВ «Махачкала-330» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ПС 330/110/10 кВ «Махачкала-330» 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

технические условия».

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ПС 330/110/10 кВ «Махачкала-330» - АИИС КУЭ ПС 330/110/10 кВ «Махачкала-330».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 330/110/10 кВ «Махачкала-330» - АИИС КУЭ ПС 330/110/10 кВ «Махачкала-330», 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