

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему, которая состоит из измерительно-информационных комплексов (ИИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК).

АИИС КУЭ 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 ИИК, ИВКЭ и ИВК;
- контроль достоверности измерений на основе анализа пропуска данных и анализ журнала событий ИИК;
- 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 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 ИИК, ИВКЭ и ИВК с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени с погрешностью не более ± 5 с;
- автоматизированный (1 раз в сутки) контроль работоспособности программно-технических средств АИИС КУЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.).

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Состав и характеристики СИ, входящих в состав ИК (тип, коэффициент, класс точности, № в реестре СИ ФИФ ОЕИ)				
		1 уровень – ИИК			2 уровень	3 уровень
		ТТ	ТН	СЧ	ИВКЭ	ИВК
1	ПС «Н. Невинномысская» Ф-109	ТПЛ-10 100/5 КТ 0,5 №1276-59	НАМИТ-10- 2 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 №16687-02	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №20176-06	Телеучет-К1 №29337-05	Сервер HP Proliant DL140R03

Продолжение таблицы 1

Номер ИК	Наименование объекта	Состав и характеристики СИ, входящих в состав ИК (тип, коэффициент, класс точности, № в реестре СИ ФИФ ОЕИ)				
		1 уровень – ИИК			2 уровень	3 уровень
		ТТ	ТН	СЧ	ИВКЭ	ИВК
2	ПС «Н. Невинномысская» Ф-105	ТПЛ-10 150/5 КТ 0,5 №1276-59	НАМИТ-10- 2 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 №16687-02	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №20176-06	Телеучет-К1 №29337-05	Сервер HP Proliant DL140R03 Устройство синхронизации времени УСВ-1, №28716-05
3	ПС «Н. Невинномысская» Ф-103	ТПЛМ-10 300/5 КТ 0,5 №2363-68	НАМИТ-10- 2 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 №16687-02	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №20176-06		
4	ПС «Н. Невинномысская» Ф-107	ТПЛМ-10 ТПЛ-10 300/5 КТ 0,5 №2363-68 №1276-59	НАМИТ-10- 2 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 №16687-02	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №20176-06		
5	ПС «Н. Невинномысская» Ф-116	ТПЛМ-10 100/5 КТ 0,5 №2363-68	НАМИТ-10- 2 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 №16687-02	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №20176-06		
6	ПС «Н. Невинномысская» Ф-106	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 №1261-59	НАМИТ-10- 2 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 №16687-02	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №20176-06		
7	ПС «Н. Невинномысская» Ф-108	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 №1261-59	НАМИТ-10- 2 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 №16687-02	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №20176-06		
8	ПС «Н. Невинномысская» Ф-104	ТПОЛ-10 ТПЛ-10 600/5 КТ 0,5 №1261-59 №1276-59	НАМИТ-10- 2 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 №16687-02	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №20176-06		
9	ПС «Н. Невинномысская» Ф-114	ТПЛ-10 200/5 КТ 0,5 №1276-59	НАМИТ-10- 2 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 №16687-02	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №20176-06		

Продолжение таблицы 1

Номер ИК	Наименование объекта	Состав и характеристики СИ, входящих в состав ИК (тип, коэффициент, класс точности, № в реестре СИ ФИФ ОЕИ)				
		1 уровень – ИИК			2 уровень	3 уровень
		ТТ	ТН	СЧ	ИВКЭ	ИВК
10	ПС «Н. Невин- номысская» Ф-117	ТЛК 400/5 КТ 0,5 №9143-83	НАМИТ- 10-2 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 №16687-02	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №20176-06	Телеучет- К1 №29337- 05	Сервер HP Proliant DL140R03 Устройство синхрониза- ции времени УСВ-1, №28716-05
11	ПС «КПФ» Ф-66	ТВЛМ-10 300/5 КТ 0,5 №1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 №36697-12		
12	ПС «КПФ» Ф-65	ТВЛМ-10 200/5 КТ 0,5 №1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 №36697-12		
13	РП «ЦРП» Ф-12	ТПЛМ-10 150/5 КТ 0,5 №2363-68	НАМИТ- 10-2 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 №16687-02	СЭТ- 4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 №27524-04	-	
14	ПС «Кубань», Ф-173 отп. КТП- 9/173	ТТИ-А 150/5 КТ 0,5 №28139- 06	-	СЭТ- 4ТМ.03.08 КТ 0,2S/0,5 №27524-04	-	
15	РП «Котельная» Ф-7	ТПФМ-10 150/5 КТ 0,5 №814-53	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 №831-53	СЭТ- 4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 №27524-04	-	
16	ТП 126, Ф-109, ПС «Кочубеев- ская»	ТПЛ-10 75/5 КТ 0,5 №1276-59	НАМИТ- 10-2 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 №16687-02	СЭТ- 4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 №27524-04	-	
17	ТП-126, Ф-280, ПС «Почтовая»	ТОЛ-10 УТ2 150/5 КТ 0,5 №6009-77	НТМИ-10- 66 10000/100 КТ 0,5 №831-69	СЭТ- 4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 №27524-04	-	
18	ПС «Казьминский Водозабор» Ф-60	ТПЛМ-10 100/5 КТ 0,5 №2363-68	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №2611-70	СЭТ- 4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 №27524-04	-	

Продолжение таблицы 1

Номер ИК	Наименование объекта	Состав и характеристики СИ, входящих в состав ИК (тип, коэффициент, класс точности, № в реестре СИ ФИФ ОЕИ)				
		1 уровень – ИИК			2 уровень	3 уровень
		ТТ	ТН	СЧ	ИВКЭ	ИВК
19	ПС «Новая Деревня» Ф-195 отп. ПВР 107-195	ТПЛ-10 50/5 КТ 0,5 №1276-59	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 №11094-87	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 №27524-04	-	Сервер HP Proliant DL140R03 Устройство синхронизации времени УСВ-1, №28716-05
20	РП Ж/Д, ячейка 9	ТПЛ-10 100/5 КТ 0,5 №1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 №27524-04	-	
21	ТП-47 с РП Ж/Д ячейка 12	ТТИ-А 200/5 КТ 0,5 №28139-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 КТ 0,2S/0,5 №27524-04	-	
22	ПС «Родники» Ф-117	ТПЛМ-10 ТПЛ-10 100/5 КТ 0,5 №2363-68 №1276-59	НОМ-10-66 10000/100 КТ 0,5 №4947-98	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 №27524-04	-	
23	РП-7, ячейка 7	ТЛМ-10 300/5 КТ 0,5 №2473-00	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 №831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 №27524-04	-	
24	РП-13, ячейка 15	ТЛК10-5 400/5 КТ 0,5 №9143-01	НАМИТ-10-2 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 №16687-02	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 №27524-04	-	
25	КПФ Ф-77 яч.31	ТОЛ-10 600/5 КТ 0,5S №47959-11	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 №27524-04	Телеучет-К1 №29337-05	
26	КПФ Ф-78 яч.32	ТОЛ-10 600/5 КТ 0,5S №47959-11	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 №2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 №27524-04		

Продолжение таблицы 1

Номер ИК	Наименование объекта	Состав и характеристики СИ, входящих в состав ИК (тип, коэффициент, класс точности, № в реестре СИ ФИФ ОЕИ)				
		1 уровень – ИИК			2 уровень	3 уровень
		ТТ	ТН	СЧ	ИВКЭ	ИВК
27	ПС «Тяговая-301» Ф-61	В качестве ИК по данным присоединениям используются соответствующие ИК из Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Северо-Кавказской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Ставропольского края, № 45886-10				
28	ПС «Тяговая-301» Ф-62					
29	ПС «Тяговая-301» Ф-63					
30	ПС «Тяговая-301» Ф-65					
31	ПС «Тяговая-301» Ф-66					
32	ПС «Тяговая-301» Ф-68					
33	ПС «25», Ф-7	В качестве ИК по данным присоединениям используются соответствующие ИК из Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Невинномысский Азот», № 57628-14				
34	ПС «25», Ф-8					
35	ПС «Б», Ф-2					
36	ПС «Б», Ф-58					
37	ПС «49», Ф-16					
38	ПС «НГРЭС» Ф-47Ш	В качестве ИК по данному присоединению используется соответствующий ИК из Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Невинномысской ГРЭС», № 46401-11				
39	Л-112					
40	Л-203					
41	М-2					
42	11Ш					

Принцип действия: 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 ус-

редняются 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.

Результаты измерений активной и реактивной электрической энергии, а также журналы событий со счетчиков передаются в УСПД, с помощью которого производится накопление и хранение результатов измерений по подстанции и дальнейшая передача в ИВК (третий уровень АИИС КУЭ). На присоединениях, где отсутствует УСПД, информация со счетчиков поступает непосредственно в ИВК. Информация с присоединений, входящих в состав АИИС КУЭ смежных субъектов ОРЭ, поступает в ИВК в виде автоматически сформированных xml-файлов в соответствии с соглашениями об информационном обмене.

Уровень ИВК помимо сбора, обработки, хранения полученных данных осуществляет и их последующую передачу с использованием средств электронно-цифровой подписи в заинтересованные организации, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), предусматривающей поддержание единого времени счетчиков, ИВКЭ и ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC и обеспечивается с помощью устройства синхронизации времени УСВ-1.

Настройка системного времени сервера баз данных ИВК выполняется не реже одного раза в сутки непосредственно от УСВ-1 при обнаружении рассогласования времени более чем на ± 1 с.

Корректировка хода внутренних часов УСПД (ИВКЭ) на подстанциях осуществляется сервером 3 раза в сутки принудительно. Синхронизация времени в УСПД является функцией программного модуля – компонента внутреннего программного обеспечения (ПО) УСПД.

Ход внутренних часов счетчиков принудительно синхронизируется с временем УСПД не реже 1 раза в сутки. Коррекция времени в счетчике является функцией программного модуля – компонента внутреннего ПО счетчика.

Корректировка хода внутренних часов счетчиков на подстанциях при отсутствии УСПД осуществляется во время сеанса связи с сервером. Ход внутренних часов счетчиков синхронизируется с временем сервера не реже 1 раза в сутки. Коррекция выполняется принудительно со стороны сервера, и реализуется программным модулем заводского ПО.

Все действия по синхронизации хода внутренних часов отображаются и записываются в журнал событий на каждом из вышеперечисленных уровней.

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- обработка результатов измерений;
- автоматическая синхронизация времени.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Драйвер чтения данных из УСПД Телеучет К1 по TCP/IP RNCtsTCPIP.dll
	Драйвер чтения данных из счетчика СЭТ-4ТМ через COM-порт RNSet4TMRS232.dll
	Драйвер опроса счетчиков и УСПД readUSPD.exe

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Программа -загрузчик исполняемых модулей LoaderEXE.exe
	Программа -загрузчик исполняемых модулей с контролем выполнения LoaderASCUE.exe
	Программа для конфигурации объектов АИИС КУЭ ConfigRN.exe
	Программа для просмотра и обработки данных АИИС КУЭ ViewRNv2.exe
	Программа для формирования и передачи xml-файлов RNXmlManager.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	14012014
	15122011
	09062014
	25102012
	24012013
	22052014
	22052014
27082013	
Цифровой идентификатор ПО*	8a45314d03b7ecb8041042b04081e743
	c7a601317044dd73c332855ee67df6fa
	1c6f6fb084129ad0eb039b8dd45cd4c3
	755699f1cb6672a5d1294ed47f6b5bd9
	9cc5950521ef7e3532ed87f9ee1af13d
	d2b7cc4b32c8285935bdc63a348cb299
	0c5f55c65a7bf54102d17530b508aa52
42f2547a72b3b7a1cdb0e9e17d810302	
Другие идентификационные данные (если имеются)	–
Примечание – Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО – MD5	

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3-4, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 3-4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Границы допускаемой относительной погрешности с вероятностью 0,95, %			
	В нормальных условиях эксплуатации		В рабочих условиях эксплуатации	
	cos φ = 1,0	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,5
1-12	±0,9	±2,2	±1,9	±5,5
13, 15, 16, 20, 22-24	±0,9	±2,2	±1,9	±5,5
14	±0,6	±1,8	±1,8	±5,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Границы допускаемой относительной погрешности с вероятностью 0,95, %			
	В нормальных условиях эксплуатации		В рабочих условиях эксплуатации	
	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,5$
17, 18	±0,9	±2,2	±1,9	±5,5
19	±0,7	±1,9	±1,8	±5,4
21	±0,6	±1,8	±1,8	±5,3
25, 26	±0,9	±2,2	±1,9	±5,5
27	Не нормируется	Не нормируется	±1,7	±2,9
28-32	Не нормируется	Не нормируется	±2,2	±5,7
33-37	Не нормируется	Не нормируется	±1,0	±2,1
38, 42	Не нормируется	Не нормируется	±2,5	±5,8
39-40	Не нормируется	Не нормируется	±2,0	±2,8
41	Не нормируется	Не нормируется	±2,2	±5,7

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Границы допускаемой относительной погрешности с вероятностью 0,95, %			
	В нормальных условиях эксплуатации		В рабочих условиях эксплуатации	
	$\sin \varphi = 1,0$	$\sin \varphi = 0,5$	$\sin \varphi = 1,0$	$\sin \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5
1-12	±1,0	±2,3	±2,2	±5,7
13, 15, 16, 20, 22-24	±1,0	±2,2	±2,1	±5,6
14	±0,8	±1,8	±2,1	±5,5
17, 18	±1,0	±2,2	±2,2	±5,7
19	±0,9	±2,0	±2,1	±5,6
21	±0,8	±1,8	±2,0	±5,5
25, 26	±1,0	±2,2	±2,5	±6,0
27	Не нормируется	Не нормируется	±2,6	±3,2
28-32	Не нормируется	Не нормируется	±3,3	±5,0
33-37	Не нормируется	Не нормируется	±1,8	±2,4
38, 42	Не нормируется	Не нормируется	±5,2	±7,2
39-40	Не нормируется	Не нормируется	±4,7	±5,9
41	Не нормируется	Не нормируется	±3,8	±5,4

Примечание – для ИК 27-42 в графах 4, 5 приведены характеристики погрешности для $\cos \varphi = 0,5$ и $\cos \varphi = 0,8$ соответственно

Нормальные условия эксплуатации:

а) для ТТ и ТН

– параметры сети:

напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$, где $U_{ном}$ – номинальное значение напряжения;

ток от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, где $I_{ном}$ – номинальное значение тока;

– температура окружающего воздуха от минус 40 до 70°С;

б) для счетчиков электрической энергии:

– параметры сети:

напряжение от 215,6 до 224,4 В;

частота от 49,5 до 50,5 Гц;

– температура окружающего воздуха от 21 до 25°С;

– относительная влажность воздуха от 65 до 75 %;

– атмосферное давление от 96 до 104 кПа.

Рабочие условия эксплуатации:

а) для ТТ и ТН:

– параметры сети:

напряжение от 0,9·Uном до 1,1·Uном;

ток от 0,02·Iном до 1,2·Iном;

– температура окружающего воздуха от минус 10 до 40°С;

б) для счетчиков электрической энергии:

– параметры сети:

напряжение от 198 до 242 В;

частота от 49,5 до 50,5 Гц;

магнитная индукция внешнего происхождения до 0,5 мТл;

– температура окружающего воздуха от 0 до 40°С.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– счетчик электроэнергии ЦЭ6850 – средняя наработка до отказа – 120 000 ч; средний срок службы 30 лет;

– счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03.08 – средняя наработка до отказа – 90 000 ч; средний срок службы 30 лет;

– счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М – средняя наработка до отказа – 165 000 ч; средний срок службы 30 лет;

– трансформаторы тока ТПЛ-10 – средняя наработка до отказа 4 000 000 ч;

– трансформаторы тока ТПЛМ-10 – средняя наработка до отказа не нормирована;

– трансформаторы тока ТПОЛ-10 – средняя наработка до отказа 4 000 000 ч;

– трансформаторы тока ТЛК-10 – средняя наработка до отказа 4 000 000 ч;

– трансформаторы тока ТВЛМ-10 – средняя наработка до отказа не нормирована;

– трансформаторы тока ТТИ-А – средняя наработка до отказа 30 000 ч;

– трансформаторы тока ТПФМ-10 – средняя наработка до отказа не нормирована;

– трансформаторы тока ТОЛ-10 – средняя наработка до отказа 4 000 000 ч;

– трансформаторы тока ТЛМ-10 – средняя наработка до отказа 4 000 000 ч;

– трансформаторы напряжения НАМИТ-10-2 – средняя наработка до отказа 4000000 ч;

– трансформаторы напряжения НТМИ-6-66 – средняя наработка до отказа не нормиро-

вана;

– трансформаторы напряжения НТМИ-6 – средняя наработка до отказа не нормирова-

на;

– трансформаторы напряжения НТМИ-10 – средняя наработка до отказа не нормирова-

на;

– трансформаторы напряжения НАМИ-10 – средняя наработка до отказа не нормирова-

на;

– трансформаторы напряжения НОМ-10-66 – средняя наработка до отказа 440 000 ч;

– УСПД Телеучет-К1 - средняя наработка до отказа 60 000 ч, средний срок службы 20 лет;

– ИВК – средняя наработка до отказа не менее 170 000 ч.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

– для счетчиков 2 ч;

– для УСПД 24 ч;

– для сервера 0,25 ч.

Глубина хранения информации:
 – счетчик электроэнергии типа ЦЭ6850 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 50 суток;
 – счетчик электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 110 суток;
 – УСПД – суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 6 месяцев, сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
 – ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект АИИС КУЭ МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск входят технические средства и документация, представленные в таблицах 5 и 6 соответственно.

Таблица 5 – Технические средства

Наименование	Кол-во шт.
Комплексы устройств сбора и передачи данных Телеучет-К1	2
Устройство синхронизации времени типа УСВ-1	1
Счетчики ЦЭ6850	10
Счетчики СЭТ-4ТМ.03	12
Счетчики СЭТ-4ТМ.03.08	2
Счетчики СЭТ-4ТМ.03М	2
Трансформаторы тока ТПЛ-10	15
Трансформаторы тока ТПЛМ-10	8
Трансформаторы тока ТПОЛ-10	5
Трансформаторы тока ТЛК-10	2
Трансформаторы тока ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока ТПФМ-10	2
Трансформаторы тока ТОЛ-10 У2	2
Трансформаторы тока ТОЛ-10 УХЛ 2.1	4
Трансформаторы тока ТТИ-А	6
Трансформаторы тока ТЛМ-10 У3	2
Трансформаторы тока ТЛК-10-5	2
Трансформаторы напряжения НАМИТ-10-2 УХЛ2	5
Трансформаторы напряжения НТМИ-6-66 У3	6
Трансформаторы напряжения НТМИ-6	1
Трансформаторы напряжения НТМИ-10 У3	2
Трансформаторы напряжения НАМИ-10 У2	1
Трансформаторы напряжения НОМ-10-66 У3	2
Коробка испытательная КИ У3	64
Источник бесперебойного питания APC UPS 700 VA Smart SU700	10
Блок бесперебойного питания Smart UPS 1000 VA	1
GSM-модем Siemens MC-35	14
GSM-модем Tess MT-02-232	1
GPRS-модем AnCom RM/D	3

Продолжение таблицы 5

Наименование	Кол-во шт.
Блок аккумулятора CG03A	2
Преобразователь интерфейсов RS232/RS485 ПИ-1	1
Преобразователь интерфейсов RS232/RS485 Transio A53	11
Реле промежуточное электромагнитное серии РП-21-М-002	2
Обогреватель HGO 060	9
Устройство для защиты от импульсных перенапряжений DTR 2/6	2
Источник питания на Din-рейку с 2-мя выходами Traco Power TML 15112	2
Автомат дифференциальный АД-12	12
Выключатель автоматический АП 50Б3МТ	20
Выключатель автоматический АП 50Б2МТ	15
Рубильник однополюсный (U=250 В, I=16 А) P-16	10
Шкаф наружной установки серии OTS-001-G7AA-11-0000	1
Шкаф навесной со степенью защиты IP55 «13BE»	1
Шкаф напольный TS8, тип 2	1
Щит с монтажной панелью со степенью защиты IP54 ЩМП-2	1
Щит с монтажной панелью со степенью защиты IP54 ЩМП-3	4
Щит с монтажной панелью со степенью защиты IP54 ЩМП-4	6
Сервер HP Proliant DL140R03	2
Коммутатор 4-х портовый KVM T	1
Коммутатор 3 COM SuperStar 3 Baseline	1
Монитор LCD «Acer 17»	1
Программное обеспечение	
ПО Windows 2000 Professional	1
Microsoft SQL Server 2000 + 5 клиентских лицензий	1
Программный комплекс «АСКУЭ РН»	1

Таблица 6 – Документация

Наименование	Кол-во шт.
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии и мощности МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск. Техническое задание. РКПН.422231.094.00.ТЗ	1
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск. Технорабочий проект. РКПН.422231.094.00	1
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии (мощности) МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск. Технорабочий проект. РКПЭ.422231.001.00.	1
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск. Технологическая инструкция. РКПН.422231.094.00.И2	1

Продолжение таблицы 6

Наименование	Кол-во шт.
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск. Руководство пользователя. РКПН.422231.094.00.ИЗ	1
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск. Инструкция по формированию и ведению базы данных. РКПН.422231.094.00.И4	1
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск. Инструкция по эксплуатации. РКПЭ.422231.001.00.ИЭ	1
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск. Массив входных данных. РКПЭ.422231.001.00.В6	1
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск. Состав выходных данных (сообщений). РКПЭ.422231.001.00.В8	1
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск. Паспорт-формуляр. РКПЭ.422231.001.00.ФО	1

Поверка

Осуществляется по документу МП 58042-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 26 июня 2014 г.

Рекомендуемые средства поверки:

– мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1^\circ$. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения: $\pm 0,2 \%$ (в диапазоне измерений от 15 до 300 В); $\pm 2,0 \%$ (в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока: $\pm 1,0 \%$ (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А); $\pm 0,3 \%$ (в диапазоне измерений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц;

– радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени со шкалой UTC (SU) $\pm 0,1$ с.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии приведена в документе «ГСИ. Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск». Свидетельство об аттестации № 01.00230 / 16 – 2014 от 26.06.2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск

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

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

При осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Ростовналадка»
Адрес: 344103, г. Ростов-на-Дону, пер. Араратский, 21
Тел. (863) 295-99-55
Факс: (863) 300-90-33
www.naladka.rostov.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; www.penzacsm.ru
Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: pcsm@sura.ru
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30033-10 от 20.07.2010 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2014 г.