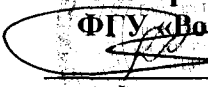


ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО
Руководитель ГЦИ СИ
Зам. генерального директора
ФГУ «Востест-Москва»

А.С. Евдокимов
«03» 08 2010 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № <u>45325-10</u>
--	---

Изготовлена по проектной документации ЗАО КРОК инкорпорейтед г. Москва. Заводской номер № 1.

НАЗНАЧЕНИЕ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с ОРЭ по всем расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ИАСУ КУ НП «АТС», филиал ОАО «СОЦДУ ЕЭС» - «Нижегородское РДУ», филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - ОАО «Нижновэнерго», ОАО «Нижегородская сбытовая компания», филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Волго-Окское ПМЭС, ОАО «Владимирэнерго», ОАО «Владимирская сбытовая компания», ОАО «Нижноватомэнергосбыт», ОАО «Ивэнерго», ОАО «Ивановская сбытовая компания» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ конструктивно выполненная на основе ИВК «Альфа Центр» (Госреестр № 20481-00) представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-ый уровень – измерительные каналы (ИК), включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU 325 Госреестр № 37288-08, устройство синхронизации системного времени (УССВ), включающее в себя приемник GPS-сигналов 35HVS, подключенный к УСПД, технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер баз данных (СБД), автоматизированное рабочее место (АРМ ИВК), а так же совокупность аппаратных, каналаобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение., а так же совокупность аппаратных каналаобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АРМ ИВК представляет собой IBM PC совместимый компьютер настольного исполнения с соответствующим программным обеспечением и каналаобразующей аппаратурой.

В качестве сервера БД используется IBM PC совместимый компьютер, выполненный на основе HP Proliant ML350R-G4X с установленным программным обеспечением (ПО «Альфа Центр»).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений в организации – участники оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS – 485 поступает в УСПД RTU 325 Госреестр № 37288-08, где производится сбор, хранение результатов измерений и далее через модемы GSM результаты измерений передаются на СБД АИИС КУЭ.

СБД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет сбор, обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в ОАО «АТС», Филиал ОАО «СО ЕЭС» Ульяновское РДУ, ООО «ГАРАНТ ЭНЕРГО» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

В состав программного обеспечения (далее по тексту – ПО) АИИС КУЭ входит:

- ПО счетчиков информационно – измерительного комплекса (далее по тексту – ИИК) – AlphaPlus;
- ПО УСПД информационно – вычислительного комплекса электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ) – Конфигуратор RTU;
- ПО информационно – вычислительного комплекса (далее по тексту – ИВК).

В пакет программного обеспечения уровня ИВК входит:

- системное программное обеспечение Windows 2003 Server;
- системное программное обеспечение Windows XP Pro;
- системное программное обеспечение MS Office 2003 Pro;
- прикладное программное обеспечение AC_SE в комплекте с лицензиями на систему управления базой данных (далее по тексту – СУБД) ORACLE 9.2 SE;
- дополнительные программные модули к AC_SE: AC_Comm, AC_Monitor, AC_Laptop, AC_Utills, AC_Diag, AC_TaskManager с дополнительными модулями (AC_Time, AC_Maket80020, AC_ASKP, AC_Transfer, AC_ExeRun, AC_EI);

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят все средства измерений времени (таймеры счетчиков, УСПД, СБД).

В качестве базового прибора СОЕВ используется УССВ-35HVS реализованное на базе GPS-приемника типа GPS-35HVS, который подключен к УСПД. Измерение времени в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УССВ.

Сличение времени УСПД со временем УССВ происходит с интервалом в 1 час. Коррекция времени в УСПД осуществляется при расхождении времени УССВ со временем УСПД на величину более ± 1 с.

Сличение времени УСПД со временем СБД происходит при каждом обращении к УСПД, с интервалом в 30 мин. Полученное от УСПД точное время, при помощи программного обеспечения СБД ПО Альфа-Центр AC_T, устанавливается на СБД.

Сличение времени счетчиков с временем УСПД каждые 30 мин, при расхождении времени счетчиков с временем УСПД ± 2 с выполняется корректировка, но не чаще чем раз в сутки. (значение времени сервера ИВК на значение времени счетчиков не влияет). Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сутки.

МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ Филиала ОАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС» приведён в таблице 1.

Таблица 1

№ ИИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала			
		ТГ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ГГ-1	ТПШФ-15 3000/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 63556 Зав№ 1036 Зав№ 63113 Госреестр № 519-50	НОМ-15 13800/100 Кл. т. 0,5 Зав№ 451 Зав№ 435 Госреестр № 644-98	ЕА02РАL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114381 Госреестр № 16666-97	RTU-325 № 001236 Госреестр № 37288-08
2	ГГ-2	ТПШФ-15 3000/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 63761 Зав№ 1028 Зав№ 1027 Госреестр № 519-50	НОМ-15 13800/100 Кл. т. 0,5 Зав№ 489 Зав№ 415 Госреестр № 644-98	ЕА02РАL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114380 Госреестр № 16666-97	
3	ГГ-3	ТПШФ-15 3000/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 1031 Зав№ 1833 Зав№ 1187 Госреестр № 519-50	НОМ-15 13800/100 Кл. т. 0,5 Зав№ 469 Зав№ 477 Госреестр № 644-98	ЕА02РАL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114200 Госреестр № 16666-97	
4	ГГ-4	ТПШФ-15 3000/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 1030 Зав№ 1189 Зав№ 1184 Госреестр № 519-50	НОМ-15 13800/100 Кл. т. 0,5 Зав№ 412 Зав№ 487 Госреестр № 644-98	ЕА02РАL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114379 Госреестр № 16666-97	
5	ГГ-5	ТПШВ-15-УЗ 5000/5 Кл. т. 0,2 Зав№ 61 Зав№ 63 Зав№ 64 Госреестр № 5719-08	НТМИ-18 13800/100 Кл. т. 0,5 Зав№ 655819 Госреестр № 831-69	ЕА02РАL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114396 Госреестр № 16666-97	
6	ГГ-6	ТПШВ-15-УЗ 5000/5 Кл. т. 0,2 Зав№ 28 Зав№ 27 Зав№ 18 Госреестр № 5719-08	НТМИ-18 13800/100 Кл. т. 0,5 Зав№ 866108 Госреестр № 831-69	ЕА02РАL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114204 Госреестр № 16666-97	
7	ГГ-7	ТПШВ-15-УЗ 5000/5 Кл. т. 0,2 Зав№ 7 Зав№ 15 Зав№ 10 Госреестр № 5719-08	НТМИ-18 13800/100 Кл. т. 0,5 Зав№ 669048 Госреестр № 831-69	ЕА02РАL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114213 Госреестр № 16666-97	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
8	ГГ-8	ТШВ-15-У3 5000/5 Кл. т. 0,2 Зав№ 8 Зав№ 12 Зав№ 6 Госреестр № 5719-08	НТМИ-18 13800/100 Кл. т. 0,5 Зав№ 640009 Госреестр № 831-69	ЕА02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114205 Госреестр № 16666-97	RTU-325 № 001236 Госреестр № 37288-08
9	ВЛ ГЭС - Левобережная-1	ТФМ-110-II У1 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 4127 Зав№ 4126 Зав№ 4129 Госреестр № 16023-97	НКФ-110-57 У1 110000/100 Кл. т. 0,5 Зав№ 1484391 Зав№ 1481085 Зав№ 1479978 Зав№ 1483023 Зав№ 1483020 Зав№ 1483021 Зав№ 1434439 Зав№ 1484395 Зав№ 1484402 Госреестр № 14205-05	ЕА02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114382 Госреестр № 16666-97	
10	ВЛ ГЭС-ЗМЗ	ТФНД-110 М 600/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 816 Зав№ 804 Зав№ 00485 Госреестр № 2793-71		ЕА02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114364 Госреестр № 16666-97	
11	ВЛ Малаховская-2 (ГЭС - ПС Малаховская)	ТФМ-110-II У1 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 2798 Зав№ 3004 Зав№ 2792 Госреестр № 16023-97		ЕА02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114359 Госреестр № 16666-97	
12	ВЛ Малаховская 1 (ГЭС - ПС Малаховская)	ТФМ-110-II У1 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 2062 Зав№ 0561 Зав№ 2855 Госреестр № 16023-97		ЕА02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114377 Госреестр № 16666-97	
13	ВЛ ГЭС – ЦБК	ТФМ-110-II У1 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 3818 Зав№ 3819 Зав№ 3816 Госреестр № 16023-97		ЕА02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114358 Госреестр № 16666-97	
14	ВЛ 132 (ГЭС - ПС Новосормовская)	ТФНД-110 600/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 820 Зав№ 782 Зав№ 379 Госреестр № 2793-71		ЕА02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114216 Госреестр № 16666-97	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
15	ВЛ 194 (ГЭС- ПС Луч)	ТФНД-110 600/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 775 Зав№ 809 Зав№ 1287 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 110000/100 Кл. т. 0,5 Зав№ 1484391 Зав№ 1481085 Зав№ 1479978 Зав№ 1483023 Зав№ 1483020 Зав№ 1483021 Зав№ 1434439 Зав№ 1484395 Зав№ 1484402 Госреестр № 14205-05	ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114373 Госреестр № 16666-97	RTU-325 № 001236 Госреестр № 37288-08
16	ВЛ 122 (ГЭС – Дзержинская с отп.)	ТФНД-110 600/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 8974 Зав№ 1022 Зав№ 8951 Госреестр № 2793-71		ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114374 Госреестр № 16666-97	
17	ВЛ 129 (НиГЭС – Западная с отп.)	ТФНД-110 600/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 380 Зав№ 429 Зав№ 1736 Госреестр № 2793-71		ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114214 Госреестр № 16666-97	
18	ВЛ ГЭС – Пучеж	ТФНД-110 600/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 2043 Зав№ 2000 Зав№ 2034 Госреестр № 2793-71		ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114361 Госреестр № 16666-97	
19	Пестовская	ТПФ 400/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 98837 Зав№ 98854 Зав№ 97051 Зав№ 98852 Госреестр № 517-50	НОМ-6-77 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав№ 4724 Зав№ 12848 Госреестр № 159-49	ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114371 Госреестр № 16666-97	
20	Нижегородская ГЭС, КРУ 6кВ, 1 секция шин, яч.№1а	ТОЛ 10 УТ 2.1 50/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 44595 Зав№ 42494 Госреестр № 38395-08	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав№ 11747 Госреестр № 831-53	ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114222 Госреестр № 16666-97	
21	Нижегородская ГЭС, КРУ 6кВ, 2 секция шин, яч.№22	ТОЛ 10 УТ 2.1 50/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 54157 Зав№ 49481 Госреестр № 38395-08	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав№ 11658 Госреестр № 831-53	ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114360 Госреестр № 16666-97	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
22	ВЛ ГЭС - Левобережная-2	ТФЗМ-110Б-IV У1 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 14509 Зав№ 14510 Зав№ 14511 Госреестр № 41236-09	НКФ-110-57 У1 110000/100 Кл. т. 0,5 Зав№ 1484391 Зав№ 1481085 Зав№ 1479978 Зав№ 1483023 Зав№ 1483020 Зав№ 1483021	ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114394 Госреестр № 16666-97	RTU-325 № 001236 Госреестр № 37288-08
23	ОМВ	ТФМ-110-II У1 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 1199 Зав№ 1196 Зав№ 1197 Госреестр № 16023-97	Зав№ 1434438 Зав№ 1484395 Зав№ 1484402 Госреестр № 14205-05	ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114218 Госреестр № 16666-97	
24	ВЛ 220кВ ГЭС-Вязники	ТФНД-220 I У1 600/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 221 Зав№ 224 Зав№ 228 Зав№ 223 Зав№ 230 Зав№ 222 Госреестр № 3694-73	НКФ-220-58 У1 220000/100 Кл. т. 0,5 Зав№ 1484514 Зав№ 1484515 Зав№ 1481391 Госреестр № 26453-04	ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114215 Госреестр № 16666-97	
25	ВЛ 220кВ ГЭС-Семенов	ТФНД-220 I У1 600/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 728 Зав№ 739 Зав№ 721 Зав№ 747 Зав№ 726 Зав№ 729 Госреестр № 3694-73	НКФ-220-58 У1 220000/100 Кл. т. 0,5 Зав№ 1484513 Зав№ 30592 Зав№ 30730 Госреестр № 26453-04	ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114357 Госреестр № 16666-97	
26	31Т	ТПФ 400/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 98858 Зав№ 98859 Госреестр № 517-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав№ 11747 Госреестр № 831-53	ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114217 Госреестр № 16666-97	
27	32Т	ТПФ 400/5 Кл. т. 0,5 Зав№ 97062 Зав№ 98845 Госреестр № 517-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав№ 11658 Госреестр № 831-53	ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114219 Госреестр № 16666-97	

Таблица 2

Границы допускаемой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	$\cos\varphi$	$\delta_{1(2)\%}$ $I_{1(2)\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%}$ $I_{5\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%}$ $I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%}$ $I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{120\%}$
1-4, 9-27 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-0,2S	1,0	-	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,1$
	0,8	-	$\pm 3,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$
	0,5	-	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$
5-8 ТТ-0,2; ТН-0,5; Сч-0,2S	1,0	-	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$
	0,8	-	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$	$\pm 1,1$
	0,5	-	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$
Границы допускаемой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	$\cos\varphi$	$\delta_{1(2)\%}$ $I_{2\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%}$ $I_{5\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%}$ $I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%}$ $I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{120\%}$
1-4, 9-27 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-0,2	0,8	-	$\pm 4,4$	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$
	0,5	-	$\pm 2,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$
5-8 ТТ-0,2; ТН-0,5; Сч-0,2	0,8	-	$\pm 2,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,3$
	0,5	-	$\pm 1,4$	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ :
 - напряжение питающей сети: напряжение $(0,98...1,02) \cdot U_{\text{ном}}$, ток $(1 \div 1,2) \cdot I_{\text{ном}}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;
 - температура окружающей среды $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$.
4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ :
 - напряжение питающей сети $(0,9...1,1) \cdot U_{\text{ном}}$, ток $(0,05...1,2) \cdot I_{\text{ном}}$;
 - температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 $^\circ\text{C}$;
 - УСПД RTU-325 от плюс 5 до плюс 35 $^\circ\text{C}$;
 - трансформаторы тока по ГОСТ 7746;
 - трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983.
5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии ЕвроАльфа – среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов;
- УСПД RTU 325 – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для УСПД $T_v \leq 2$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД RTU 325 - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

МЕСТО И СПОСОБ НАНЕСЕНИЯ ЗНАКА УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

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

КОМПЛЕКТНОСТЬ ПОСТАВКИ

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

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС». Методика поверки». МП-827/446-2010 утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в августе 2010 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- ЕвроАльфа - по методике поверки утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2003 г.;
- RTU-325 – по методике поверки ДЯИМ.466.453.005МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений – 40...+50°C, цена деления 1°C.

Межповерочный интервал – 4 года.

СВЕДЕНИЯ О МЕТОДИКАХ (МЕТОДАХ) ИЗМЕРЕНИЙ

Измерения производятся в соответствии с документом «Методика измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС».

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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

2 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

4 ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

5 ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

6 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

7 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО «КРОК инкорпорейтед»

Адрес (юридический): 105082 г. Москва, ул. Большая Почтовая, д. 26В, стр. 2

Адрес (почтовый): 111033 г. Москва, ул. Волочаевская, д.5, к. 1

Телефон: +7 (495) 974-22-74

Факс: +7 (495) 974-22-77

Генеральный директор
ЗАО «КРОК инкорпорейтед»



Б.Л. Бобровников