

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 220/35/10 кВ «Пошехонье»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 220/35/10 кВ «Пошехонье» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень состоит из измерительных трансформаторов тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительных трансформаторов напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчиков активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03М, класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-05 в части активной электроэнергии и класса точности 0,5 по ГОСТ Р 52425-05 в части реактивной электроэнергии, вторичных электрических цепей и технических средств приема – передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД) типа RTU-325H (Госреестр СИ РФ № 44626-10, зав. №004926), устройства синхронизации времени и коммутационного оборудования.

УСПД типа RTU-325H обеспечивает сбор данных со счетчиков, расчет (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН) и архивирование результатов измерений электрической энергии в энергонезависимой памяти с привязкой ко времени, передачу этой информации в информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК). Полученная информация накапливается в энергонезависимой памяти УСПД. Расчетное значение глубины хранения архивов составляет не менее 35 суток. Точное значение глубины хранения информации определяется при конфигурировании УСПД.

Третий уровень – ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации от ИВКЭ (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базах данных серверов ПАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ПАО «ФСК ЕЭС») не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭ).

ИВК состоит из центра сбора и обработки данных (далее – ЦСОД) филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра и комплекса измерительно-вычислительного АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (далее – ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)), а также устройств синхронизации времени УССВ-35HVS, аппаратуры приема-передачи данных и технических средств для организации локальной вычислительной сети (далее - ЛВС), разграничения прав доступа к информации. В ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра используется программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», а в ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) – специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КЭ) ЕНЭС (Метроскоп) (далее – СПО «Метроскоп»).

К серверам ИВК подключен коммутатор Ethernet. Также к коммутатору подключено автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) персонала.

Для работы с АИИС КУЭ на уровне подстанции предусматривается организация АРМ подстанции.

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя первый, второй и третий уровни АИИС КУЭ.

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. Измерительная часть счетчиков выполнена на основе многоканального, шестнадцатиразрядного аналого-цифрового преобразователя (далее – АЦП). АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин напряжения и тока по шести каналам измерения, преобразование их в цифровой код и передачу по скоростному последовательному каналу микроконтроллера. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжения и тока производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока активной и полной мощности в каждой фазе сети, производит их коррекцию по амплитуде, фазе и температуре. Счетчики имеют жидкокристаллический индикатор для отображения учетной энергии и измеряемых величин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по цифровому интерфейсу RS-485. Полученная информация обрабатывается, записывается в энергонезависимую память УСПД.

ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра автоматически опрашивает УСПД уровня ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется по основному каналу связи - волоконно-оптической линии связи (далее – ВОЛС). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу волоконно-оптической линии связи.

В ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра информация о результатах измерений автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

В автоматическом режиме ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) опрашивает ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра по протоколу ТСР/IP по единой цифровой сети связи энергетики (ЕЦССЭ) – один раз в 30 минут. ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) осуществляет соединение и получение данных с ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра.

В ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) информация о результатах измерений автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи СПО «Метроскоп», в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (далее - ИАСУ КУ) ОАО «АТС» и всем заинтересованным организациям-участникам ОРЭ, через IP сеть передачи данных ПАО «ФСК ЕЭС», с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet.

Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя устройство синхронизации времени УССВ-35HVS, УССВ-16HVS, ИВК, УСПД, счетчики электрической энергии.

Контроль времени в часах счетчиков АИИС КУЭ автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов счетчиков и УСПД на величину более ± 2 с.

Корректировка часов УСПД выполняется автоматически устройством синхронизации времени УССВ-16HVS, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Корректировка часов УСПД происходит ежесекундно.

В ИВК ЦСОД МЭС Центра и ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется устройство синхронизации времени УССВ-35HVS, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Корректировка часов серверов ИВК выполняется ежесекундно по сигналам УССВ-35HVS. При нарушении связи между УСПД и подключенного к нему УССВ-16HVS, время часов УСПД корректируется от сервера ИВК автоматически в случае расхождения часов УСПД и ИВК на величину более ± 1 с.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиками на длительный срок, время часов счетчиков корректируется от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью переносного инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректуре.

Программное обеспечение

Таблица 1 – Идентификационные данные СПО «Метроскоп», установленного в ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) и ПО «АльфаЦЕНТР», установленного в ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
СПО «Метроскоп»	1.00	289aa64f646cd3873804db5fbd653679	MD5
«Amrserver.exe»	12.05.01.01	22262052a42d978c9c72f6a90f124841	MD5
«Amrc.exe»	12.05.01.01	1af7a02f7f939f8a53d6d1750d4733d3	MD5
«Amra.exe»	12.05.01.01	15a7376072f297c8b8373d815172819f	MD5
«Cdbora2.dll»	12.05.01.01	58de888254243caa47afb6d120a8197e	MD5
«encryptdll.dll»	12.05.01.01	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	MD5
«alphamess.dll»	12.05.01.01	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав первого уровня ИК АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав первого уровня ИК и их метрологические характеристики

Канал измерений		Измерительные компоненты					Метрологические характеристики			
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской номер	К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Основная относительная погрешность ИК, (±δ) %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, (±δ) %
			4	5						
11	ВЛ 35 кВ Аниково	ТТ К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 № 62480-15	A	SBL 0.8H	09008873	70000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	0,8 1,6	2,2 2,0
			B	SBL 0.8H	09008901					
			C	SBL 0.8H	09008912					
		ТН К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 № 62481-15	A	EOF 36	2008.3730.01/4					
			B	EOF 36	2008.3730.01/6					
			C	EOF 36	2008.3730.01/5					
			A	EOF 36	2008.3730.01/2					
		Счетчик К _Т = 0,2S/0,5 К _{Сч} = 1 № 36697-08	B	EOF 36	2008.3730.01/1					
			C	EOF 36	2008.3730.01/3					
			СЭТ-4ТМ.03М		0806100313					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
12	ВЛ 35 кВ Великое	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 1000/5$ № 62480-15	A	SBL 0.8H	09008904	70000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	0,8 1,6	2,2 2,0
				B	SBL 0.8H	09008917					
				C	SBL 0.8H	09008913					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 62481-15	A	EOF 36	2008.3730.01/4					
				B	EOF 36	2008.3730.01/6					
				C	EOF 36	2008.3730.01/5					
				A	EOF 36	2008.3730.01/2					
				B	EOF 36	2008.3730.01/1					
				C	EOF 36	2008.3730.01/3					
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0806100741					
13	ВЛ 35 кВ Белое	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 1000/5$ № 62480-15	A	SBL 0.8H	09008915	70000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	0,8 1,6	2,2 2,0
				B	SBL 0.8H	09008902					
				C	SBL 0.8H	09008906					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 62481-15	A	EOF 36	2008.3730.01/2					
				B	EOF 36	2008.3730.01/1					
				C	EOF 36	2008.3730.01/3					
				A	EOF 36	2008.3730.01/4					
				B	EOF 36	2008.3730.01/6					
				C	EOF 36	2008.3730.01/5					
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0806100818					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
18	ВЛ №10 ПС Пошехонье	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 200/5$ № 15128-07	A	ТОЛ-10-I	13490	4000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ-10-I	13491					
				C	ТОЛ-10-I	15233					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09					
				B	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09					
				C	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09					
				A	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09					
				B	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09					
		C	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09							
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0811091579					
20	ВЛ № 03 ПС Пошехонье	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 200/5$ № 15128-07	A	ТОЛ-10-I	15489	4000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ-10-I	16361					
				C	ТОЛ-10-I	16065					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09					
				B	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09					
				C	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09					
				A	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09					
				B	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09					
		C	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09							
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0811091502					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
21	ВЛ №02 ПС Пошехонье	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 100/5$ № 15128-07	A	ТОЛ-10-I	15497	2000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная	1,1	4,8
				B	ТОЛ-10-I	15498					
				C	ТОЛ-10-I	15496					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09					
				B	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09					
				C	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09					
				A	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09					
		B	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09							
		C	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09							
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0811091565			Реактивная	2,3	2,7
22	ВЛ №05 ПС Пошехонье	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 100/5$ № 15128-07	A	ТОЛ-10-I	14980	2000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная	1,1	4,8
				B	ТОЛ-10-I	15237					
				C	ТОЛ-10-I	3256					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09					
				B	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09					
				C	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09					
				A	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09					
		B	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09							
		C	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09							
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0811091288			Реактивная	2,3	2,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
23	ВЛ №06 ПС Пошехонье	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 100/5$ № 15128-07	A	ТОЛ-10-I	15698	2000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ-10-I	15699					
				C	ТОЛ-10-I	14561					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09					
				B	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09					
				C	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09					
				A	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09					
				B	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09					
		C	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09							
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0811091699					
24	ВЛ №07 ПС Пошехонье	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 100/5$ № 15128-07	A	ТОЛ-10-I	13807	2000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,7
				B	ТОЛ-10-I	13804					
				C	ТОЛ-10-I	13806					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09					
				B	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09					
				C	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09					
				A	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09					
				B	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09					
		C	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09							
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0811091479					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10						
25	ВЛ №08 ПС Пошехонье	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 100/5$ № 15128-07	A	ТОЛ-10-I	13803	2000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная	1,1	4,8						
				B	ТОЛ-10-I	13800											
				C	ТОЛ-10-I	13801											
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09											
				B	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09											
				C	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09											
				A	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09											
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М	0811091365							Реактивная	2,3	2,7			
															B	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09
															C	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09
26	ВЛ №09 ПС Пошехонье	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 200/5$ № 15128-07	A	ТОЛ-10-I	15493	4000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная	1,1	4,8						
				B	ТОЛ-10-I	15485											
				C	ТОЛ-10-I	15488											
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09											
				B	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09											
				C	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09											
				A	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09											
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М	0811091551							Реактивная	2,3	2,7			
															B	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09
															C	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10						
27	ВЛ №04 ПС Пошехонье	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 200/5$ № 15128-07	A	ТОЛ-10-I	15705	4000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная	1,1	4,8						
				B	ТОЛ-10-I	15494											
				C	ТОЛ-10-I	15491											
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09											
				B	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09											
				C	НАЛИ-СЭЩ-10	00404-09											
				A	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09											
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М	0811091464							Реактивная	2,3	2,7			
															B	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09
															C	НАЛИ-СЭЩ-10	00403-09

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Границы интервала относительной погрешность измерений, ($\pm d$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$ » приведены границы интервала погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$), токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчика электроэнергии от 15 до 30 °С.
2. Нормальные условия:
 - параметры питающей сети: напряжение - $(220 \pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - параметры сети: диапазон напряжения - $(0,98 - 1,02)U_{н1}$; диапазон силы тока - $(1,0 - 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 до 50 °С; ТН - от минус 40 до 50 °С; счетчиков: (23 ± 2) °С; УСПД - от 15 до 25 °С;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа).
3. Рабочие условия эксплуатации:
для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01 - 1,2)I_{н1}$; диапазон коэффициента мощности $\cos j$ ($\sin j$) - $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от 15 до 30 °С;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа).Для электросчетчиков:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,02 (0,01 \text{ при } \cos\varphi=1) - 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos j$ ($\sin j$) - $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - магнитная индукция внешнего происхождения - 0,5 мТл;
 - температура окружающего воздуха - от 15 до 30 °С;
 - относительная влажность воздуха - $(40 - 60)$ %;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа).Для аппаратуры передачи и обработки данных:
 - параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
 - температура окружающего воздуха - от 15 до 30 °С;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа).
4. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденный типа.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
 - электросчетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – не менее 140000 часов; среднее время восстановления работоспособности 168 часов;
 - УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 55000 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч;
 - сервер - среднее время наработки на отказ не менее 45000 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

В журнале событий счетчика фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

В журнале событий УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение сервера.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выводы измерительных трансформаторов тока;
- электросчётчика;
- испытательной коробки;
- УСПД;

защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;

- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;

- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии подстанции 220/35/10 кВ «Пошехонье» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа SBL 0.8H	9 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТОЛ-10-1	27 шт.
Измерительный трансформатор напряжения EOF 36	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЦ-10	2 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03М	12 шт.
Устройства сбора и передачи данных RTU-325H	1 шт.
Устройство синхронизации времени УССВ-16HVS	1 шт.
Устройство синхронизации времени УССВ-35HVS	1 шт.
Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1 шт.
ИВК ЦСОД МЭС Центра	1 шт.
ПО «АльфаЦЕНТР	1 шт.
СПО «Метроскоп»	1 шт.
АРМ оператора	1 шт.
Переносной инженерный пульт на базе Notebook	1 шт.
Формуляр	1 экземпляр.
Инструкция по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

Поверка

осуществляется по документу МП 62809-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 220/35/10 кВ «Пошехонье». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки», МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки», МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «методика поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1 являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ». Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;

- УСПД RTU-325H – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) – в соответствии с документом ЕМНК.466454.005.МП «Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп). Методика поверки», утвержденным ФГУ «Пензенский ЦСМ» 30 августа 2010 г.,
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками АИИС КУЭ и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений 27008-04;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%;
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с Приказом Минпромторга России № 1815 от 2 июля 2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «СВИК-15-19.АУ.ИС1. Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 220/35/10 кВ «Пошехонье».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 220/35/10 кВ «Пошехонье».

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
3. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
4. «СВИК-15-19.АУ.ИС1. Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 220/35/10 кВ «Пошехонье».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Средневожская Инжиниринговая Компания» (ООО «СВИК»)

ИНН: 6319179949

Юридический/почтовый адрес: 443008, Россия, г. Самара, тупик Томашевский, д. За, офис 303

Тел./факс: (846) 246-03-27

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2015 г.