

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500 кВ «Амурская» в части ВЛ 500 кВ «Амурская - Бурейская ГЭС» и «Зейская ГЭС - Амурская № 2» - АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Амурская» в части ВЛ 500 кВ «Амурская - Бурейская ГЭС» и «Зейская ГЭС - Амурская № 2»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500 кВ «Амурская» в части ВЛ 500 кВ «Амурская - Бурейская ГЭС» и «Зейская ГЭС - Амурская № 2» - АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Амурская» в части ВЛ 500 кВ «Амурская - Бурейская ГЭС» и «Зейская ГЭС - Амурская № 2» (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 распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й 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 0,2 по ГОСТ 1983-2001, счетчиков активной и реактивной электроэнергии типа А1800 класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-05 в части активной электроэнергии и класса точности 0,5 и 1,0 по ГОСТ Р 52425-05 в части реактивной электроэнергии, вторичных электрических цепей и технических средств приема – передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), созданный на базе устройств сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-325 (Госреестр СИ РФ № 37288-08, зав. № 000615), устройства синхронизации системного времени (далее – УССВ) и коммутационного оборудования.

УСПД типа RTU-325 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.

3-й 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 ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ОАО «ФСК ЕЭС») не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭ).

ИВК состоит из комплекса измерительно-вычислительного АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (далее – ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)), а также устройства синхронизации времени УССВ-35HVS, аппаратуры приема-передачи данных и технических средств для организации локальной вычислительной сети (далее - ЛВС), разграничения прав доступа к информации. В ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (Госреестр СИ РФ № 45048-10) – используется 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.

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя 1-й, 2-й и 3-й 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. Первичный ток в счетчиках измеряется с помощью измерительных трансформаторов тока, имеющих малую линейную и угловую погрешность в широком диапазоне измерений. В цепи трансформаторов тока установлены шунтирующие резисторы, сигналы с которых поступают на вход измерительной микросхемы. Измеряемое напряжение каждой фазы через высоколинейные резистивные делители подается непосредственно на измерительную микросхему. Измерительная микросхема осуществляет выборки входных сигналов токов и напряжений по каждой фазе, используя встроенные аналого-цифровые преобразователи, и выполняет различные вычисления для получения всех необходимых величин. С выходов измерительной микросхемы на микроконтроллер поступают интегрированные по времени сигналы активной и реактивной энергии. Микроконтроллер осуществляет дальнейшую обработку полученной информации и накопление данных в энергонезависимой памяти, а также микроконтроллер осуществляет управление отображением информации на ЖКИ, выводом данных по энергии на выходные импульсные устройства и обменом по цифровому интерфейсу. Измерение максимальной мощности счетчик осуществляет по заданным видам энергии. Усреднение мощности происходит на интервалах, длительность которых задается программно.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485). Полученная информация обрабатывается, записывается в энергонезависимую память УСПД. ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) автоматически опрашивает УСПД уровня ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется по основному цифровому каналу связи, в качестве которого используется волоконно-оптическая линия связи (далее-ВОЛС). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, в качестве которого используется телефонная связь.

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 ОАО «ФСК ЕЭС», с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ.

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 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-

16NVS, 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 счетчиков корректируется от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью переносного инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 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 корректировке.

Программное обеспечение

Таблица 1 – Идентификационные данные СПО «Метроскоп», установленного в ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп)	1.00	289aa64f646cd3873804db5fbd653679	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 – «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня ИК АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав 1-го уровня ИК и метрологические характеристики ИК

Канал измерений		Измерительные компоненты						Метрологические характеристики		
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Г осреestra СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	К _{тт} ·К _{пн} ·К _{сч}	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Основная относительная погрешность ИК, (±δ) %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, (±δ) %	
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10
02	ВЛ БГЭС	ТТ К _т = 0,2S К _{тт} = 1000/1 № 40087-08	A	AGU-525	798721	5000000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9
			B	AGU-525	798722					
			C	AGU-525	798723					
		ТН К _{тн} = 500000/√3/100/√3 № 37847-08	A	VCU-525	886928					
			B	VCU-525	886927					
			C	VCU-525	886926					
			A	VCU-525	886925					
		Счетчик К _т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	B	VCU-525	886924					
			C	VCU-525	886923					
			A1802RAL-P4-GB-DW4		01242321					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
49	ВЛ ЗГЭС № 2	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 1000/1$ № 40087-08	A	AGU-525	12100013	5000000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9
				B	AGU-525	12100014					
				C	AGU-525	12100015					
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TN} = 500000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 37847-08	A	VCU-525	24900008					
				B	VCU-525	24900009					
				C	VCU-525	24900010					
				A	VCU-525	24900011					
				B	VCU-525	24900012					
				C	VCU-525	24900013					
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 31857-11	A1802RAL-P4-GB-DW4		01242325					
50	В – 500 Р – 2	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 500/1$ № 40087-08	A	AGU-525	12100010	2500000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9
				B	AGU-525	12100011					
				C	AGU-525	12100012					
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TN} = 500000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 37847-08	A	VCU-525	24900008					
				B	VCU-525	24900009					
				C	VCU-525	24900010					
				A	VCU-525	24900011					
				B	VCU-525	24900012					
				C	VCU-525	24900013					
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 31857-11	A1802RAL-P4-GB-DW4		01242320					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
51	В – 500 Р – 3	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 500/1 № 40087-08	A	AGU-525	798700	2500000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9
				B	AGU-525	798701					
				C	AGU-525	798702					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 № 37847-08	A	VCU-525	886928					
				B	VCU-525	886927					
				C	VCU-525	886926					
				A	VCU-525	886925					
				B	VCU-525	886924					
				C	VCU-525	886923					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4-GB-DW4		01242322					
52	В – 5 500	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 № 40087-08	A	AGU-525	798709	5000000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9
				B	AGU-525	798710					
				C	AGU-525	798711					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 № 37847-08	A	VCU-525	886928					
				B	VCU-525	886927					
				C	VCU-525	886926					
				A	VCU-525	886925					
				B	VCU-525	886924					
				C	VCU-525	886923					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4-GB-DW4		01242324					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
53	В – 6 500	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 № 40087-08	A	AGU-525	798706	5000000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9
				B	AGU-525	798707					
				C	AGU-525	798708					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 № 37847-08	A	VCU-525	886928					
				B	VCU-525	886927					
				C	VCU-525	886926					
				A	VCU-525	886925					
				B	VCU-525	886924					
				C	VCU-525	886923					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4-GB-DW4		01242326					
54	В – 7 500	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 № 40087-08	A	AGU-525	798717	5000000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9
				B	AGU-525	798716					
				C	AGU-525	798715					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 500000/√3/100/√3 № 37847-08	A	VCU-525	886931					
				B	VCU-525	886920					
				C	VCU-525	886929					
				A	VCU-525	886921					
				B	VCU-525	886930					
				C	VCU-525	886922					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-11	A1802RAL-P4-GB-DW4		01242323					

Окончание таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
55	ТСН – 1 0,4 кВ	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 № 32875-12	A	TAR5	45300	200	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,0 2,1	4,9 4,3
				B	TAR5	45301					
				C	TAR5	45302					
		ТН	-	A	-	-					
				B	-	-					
				C	-	-					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RL-P4-GB-DW4		01215290							
56	ТСН – 2 0,4 кВ	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 № 32875-12	A	TAR5	45297	200	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,0 2,1	4,9 4,3
				B	TAR5	45298					
				C	TAR5	45299					
		ТН	-	A	-	-					
				B	-	-					
				C	-	-					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RL-P4-GB-DW4		01215276							

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$) %» приведены границы 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 счетчиков электроэнергии от 15 °С до 30 °С.

2. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры питающей сети: напряжение - $(220 \pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения - $(0,98 - 1,02)U_{н}$; диапазон силы тока - $(1,0 - 1,2)I_{н}$; коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 °С до 50 °С; ТН- от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков: (23 ± 2) °С ; УСПД - от 15 °С 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 $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 °С до 35 °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 - $(0,02$ ($0,01$ при $\cos\varphi=1$) - $1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения - 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха - от 15 °С 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 °С 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 утвержденного типа.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 120\ 000$ ч., время восстановления работоспособности $T_B = 168$ ч.;
- компоненты ИВКЭ – УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 100\ 000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $T_B = 24$ ч.;

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,984$ – коэффициент готовности;

$T_{O_АИИС} = 1464,13$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС - Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Мощные функции контроля процесса работы и развитые средства диагностики системы;
- Резервирование элементов системы;
- Резервирование каналов связи при помощи переносного инженерного пульта;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

журнал событий счетчика:

- попытки несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывы питания.

журнал событий ИВКЭ:

- ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
- ввод/изменение групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений (необходимость формирования групп измерительных каналов в промконтроллере определяется на стадии проектирования); потеря и восстановление связи со счетчиком;
- установка текущих значений времени и даты;
- попытки несанкционированного доступа;
- связи с промконтроллером, приведшие к каким-либо изменениям данных;
- перезапуски промконтроллера (при пропадании напряжения, закливании и т.п.);
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- отключение питания.

журнал событий ИВК:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывов электропитания;
- программных и аппаратных перезапусков;
- установка и корректировка времени;
- нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- привод разъединителя трансформаторов напряжения;
- клеммы низкого напряжения 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:

- результатов измерений при передаче информации(возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на промконтроллер (УСПД);
- установка пароля на сервер БД ИВК.

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

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии подстанции 500 кВ «Амурская» в части ВЛ 500 кВ «Амурская - Бурейская ГЭС» и «Зейская ГЭС - Амурская № 2». - АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Амурская» в части ВЛ 500 кВ «Амурская - Бурейская ГЭС» и «Зейская ГЭС - Амурская № 2» 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.

Таблицы 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
1	2
Измерительный трансформатор тока типа AGU-525	21 шт.
Измерительный трансформатор тока типа TAR5	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения VCU-525	18 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа A1802RAL-P4-GB-DW4	7 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа A1805RL-P4-GB-DW4	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных RTU-325	1 шт.

Окончание таблицы 3

Наименование	Количество
1	2
СПО «Метроскоп»	1 шт.
АРМ оператора с ПО	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 56886-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500 кВ «Амурская» в части ВЛ 500 кВ «Амурская - Бурейская ГЭС» и «Зейская ГЭС - Амурская № 2» - АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Амурская» в части ВЛ 500 кВ «Амурская - Бурейская ГЭС» и «Зейская ГЭС - Амурская № 2» Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-20003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений».
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков типа АЛЬФА А1800 – по документу МП 2203-0042-2006 «Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ «ВНИИМ им Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- счетчиков типа АЛЬФА А1800 – по документу «Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- УСПД RTU-300 – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466453.005МП.» утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 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», утвержденная 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%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «21168598.422231.0392.ИС1.М. Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 500 кВ «Амурская» в части ВЛ 500 кВ «Амурская - Бурейская ГЭС» и «Зейская ГЭС - Амурская № 2».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 500 кВ «Амурская» в части ВЛ 500 кВ «Амурская - Бурейская ГЭС» и «Зейская ГЭС - Амурская № 2» - АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Амурская» в части ВЛ 500 кВ «Амурская - Бурейская ГЭС» и «Зейская ГЭС - Амурская № 2».

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
6. «21168598.422231.0392.ИС1.М. Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 500 кВ «Амурская» в части ВЛ 500 кВ «Амурская - Бурейская ГЭС» и «Зейская ГЭС - Амурская № 2».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергоучет»

(ООО «Энергоучет»)

Юридический/почтовый адрес:

443070, г. Самара,

ул. Партизанская, д. 150

Тел./Факс: (846) 268-00-00, 270-52-95

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

Ф.В. Булыгин

М.п. «___»_____2014 г.