

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ГЦИ СИ
ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

16 » 06 2009 г.

<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ 2-х мобильных ГТЭС, размещенных на Владивостокской ТЭЦ-1</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>40747-09</u></p>
--	---

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ОАО «Мобильные ГТЭС», г. Москва, заводской № 422200033.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ 2-х мобильных ГТЭС, размещенных на Владивостокской ТЭЦ-1 (далее – АИИС КУЭ 2-х мобильных ГТЭС, размещенных на Владивостокской ТЭЦ-1) предназначена для измерений и коммерческого и технического учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ 2-х мобильных ГТЭС, размещенных на Владивостокской ТЭЦ-1, предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Область применения: в ОАО «Мобильные ГТЭС» и граничащих с ним по цепям электропитания энергосистемах, промышленных и других энергопотребляющих (энергопоставляющих) предприятиях.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ 2-х мобильных ГТЭС, размещенных на Владивостокской ТЭЦ-1, представляет собой трехуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Первый уровень состоит из установленных на объектах контроля электронных счетчиков активной и реактивной электроэнергии с цифровым интерфейсом RS485, измерительных трансформаторов тока и напряжения, вторичных измерительных цепей и технических средств приема-передачи данных, образующих 9 измерительных каналов (далее по тексту – «ИК») системы.

Второй уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), в который входит УСПД типа Сикон С70, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК, технические средства приема-передачи данных (каналообразующей аппаратуры).

Третий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК). ИВК представляет собой центральное устройство сбора (сервер), коммутационные средства, рабочие станции (АРМ) и специальное программное обеспечение. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, диагностики состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в ОАО «АТС».

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

1) активной (реактивной) энергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу энергии;

- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и УСПД может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ 2-х мобильных ГТЭС, размещенных на Владивостокской ТЭЦ-1, измерения и передача данных на верхний уровень происходят следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики СЭТ-4ТМ.03 производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ($P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$) и полную мощность ($S=U \cdot I$). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q=(S^2-P^2)^{0,5}$. Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в устройство сбора и передачи данных (УСПД). В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения установленного на УСПД, далее информация поступает на ИВК (сервер), где происходит накопление и отображение собранной информации. Полный перечень информации, передаваемой на ИВК, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД и уровнем доступа АРМ-Ма к базе данных. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ к другому, используются проводные линии связи, GSM-сеть связи (резервный канал).

АИИС КУЭ 2-х мобильных ГТЭС, размещенных на Владивостокской ТЭЦ-1, имеет систему обеспечения точного времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, сервера и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени (УССВ) на основе GPS приемника, подключенного к ИВК «ИКМ-Пирамида».

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ 2-х мобильных ГТЭС, размещенных на Владивостокской ТЭЦ-1, соответствуют критериям качества АИИС КУЭ, определенным согласно техническим требованиям ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращение активной электрической энергии, календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и УСПД соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам или к УСПД (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа Notebook с последующей передачей данных на компьютер высшего уровня.

В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 35 суток. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти. Предусмотрен самостоятельный старт УСПД после возобновления питания.

Для защиты информации и измерительных каналов АИИС КУЭ от несанкционированного доступа предусмотрена механическая и программная защита. Все кабели, приходящие на счет-

чик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ 2-х мобильных ГТЭС, размещенных на Владивостокской ТЭЦ-1, являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре средства измерений. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Таблица 1

параметр	значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности АИИС КУЭ при измерении электрической энергии.	Вычисляются по методике поверки в зависимости от состава ИК. Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 2
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	+5...+35 -30...+35
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	110; 0,4
Первичные номинальные токи, кА	1,5; 0,4; 0,3; 0,1
Номинальное вторичное напряжение, В	380; 100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек измерения, шт.	9
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах, не более, секунд	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 2

Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии, %.

№ ИК	Состав ИК*	cos φ (sin φ)	δ		
			$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$I_{20\%} < I \leq I_{100\%}$	$I_{100\%} < I \leq I_{120\%}$
1-4,7	ТТ класс точности 0,5 ТН отсутствует Счётчик-класс точности 0,2S	1	±1,8	±1,0	±0,8
		0,8	±2,8	±1,5	±1,1
		0,5	±5,3	±2,7	±1,9
	ТТ класс точности 0,5 ТН отсутствует	0,6	±4,4	±2,3	±1,6

	Счётчик-класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,87	±2,6	±1,5	±1,1
5,6	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,2 Счётчик-класс точности 0,2S	1	±1,8	±1,1	±0,9
		0,8	±2,9	±1,6	±1,2
		0,5	±5,3	±2,8	±2,0
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,2 Счётчик-класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,6	±4,4	±2,3	±1,7
		0,87	±2,7	±1,5	±1,2
8,9	ТТ класс точности 0,2 ТН класс точности 1,0 Счётчик-класс точности 0,2S	1	±1,5	±1,3	±1,3
		0,8	±2,0	±1,7	±1,7
		0,5	±3,2	±2,7	±2,6
	ТТ класс точности 0,2 ТН класс точности 1,0 Счётчик-класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,6	±2,9	±2,4	±2,3
		0,87	±2,1	±1,7	±1,6

Примечание: *) В процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления сертификата об утверждении типа АИИС КУЭ: стандартизованных компонентов - измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденные типов, класс точности которых должен быть не хуже класса точности первоначально указанных в таблице, а также УСПД - на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом, согласно требованиям ст. 4.2 МИ 2999-2006. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Для разных сочетаний классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации рассчитываются согласно алгоритмам, приведенным в методике поверки АИИС КУЭ 2-х мобильных ГТЭС, размещенных на Владивостокской ТЭЦ-1.

Пределы допускаемой относительной погрешности по средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах:

$$\delta_p = \pm \sqrt{\delta_s^2 + \left(\frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

δ_p - пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности и энергии, в процентах;

δ_s - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.2 при измерении электроэнергии, в процентах;

K - масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

K_e – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт•ч);

T_{cp} – интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

P – величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности по средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$\delta_{p, \text{корр.}} = \frac{\Delta t}{3600 T_{cp}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

Δt – величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах); T_{cp} – величина интервала усреднения мощности (в часах).

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплект поставки приведен в таблицах 3, 4 и 5.

Таблица 3.

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ Номер ИИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра	
1	Мобильная ГТЭС №1. ТСН-1.2 (Блок САУ)	ТТ	ASK-63.4 I1/I2 = 400/5 класс точности 0,5 №№ 92171518; 92171521; 92171502 № ГР 31089-06	Ток, 5 А (номинальный вторичный)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 № 0104081757 Iном= 5 А № ГР 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
2	Мобильная ГТЭС №1. ТСН-1.1 (Блок ОПУ)	ТТ	ASK-31.4 I1/I2 = 100/5 класс точности 0,5 №№ 92118437; 92118434; 92118444 № ГР 31089-06	Ток, 5 А (номинальный вторичный)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 № 0104081571 Iном= 5 А № ГР 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная

3	Мобильная ГТЭС №2. ТСН-2.2 (Блок САУ)	ТТ	ASK-63.4 I1/I2 = 400/5 класс точности 0,5 № 92171504; 92171512; 92171517 № ГР 31089-06	Ток, 5 А (номинальный вторичный)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 № 0104081549 Iном= 5 А № ГР 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
4	Мобильная ГТЭС №2. ТСН-2.1 (Блок ОПУ)	ТТ	ASK-31.4 I1/I2 = 100/5 класс точности 0,5 №№ 92118438; 92118454; 92118455 № ГР 31089-06	Ток, 5 А (номинальный вторичный)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 № 0104081523 Iном= 5 А № ГР 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
5	Мобильная ГТЭС №1. Сторона трансформатора 110 кВ	ТТ	KOLT 072 I1/I2 = 300/5 класс точности 0,5 № 1YMP008KLT00111; 1YMP008KLT00110; 1YMP008KLT00109 № ГР 40235-08	Ток, 5 А (номинальный вторичный)
		ТН	EMF 145 U1/U2 = 110000/100 класс точности 0,2 №№ 1HSE8777938 1HSE8777937 1HSE8777936 № ГР 32003-06	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 № 0105080508 Iном= 5 А № ГР 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
6	Мобильная ГТЭС №2. Сторона трансформатора 110 кВ	ТТ	KOLT 072 I1/I2 = 300/5 класс точности 0,5 №№ 1YMP008KLT00108; 1YMP008KLT00088; 1YMP008KLT00087 № ГР 40235-08	Ток, 5 А (номинальный вторичный)

		ТН	EMF 145 $U_1/U_2 = 110000/100$ класс точности 0,2 №№ 1HSE8777935 1HSE8777934 1HSE8777933 № ГР 32003-06	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 № 0105080022 I _{ном} = 5 А № ГР 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
7	Мобильная ГТЭС. РТСН	ТТ	Т-0,66 $I_1/I_2 = 1500/5$ класс точности 0,5 № 133786; 210009; 030659 № ГР 22656-07	Ток, 5 А (номинальный вторичный)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 № 0104081550 I _{ном} = 5 А № ГР 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
		ТТ	ТАТ $I_1/I_2 = 300/5$ класс точности 0,2 № 08080700; 08080699; 08080698 № ГР 29838-05	Ток, 5 А (номинальный вторичный)
8	Мобильная ГТЭС №1. ОРУ ПС ВТЭЦ-1	ТН	НКФ-110 $U_1/U_2 = 110000/100$ класс точности 1,0 № 726116 721640 721643 № ГР 14205-05	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 № 0108080787 I _{ном} = 5 А № ГР 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная
9	Мобильная ГТЭС №2. ОРУ ПС ВТЭЦ-1	ТТ	ТАТ $I_1/I_2 = 300/5$ класс точности 0,2 № 08080697; 08080696; 08080695 № ГР 29838-05	Ток, 5 А (номинальный вторичный)

		ТН	НКФ-110 U ₁ /U ₂ = 110000/100 класс точности 1,0 №№ 292808 861851 827822 № ГР 14205-05	Напряжение, 100 В (номинальное вторичное)
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 № 0108080739 I _{ном} = 5 А № ГР 27524-04	Ном. ток 5 А, энергия активная/ реактивная

Таблица 4

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ 2-х мобильных ГТЭС, размещенных на Владивостокской ТЭЦ-1	Номер в Госреестре средств измерений
Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746 ТАТ; АСК; Т-0,66; КОЛТ 072	Согласно схеме объекта учета 27 шт.	№ 29838-05; № 31089-06; № 22656-07; № 40235-08
Измерительные трансформаторы напряжения ГОСТ 1983 ЕМФ 145; НКФ-110	Согласно схеме объекта учета 12шт.	№ 32003-06(ЕМФ 52-170); № 14205-05
Электронные счётчики СЭТ-4ТМ.03	По количеству точек измерения 9шт.	№ 27524-04
Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70	2 шт. Зав.№ 04393, 04394	№ 28822-05
ИБК «ИКМ-Пирамида»	1 шт. Зав.№ 322	№ 29484-05
Устройство синхронизации времени УСВ-1	1 шт. Зав.№ 1428	№ 28716-05

Таблица 5

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Необходимое количество оборудования для АИИС КУЭ 2-х мобильных ГТЭС, размещенных на Владивостокской ТЭЦ-1
ИБК «ИКМ-Пирамида». Prom PC в комплекте	1 шт.
Терминальный модем сотовой связи GSM с блоком питания MC35 (Siemens)	4 шт.
Источник бесперебойного питания (ИБП) APC	2 шт.
Инженерный пульт на базе Notebook	1 шт.
АРМ стационарный	1 шт.
Формуляр на систему	1(один) экземпляр
Методика поверки	1(один) экземпляр
Руководство по эксплуатации	1(один) экземпляр
ПО Windows	Состав программных модулей определяется заказом
ПО Пирамида 2000 - Сервер	

ПО «Пирамида 2000. АРМ: ОГЭ»	зом потребителя
ПО «Пирамида 2000. Модуль субъекта ОРЭ»	
Программное обеспечение электросчетчиков	
Программное обеспечение СИКОН С70	

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ 2-х мобильных ГТЭС, размещенных на Владивостокской ТЭЦ-1, проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ 2-х мобильных ГТЭС, размещенных на Владивостокской ТЭЦ-1. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки, утвержденной ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ в 2004 г.;
- средства поверки контроллеров сетевых промышленных СИКОН С70 в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИМС в 2005 г.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92) Межгосударственный стандарт «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (класс точности 0,2 S и 0,5 S)».

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

ГОСТ 7746 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ 2-х мобильных ГТЭС, размещенных на Владивостокской ТЭЦ-1, утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ОАО «Электроцентроналадка»
123995, г.Москва, Г-59, ГСП-5,
Бережковская наб., д.16 корп. 2

Генеральный директор
ОАО «Электроцентроналадка»



Е.Б. Луполов