

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГИИ СИ СНИИМ –
зам. директора ФГУП «СНИИМ»

В. И. Евграфов



« / » 2007г.

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии»

Внесена в Государственный реестр средств измерений.
Регистрационный № 36916-08

Изготовлена по документации ЗАО НПП «Энергопромсервис», зав. №1.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии», зав. №1 (далее АИИС) предназначена для измерения количества активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности, ведения календаря и измерения времени в шкале времени UTC (SU).

Область применения – коммерческий учет электрической энергии поставляемой филиалом ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии» на оптовый рынок электрической энергии, потребляемой на собственные нужды станции, транспортируемой через распределительные устройства станции.

ОПИСАНИЕ

Принцип действия АИИС основан на масштабном преобразовании тока и напряжения в точке измерений, измерении и интегрировании мгновенной мощности, автоматическом сборе, передаче по каналам связи и хранении результатов измерений.

АИИС выполнена в виде иерархической структуры с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС состоит из информационно-вычислительного комплекса (ИВК), информационно-вычислительного комплекса электроустановок (ИВКЭ) и информационно-измерительных комплексов точек измерений (ИИК ТИ).

Измерительные трансформаторы, входящие в состав ИИК ТИ выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения для каждой точки измерений. Счетчики электрической энергии ИИК ТИ выполняют функции измерения средней мощности и приращений электрической энергии за заданные интервалы времени, а также функции привязки результатов измерений к моментам времени, определенным в шкале времени UTC (SU).

Счетчики электрической энергии «ЕвроАЛЬФА» (ЕА) и «СЭТ-4ТМ.02» имеют подобный принцип действия. В этих счетчиках осуществляется вычисление активной мощности путем интегрирования на временном интервале 20 мс мгновенных значений электрической мощности, полной мощности путем перемножения среднеквадратичных значений тока и фазного напряжения и реактивной мощности из измеренных значений

активной и полной мощности. Вычисленные значения мощности преобразуются в частоту следования импульсов телеметрии, число которых подсчитывается на интервале времени 30 минут и сохраняется во внутренних регистрах счетчика. Счетчики электрической энергии по истечении каждого 30 минутного интервала осуществляют привязку результатов измерения к времени в шкале UTC(SU).

ИВКЭ АИИС объединяет 50 ИИК ТИ для коммерческого учета электрической энергии. В качестве устройства сбора и передачи данных (УСПД) ИВКЭ используется контроллер «RTU-325» (входит в тип RTU-300 Госреестр № 19495-03). ИВКЭ осуществляет сбор, первичную обработку и хранение результатов измерений и служебной информации ИИК.

ИВК АИИС построен на основе многопользовательской версии комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «Альфа-Центр» (Госреестр СИ № 20481-00), в качестве аппаратной части использован сервер Proliant DL360G3.

Информационные каналы связи в АИИС построены следующим образом. ИИК ТИ объединяются в четыре шины интерфейса RS-485. Каждая шина интерфейса RS-485 подключается к отдельному порту RS-485 УСПД «RTU-325». УСПД связано с ИВК посредством сети интерфейса IEEE 802.

Связь АИИС с внешними системами осуществляется посредством сети интерфейса IEEE 802 или посредством коммутируемого канала связи.

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и информационные каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК). Перечень ИК и состав соответствующих ИИК ТИ приведен в таблице 1.

Шкала времени часов сервера ИВК автоматически синхронизируется со шкалой времени UTC(SU) посредством приемника GPS-35HVS. Шкала времени UTC(SU) автоматически передается часам УСПД и, затем, часам счетчиков.

Результаты измерений автоматически передаются по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0 по программно-задаваемым адресам, в т.ч. в РДУ «СО-ЦДУ ЕЭС» и ИАСУ КУ НП «АТС».

Структура АИИС допускает изменение количества ИК с ИИК ТИ, аналогичными указанным в таблице 1, а также с ИИК ТИ, отличными по составу от указанных в таблице 1, но совместимыми с ИК АИИС по электрическим, информационным и конструктивным параметрам.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Максимально допускаемое количество измерительных каналов, подключаемых к АИИС в одной шине RS-485 31.

Максимальное количество шин интерфейса RS-485, входящих в состав АИИС 4.

Границы допускаемой относительной погрешности измерительных каналов АИИС при доверительной вероятности $P=0,95$ при измерении активной и реактивной электрической энергии и активной и реактивной средней мощности в рабочих условиях применения приведены в таблице 3.

Предельное значение поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC (SU) не более, с ± 5 .

Переход с летнего на зимнее время автоматический.

Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут 30.

Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут 30.

Формирование XML-файла для передачи внешним организациям автоматическое.

Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных автоматическое.

Период занесения результатов измерений в базу данных, ч 24.

Глубина хранения результатов измерений в базе данных не менее, лет 3.

Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ автоматическое.

Рабочие условия применения трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, входящих в состав измерительных каналов АИИС:

температура окружающего воздуха (кроме счетчиков), °С от минус 45 до плюс 40;

температура окружающего воздуха (для счетчиков), °С от 0 до плюс 40;

частота сети, Гц от 49,5 до 50,5;

индукция внешнего магнитного поля, мТл не более 0,5.

Допускаемые значения информативных параметров входного сигнала:

ток, % от $I_{ном}$ от 5 до 120;

напряжение, % от $U_{ном}$ от 90 до 110;

коэффициент мощности, $\cos \varphi$ (при измерении активной электрической энергии и мощности) 0,5 инд.-1,0-0,8 емк.;

коэффициент реактивной мощности, $\sin \varphi$ (при измерении реактивной электрической энергии и мощности) 0,5 инд.-1,0-0,5 емк.

Рабочие условия применения остальных технических средств АИИС:

температура окружающего воздуха, °С от 0 до плюс 40;

частота сети, Гц от 49 до 51;

напряжение сети питания, В от 198 до 242.

Показатели надежности АИИС:

Средняя наработка на отказ, часов не менее 629;

Коэффициент готовности не менее 0,96.

Таблица 1 – Перечень ИК и состав ИИК ТИ АИИС

№ ИК	Диспетчерское наименование	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения				Счетчики электрической энергии			
		Тип	№ ГрСИ	К-т тр-н	Класс точн.	Тип**	№ ГрСИ	К-т тр-н	Класс точн.	Тип	№ ГрСИ	Класс точн. при измерении электроэнергии и мощности	
												акт.	реакт.
1.	ТЭЦ-1 «ТГ-1»	ТЛШ-10	11077-03	2000/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA02RAL-P4B-3W	16666-97	0,2S	0,2
3.	ТЭЦ-1 «ТГ-3»	ТЛШ-10*	11077-03	2000/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA02RAL-P4B-4W	16666-97	0,2S	0,2
4.	ТЭЦ-1 «ТГ-6»	ТПШФ-10*	519-50	4000/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA02RAL-P4B-4W	16666-97	0,2S	0,2
5.	ТЭЦ-1 «ТГ-7»	ТШВ-15*	1836-68	8000/5	0,5	ЗНОМ-15	1593-70	10000/100	0,5	EA02RAL-P4B-4W	16666-97	0,2S	0,2
6.	ТЭЦ-1 «РТ-104»	ТНДМ-110*	Св-ва № 1009/13, 1928/13, 1010/13	1000/5	1,0	НКФ-110	14205-94	110000/100	0,5	EA02RAL-P4B-4W	16666-97	0,2S	0,2
7.	ТЭЦ-1 «РТ-118»	ТНДМ-110*	Св-ва № 2439/13, 1929/13, 2440/13	1000/5	1,0	НКФ-110	14205-94	110000/100	0,5	EA02RAL-P4B-4W	16666-97	0,2S	0,2
8.	ТЭЦ-1 «ШСВО-110»	ТНДМ-110*	Св-ва № 1011/13, 1930/13, 1012/13	1000/5	1,0	НКФ-110	14205-94	110000/100	0,5	EA02RAL-P4B-4W	16666-97	0,2S	0,2
9.	ТЭЦ-1 «ТЦ-301»	ТВД-35МКП	Св-ва № 282,283	600/5	0,5	ЗНОМ-35	912-70	35000/100	0,5	EA05RAL-P4B-3W	16666-97	0,5S	0,5
10.	ТЭЦ-1 "ТР-302"	ТВДМ-35	3642-73	600/5	0,5	ЗНОМ-35	912-70	35000/100	0,5	EA05RAL-P4B-3W	16666-97	0,5S	0,5
11.	ТЭЦ-1 "ТТ-3186"	ТВ-35-III-У2	19720-00	600/5	0,5	ЗНОМ-35	912-70	35000/100	0,5	EA05RAL-P4B-3W	16666-97	0,5S	0,5
12.	ТЭЦ-1 "ТТ-3187"	ТВ-35-III-У2	19720-00	600/5	0,5	ЗНОМ-35	912-70	35000/100	0,5	EA05RAL-P4B-3W	16666-97	0,5S	0,5
13.	ТЭЦ-1 "ТС-304"	ТВД-35МКП	Св-ва № 330,331	600/5	0,5	ЗНОМ-35	912-70	35000/100	0,5	EA05RAL-P4B-3W	16666-97	0,5S	0,5
14.	ТЭЦ-1 "ТЛ-305"	ТВДМ-35	3642-73	600/5	0,5	ЗНОМ-35	912-70	35000/100	0,5	EA05RAL-P4B-3W	16666-97	0,5S	0,5
15.	ТЭЦ-1 "ТЛК-306"	ТВД-35МКП	Св-ва № 325,326	600/5	0,5	ЗНОМ-35	912-70	35000/100	0,5	EA05RAL-P4B-3W	16666-97	0,5S	0,5
16.	ТЭЦ-1 «Ф-2»	ТПОФ-10	518-50	800/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
17.	ТЭЦ-1 «Ф-3»	ТПОЛ-10	3191-72	1000/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5

№ ИК	Диспетчерское наименование	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения				Счетчики электрической энергии			
		Тип	№ ГрСИ	К-т тр-и	Класс точн.	Тип**	№ ГрСИ	К-т тр-и	Класс точн.	Тип	№ ГрСИ	Класс точн. при измерении электроэнергии и мощности	
												акт.	реакт.
18.	ТЭЦ-1 «Ф-5»	ТПК-10	8914-82	200/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
19.	ТЭЦ-1 «Ф-6»	ТПК-10	8914-82	200/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
20.	ТЭЦ-1 «Ф-7»	ТПОЛ-10	1261-02	1000/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
21.	ТЭЦ-1 «Ф-8»	ТПОЛ-10	1261-02	1000/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
22.	ТЭЦ-1 «Ф-12»	ТПК-10	8914-82	200/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
23.	ТЭЦ-1 «Ф-13»	ТПОЛ-10	1261-02	1000/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
24.	ТЭЦ-1 «Ф-14»	ТПОЛ-10	1261-02	1000/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
25.	ТЭЦ-1 «Ф-17»	ТПК-10	8914-82	400/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
26.	ТЭЦ-1 «Ф-19»	ТПОЛ-10	1261-02	1000/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
27.	ТЭЦ-1 «Ф-23»	ТПОФ-10	518-50	600/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
28.	ТЭЦ-1 «Ф-24»	ТПК-10	8914-82	400/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
29.	ТЭЦ-1 «Ф-34»	ТПОФ-10	518-50	800/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
30.	ТЭЦ-1 «Ф-37»	ТПОЛ-10	1261-02	600/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
31.	ТЭЦ-1 «Ф-38»	ТПК-10	8914-82	200/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
32.	ТЭЦ-1 «Ф-42»	ТПФМ	814-53	400/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
33.	ТЭЦ-1 «Ф-44»	ТПК-10	8914-82	200/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
34.	ТЭЦ-1 «Ф-45»	ТПФ	517-50	400/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
35.	ТЭЦ-1 «Ф-46»	ТПФ	517-50	400/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-3W	16666-97	0,5S	0,5
36.	ТЭЦ-1 «1-ШР, 3ТН»	ТПОЛ-10	1261-02	2000/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1,0

№ ИК	Диспетчерское наименование	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения				Счетчики электрической энергии			
		Тип	№ ГрСИ	К-т тр-и	Класс точн.	Тип**	№ ГрСИ	К-т тр-и	Класс точн.	Тип	№ ГрСИ	Класс точн. при измерении электроэнергии и мощности	
												акт.	реакт.
37.	ТЭЦ-1 «2-ШР»	ТФНД-35М	3689-73	1000/5	0,5	ЗНОМ-15	1593-70	1000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1,0
38.	ТЭЦ-1 «3-ШР»	ТПОФ-10	518-50	1000/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1,0
39.	ТЭЦ-1 «4-ШР»	ТПОЛ-10	1261-02	1500/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1,0
40.	ТЭЦ-1 «5-ШР»	ТПОЛ-10	1261-02	1000/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1,0
41.	ТЭЦ-1 «6-ШР»	ТПОЛ-10	1261-02	1000/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1,0
42.	ТЭЦ-1 «10-ШР»	ТПОЛ-10	1261-02	1500/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1,0
43.	ТЭЦ-1 «20-ШР»	ТПОФ	518-50	1000/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1,0
45.	ТЭЦ-1 «20-Т»	ТПОЛ-10	1261-02	1000/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1,0
46.	ТЭЦ-1 «64-Т»	ТПФМ-10	814-53	200/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1,0
47.	ТЭЦ-1 «30-Т»	ТПК-10	8914-82	200/5	0,5	НТМИ-6	380-49	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1,0
48.	ТЭЦ-1 «100-Т»	ТПЛ-10	22192-03	150/5	0,5	НОМ-6	17158-98	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1,0
49.	ТЭЦ-1 «65-Т»	ТПК-10	8914-82	150/5	0,5	НОМ-6	17158-98	6000/100	0,5	EA05RAL-P2B-4W	16666-97	0,5S	0,5
50.	ТЭЦ-1 «32-Т»	ТПОФ	518-50	1000/5	0,5	НОМ-6	17158-98	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1,0

Примечание: * трансформаторы тока включены по схеме «звезда», в остальных случаях трансформаторы тока включены по схеме «неполная звезда»; все однофазные ТН соединены по схеме «звезда»

Таблица 2 – Технические средства ИБК и ИБКЭ

В составе	Наименование	Тип	Назначение	Примечание
ИБК	УССВ	УССВ-35HVS	Синхронизация шкалы времени часов УСПД со шкалой времени UTC(SU)	1 шт.
	Сервер БД	Proliant DL360G3	Хранение результатов измерений, формирование отчетов	1 шт.
	Коммутатор	3Com Baseline Switch	Связующий компонент основного канала связи	1 шт.
	Модем	AnCom	Связующий компонент резервного канала связи	1 шт.
	Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 1000	Обеспечение резервного питания	1 шт.
ИБКЭ	УСПД	RTU-325	Сбор результатов измерений со счетчиков, синхронизация шкалы времени счетчиков с UTC(SU)	1 шт.
	Модем	AnCom	Связующий компонент резервного канала связи	1 шт.
	Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 1000	Связующий компонент резервного канала связи	1 шт.

Таблица 3 – Границы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС в рабочих условиях применения

Диспетчерские наименования ИК, классы точности использованных измерительных компонентов	Ток, % от ном.	$\cos \varphi$ (емк., инд.)	$\delta_w^A, \pm\%$	$\delta_w^P, \pm\%$
«ТГ-1», «ТГ-3», «ТГ-6», «ТГ-7» (использованы ТТ класса 0,5 по ГОСТ 7746, ТН класса 0,5 по ГОСТ 1983, счетчик класса 0,2S по ГОСТ 30206 по активной энергии, класса 0,2 по ГОСТ 26035 по реактивной энергии)	5	0,5	5,4	2,5
	20	0,5	3,0	1,4
	100, 120	0,5	2,2	1,1
	5	0,8	2,9	4,3
	20	0,8	1,7	2,4
	100, 120	0,8	1,3	1,8
	5	0,865	2,6	5,4
	20	0,865	1,5	2,9
	100, 120	0,865	1,2	2,2
	5	1	1,8	-
	20	1	1,1	-
	100, 120	1	0,90	-

Диспетчерские наименования ИК, классы точности использованных измерительных компонентов	Ток, % от ном.	$\cos \varphi$ (емк., инд.)	$\delta_W^A, \pm\%$	$\delta_W^P, \pm\%$
«РТ-104», «РТ-118», «ШСВО-110» (использованы ТТ класса 1,0 по ГОСТ 7746, ТН класса 0,5 по ГОСТ 1983, счетчик класса 0,2S по ГОСТ 30206 по активной энергии, класса 0,2 по ГОСТ 26035 по реактивной энергии)	5	0,5	10,6	4,8
	20	0,5	5,4	2,5
	100, 120	0,5	3,8	1,8
	5	0,8	5,5	8,4
	20	0,8	2,9	4,3
	100, 120	0,8	2,1	3,0
	5	0,865	4,8	10,5
	20	0,865	2,5	5,4
	100, 120	0,865	1,8	3,7
	5	1	3,4	-
	20	1	1,8	-
	100, 120	1	1,3	-
«ТЦ-301», «ТР-302», «ТТ-3186», «ТТ-3187», «ТС-304», «ТЛ-305», «ТЛК-306», «Ф-2», «Ф-3», «Ф-5», «Ф-6», «Ф-7», «Ф-8», «Ф-12», «Ф-13», «Ф-14», «Ф-17», «Ф-19», «Ф-23», «Ф-24», «Ф-34», «Ф-37», «Ф-38», «Ф-42», «Ф-44», «Ф-45», «Ф-46», «65-Т» (использованы ТТ класса 0,5 по ГОСТ 7746, ТН класса 0,5 по ГОСТ 1983, счетчик класса 0,5S по ГОСТ 30206 по активной энергии, класса 0,5 по ГОСТ 26035 по реактивной энергии)	5	0,5	5,6	2,7
	20	0,5	3,2	1,6
	100, 120	0,5	2,5	1,3
	5	0,8	3,2	4,5
	20	0,8	2,0	2,5
	100, 120	0,8	1,8	1,9
	5	0,865	2,9	5,6
	20	0,865	1,9	3,0
	100, 120	0,865	1,7	2,3
	5	1	2,0	-
	20	1	1,4	-
	100, 120	1	1,2	-
«1-ШР,3ТН», «2-ШР», «3-ШР», «4-ШР», «5-ШР», «6-ШР», «10-ШР», «20-ШР», «20-Т», «64-Т», «30-Т», «100-Т», «65-Т», «32-Т» (использованы ТТ класса 0,5 по ГОСТ 7746, ТН класса 0,5 по ГОСТ 1983, счетчик класса 0,5S по ГОСТ 30206 по активной энергии, класса 1,0 по ГОСТ 26035 по реактивной энергии)	5	0,5	5,6	3,4
	20	0,5	3,2	2,2
	100, 120	0,5	2,5	2,0
	5	0,8	3,2	5,1
	20	0,8	2,0	2,9
	100, 120	0,8	1,8	2,4
	5	0,865	2,9	6,1
	20	0,865	1,9	3,4
	100, 120	0,865	1,7	2,7
	5	1	2,0	-
	20	1	1,4	-
	100, 120	1	1,2	-

Примечание: границы допускаемой относительной погрешности рассчитаны по методике РД 153-34.0-11.209-99;
 δ_W^A , δ_W^P – границы допускаемой относительной погрешности измерения количества активной и реактивной электрической энергии соответственно, границы допускаемой относительной погрешности измерения средней мощности равны границам допускаемой погрешности измерения количества электрической энергии.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта ГДАР.411711.030.ФО
 «АИИС КУЭ филиала ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии». Формуляр».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

В комплект АИИС должны входить изделия и документация, указанные в таблице 4.

Таблица 4

Наименование	Кол-во, шт.
Технические средства ИИК ТИ	
Технические средства ИИК ТИ в соответствии с таблицей 1	
Технические средства ИВКЭ и ИВК	
Технические средства ИВКЭ и ИВК – в соответствии с таблицей 2	

Наименование	Кол-во, шт.
Документация	
ГДАР.411711.030.ВЭ «АИИС КУЭ филиала ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии». Ведомость эксплуатационных документов»	1
ГДАР.411711.030.Д1 «АИИС КУЭ филиала ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии». Методика поверки»	1

ПОВЕРКА

Поверка измерительных каналов АИИС проводится в соответствии с методикой поверки ГДАР.411711.030.Д1 «АИИС КУЭ филиала ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии». Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ СНИИМ «01» 11 2007 г.

Межповерочный интервал - 4 года.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный ТП2-2У-01, мультиметр АРРА-109, вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А», измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел», часы «Электроника-5».

Поверка измерительных компонентов АИИС проводится в соответствии со следующими нормативными документами по поверке: измерительные трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217, измерительные трансформаторы напряжения – по ГОСТ 8.216, счетчики электрической энергии «ЕвроАЛЬФА» – по методике поверки «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа «ЕвроАльфа». Методика поверки», счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.02.2 – по методике поверки ИЛГШ.411152.087РЭ1, контроллер RTU-325 – по методике поверки ДЯИМ.466453.005МП.

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ Р 8.596-2002	Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения
ГОСТ 30206-94	Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)
ГОСТ 26035-83	Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.
ГОСТ 7746-2001	Трансформаторы тока. Общие технические условия
ГОСТ 1983-2001	Трансформаторы напряжения. Общие технические условия
ГДАР.411711.030	АИИС КУЭ Генерация Бурятии ОАО «ТГК-14». Технорабочий проект

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии» зав. №1 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ: ОАО «ТГК-14», 672090 г.Чита, ул. Профсоюзная, д.23, тел. (3022)384559

Технический директор ОАО «ТГК-14»

 А.А. Лизунов