


СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ

ФГУ «Пензенский ЦСМ», д.т.н., проф.

 А.А. Данилов

27 декабря 2007 г.

<p><b>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ОАО «Ивановские ПГУ» АИИС КУЭ ПГУ</b></p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>36714-08</u></p>
--	---

Изготовлена по технической документации ОАО «Ивэлектроналадка» (г. Иваново) в соответствии с технорабочим проектом ИЭН 1547РД-07.01.000 и принадлежит ОАО «Ивановские ПГУ» (г. Комсомольск). Заводской номер 1.

#### **Назначение и область применения**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии АИИС КУЭ ПГУ предназначена для измерений количества электрической энергии и мощности, времени и интервалов времени.

Область применения: организация коммерческого учёта электрической энергии на подстанциях ОАО «Ивановские ПГУ» (г. Комсомольск), в том числе для взаимных расчётов между покупателем и продавцом на оптовом рынке электрической энергии (ОРЭ).

#### **Описание**

АИИС КУЭ ПГУ представляет собой трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

Функции, реализованные в АИИС КУЭ ПГУ:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измеренных приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин), привязанных к национальной шкале времени;
- передача результатов измерений в центры сбора и обработки информации (ЦСОИ) субъектов оптового рынка;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения (ПО) и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ ПГУ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ПГУ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ ПГУ, соподчинённой национальной шкале времени.

Состав АИИС КУЭ ПГУ:

- измерительно-информационные комплексы (ИИК) точек измерений электрической энергии – первый уровень;
- информационно-вычислительный комплекс электроустановок (ИВКЭ) – второй уровень;
- информационно-вычислительный комплекс (ИВК) – третий уровень;
- технические средства приёма-передачи данных.

Первый уровень – ИИК выполняет функцию автоматического проведения измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности на подстанциях ОАО «Иванов-

ские ПГУ» по одному из присоединений («точек измерений») и включает в себя следующие средства измерений:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ);
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН);
- счётчики электрической энергии, включающие в себя средства обеспечения единого времени (СОЕВ).

Состав ИИК приведён в таблице 1.

Таблица 1 – Состав ИИК

№ ИК	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Класс точности	№ в Госреестре СИ	Кол-во, шт.
1	Генератор паровой турбины ГП-1	ТШЛ 20-1	0,2	21255-03	3
		ЗНОЛ.06	0,2	3344-04	3
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
2	Генератор газовой турбины Г-1	ТШЛ 20-1	0,2	21255-03	3
		ЗНОЛ.06	0,2	3344-04	3
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
3	Генератор газовой турбины Г-2	ТШЛ 20-1	0,2	21255-03	3
		ЗНОЛ.06	0,2	3344-04	3
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
4	ВЛ-110 кВ «Ильинская-1»	ЕХК-СТО	0,2S	33112-06	1
		СТЕ3/123	0,2	33110-06	1
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
5	ВЛ-110 кВ «ИвГРЭС-Писцово»	ЕХК-СТО	0,2S	33112-06	1
		СТЕ3/123	0,2	33110-06	1
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
6	ВЛ-110 кВ «Комсомольская-1»	ЕХК-СТО	0,2S	33112-06	1
		СТЕ3/123	0,2	33110-06	1
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
7	ВЛ-110 кВ «Отрадное-1»	ЕХК-СТО	0,2S	33112-06	1
		СТЕ3/123	0,2	33110-06	1
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
8	ВЛ-110 кВ «Комсомольская-2»	ЕХК-СТО	0,2S	33112-06	1
		СТЕ3/123	0,2	33110-06	1
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
9	ВЛ-110 кВ «Ильинская-2»	ЕХК-СТО	0,2S	33112-06	1
		СТЕ3/123	0,2	33110-06	1
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
10	ВЛ-110 кВ «Отрадное-2»	ЕХК-СТО	0,2S	33112-06	1
		СТЕ3/123	0,2	33110-06	1
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
11	Трансформатор возбуждения Генератора ГП-1	ТПЛ 20	0,2S	21254-01	3
		ЗНОЛ.06	0,2	3344-04	3
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
12	Трансформатор возбуждения Генератора Г-1	ТПЛ 20	0,2S	21254-01	3
		ЗНОЛ.06	0,2	3344-04	3
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
13	Трансформатор возбуждения Генератора Г-2	ТПЛ 20	0,2S	21254-01	3
		ЗНОЛ.06	0,2	3344-04	3
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1

№ ИК	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Класс точности	№ в Госреестре СИ	Кол-во, шт.
14	КРУЭ-110 кВ, яч. №5, Трансформатор Т-100, 110 кВ	ЕХК-СТ0	0,2S	33112-06	1
		СТЕЗ/123	0,2	33110-06	1
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
15	КРУЭ-110 кВ, яч. №6, Трансформатор Т-101, 110 кВ	ЕХК-СТ0	0,2S	33112-06	1
		СТЕЗ/123	0,2	33110-06	1
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
16	КРУЭ-110 кВ, яч. №7, Трансформатор 5Т, 110 кВ	ЕХК-СТ0	0,2S	33112-06	1
		СТЕЗ/123	0,2	33110-06	1
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
17	КРУЭ-110 кВ, яч. №9, Трансформатор 6Т, 110 кВ	ЕХК-СТ0	0,2S	33112-06	1
		СТЕЗ/123	0,2	33110-06	1
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
18	КРУЭ-110 кВ, яч. №16, Трансформатор Т-102, 110 кВ	ЕХК-СТ0	0,2S	33112-06	3
		СТЕЗ/123	0,2	33110-06	1
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
19	КРУЭ-110 кВ, яч. №17, Трансформатор 1ТР, 110 кВ	ЕХК-СТ0	0,2S	33112-06	1
		СТЕЗ/123	0,2	33110-06	1
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
20	КРУЭ-110 кВ, яч. №18, Трансформатор Тр.гр №1, 110 кВ	ЕХК-СТ0	0,2S	33112-06	1
		СТЕЗ/123	0,2	33110-06	1
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
21	КРУЭ-110 кВ, яч. №21, Трансформатор Т-103, 110 кВ	ЕХК-СТ0	0,2S	33112-06	1
		СТЕЗ/123	0,2	33110-06	1
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
22	КРУ-6 кВ С-1 яч.1	ТЛШ-10	0,2S	11077-03	3
		ЗНОЛП	0,2	23544-02	3
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
23	КРУ-6 кВ С-2 яч.1	ТЛШ-10	0,2S	11077-03	3
		ЗНОЛП	0,2	23544-02	3
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
24	Генератор ГТЭ-110 ГС, сторона 10,5 кВ	В качестве ИИК по данным присоединениям используются соответствующие ИИК из Системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электрической энергии ОАО «Испытательный стенд Ивановской ГРЭС» регистрационный № 31116-06.			
25	КРУ-6кВ ГТУ, I секция, яч. №4, Тр-р №27				
26	КРУ-6кВ ГТУ, I секция, яч. №11, вентилятор (1-я скорость)				
27	КРУ-6кВ ГТУ, I секция, яч. №13, вентилятор (2-я скорость)				
28	КРУ-6кВ ГТУ, II секция яч. №14, Тр-р №26				
29	КРУ-6кВ ГТУ, I секция, яч. №7, Тр-р №21				

№ ИК	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Класс точности	№ в Госреестре СИ	Кол-во, шт.
30	КРУ-6кВ ГТУ, II секция, яч. №3, Тр-р №22				
31	Трансформатор возбуждения Генератора ГТЭ-110 ГС, сторона 10,5кВ				
32	КРУЭ-110 кВ, яч. №2, ВЛ-110 кВ, «Неро-1»	ЕХК-СТ0	0,2S	33112-06	1
		СТЕЗ/123	0,2	33110-06	1
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1
33	КРУЭ-110 кВ, яч. №23, ВЛ-110 кВ, «Неро-2»	ЕХК-СТ0	0,2S	33112-06	1
		СТЕЗ/123	0,2	33110-06	1
		Альфа А1800	0,2S/0,5	31857-06	1

Примечание – В процессе эксплуатации допускается замена ТТ и ТН на компоненты утверждённых типов того же или более высокого класса точности, счетчиков электрической энергии на счётчики того же типа того же или более высокого класса точности с внесением необходимых изменений в формуляр без внесения изменений в метрологические характеристики измерительных каналов и без переоформления сертификата об утверждении типа.

Второй уровень – ИВКЭ построен на базе устройства сбора и передачи данных типа RTU-325 (№ 19495-03 в Госреестре СИ). В состав ИВКЭ также входят средства обеспечения единого времени (СОЕВ). На уровне ИВКЭ обеспечивается:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);
- разграничение прав доступа к информации.

Между ИВКЭ и ИВК организован канал связи, обеспечивающий передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИВКЭ в ИВК.

Третий уровень – уровень ИВК состоит из компьютера в промышленном исполнении, сервера баз данных и АРМа. Уровень ИВК обеспечивает:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- автоматическое выполнение коррекции времени;
- сбор данных о состоянии средств измерений с ИВКЭ;
- контроль достоверности данных;
- контроль восстановления данных;
- возможность масштабирования долей именованных величин электрической энергии;
- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений в течение 3,5 лет;
- ведение нормативно-справочной информации;
- ведение «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;
- передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в ИАСУ КУ и другим заинтересованным субъектам ОРЭ;
- безопасность хранения данных и ПО в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 – 2003;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- диагностику работы технических средств и ПО;
- измерение времени и синхронизацию времени от СОЕВ.

## Основные технические характеристики

Основные технические характеристики для ИК №№ 24-31 соответствуют техническим характеристикам ИК АИИС КУЭ ОАО «Испытательный стенд Ивановской ГРЭС» (№31116-06 в Государственном реестре СИ), а для ИК №№ 1-23, 32, 33 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технические характеристики

№	Наименование характеристики	Значение
1	Номинальное значение первичного тока ( $I_1$ ) для ИК (№№ 1-3)	10000 А
2	Номинальное значение первичного тока ( $I_1$ ) для ИК (№№ 4-10, 14-15, 18, 21, 32, 33)	1200 А
3	Номинальное значение первичного тока ( $I_1$ ) для ИК (№№ 11-13)	400 А
4	Номинальное значение первичного тока ( $I_1$ ) для ИК (№№ 22, 23)	2000 А
5	Номинальное значение первичного тока ( $I_1$ ) для ИК (№№ 16, 17, 19, 20)	600 А
6	Диапазон первичного напряжения ( $U_1$ ) для ИК (№№ 1-3, 11-13)	(9,45 – 11,55) кВ
7	Диапазон первичного напряжения ( $U_1$ ) для ИК (№№ 4-10, 14-21, 32, 33)	(99 – 121) кВ
8	Диапазон первичного напряжения ( $U_1$ ) для ИК (№№ 22, 23)	(5,4 – 6,6) кВ
9	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	(0,8 – 1,0) емк. (0,5 – 1,0) инд.
10	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 4-23, 32, 33), включающих ТТ класса точности 0,2S; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 0,2S при емкостной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $\cos\varphi = 1$ ): $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,0 - 1,2) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,6 - 0,9) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,5 - 0,7) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,5 - 0,7) \%$
11	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95 для ИК (№№ 4-23, 32, 33), включающих ТТ класса точности 0,2S; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 0,2S при индуктивной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $\cos\varphi = 1$ ): $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,0 - 1,9) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,6 - 1,3) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,5 - 1,0) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,5 - 1,0) \%$
12	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95 для ИК (№№ 1-3), включающих ТТ класса точности 0,2; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 0,2S при емкостной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,0 - 1,3) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,6 - 0,8) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,5 - 0,7) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$ ): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,5 - 0,7) \%$

Продолжение таблицы 2 – Основные технические характеристики

№	Наименование характеристики	Значение
13	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95 для ИК (№№ 1-3), включающих ТТ класса точности 0,2; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 0,2S при индуктивной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,0 - 2,1) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,6 - 1,2) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ( $1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$ ): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,5 - 0,7) \%$
14	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95 для ИК (№№ 4-23, 32, 33), включающих ТТ класса точности 0,2S; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 0,5 при емкостной нагрузке ( $\sin\varphi = 0,6$ ):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,1 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,3 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,0 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,0 \%$
15	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95 для ИК (№№ 4-23, 32, 33), включающих ТТ класса точности 0,2S; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 0,5 при индуктивной нагрузке ( $\sin\varphi = 0,866$ ):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,5 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,0 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,8 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,8 \%$
16	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95 для ИК (№№ 1-3), включающих ТТ класса точности 0,2; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 0,5 при емкостной нагрузке ( $\sin\varphi = 0,6$ ):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,9 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,1 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,0 \%$
17	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95 для ИК (№№ 1-3), включающих ТТ класса точности 0,2; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 0,5 при индуктивной нагрузке ( $\sin\varphi = 0,866$ ):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,4 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,9 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,8 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,8 \%$

Продолжение таблицы 2 – Основные технические характеристики

№	Наименование характеристики	Значение
18	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной в пределах рабочего диапазона на каждые 10°С: – при измерении количества активной электрической энергии для всех каналов: при $\cos\varphi=1$ : при $\cos\varphi=0,5$ : – при измерении количества реактивной электрической энергии для всех каналов:	$\pm 0,1\%$ $\pm 0,2\%$ $\pm 0,5 \delta_{Qco}$
19	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений количества активной электрической энергии, вызванной изменением первичного напряжения для всех каналов в пределах $\pm 10\%$ : при $\cos\varphi=1$ : при $\cos\varphi=0,5$ :	$\pm 0,1\%$ $\pm 0,2\%$
20	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений, вызванной изменением частоты в пределах $\pm 5\%$ : – при измерении количества активной электрической энергии для всех каналов: – при измерении количества реактивной электрической энергии для всех ИК:	$\pm 0,1\%$ $\pm 0,5 \delta_{Qco}$
21	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений, вызванной внешним магнитным полем до 0,5 мТл – при измерении количества активной электрической энергии для всех каналов: – при измерении количества реактивной электрической энергии для всех ИК:	$\pm 0,5\%$ $\pm \delta_{Qco}$
22	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений текущего времени и интервалов времени	$\pm 5 \text{ с}$

Условия эксплуатации определяются условиями эксплуатации оборудования, входящего в комплект поставки АИИС КУЭ ПГУ:

– напряжение питающей сети переменного тока	(198 – 242) В
– частота питающей сети	(47,5 – 52,5) Гц
– температура (для ТН и ТТ)	([–30] – 50) °С
– температура (для счётчиков)	(5 – 40) °С
– температура (для УСПД, Сервера АИИС КУЭ, каналобразующего и вспомогательного оборудования)	(10 – 40) °С
– индукция внешнего магнитного поля (для счётчиков)	(0 – 0,5) мТл
Средняя наработка на отказ	35000 ч
Средний срок службы	10 лет

#### Знак утверждения типа

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

#### Комплектность

В комплект АИИС КУЭ ПГУ входят технические средства, программные средства и документация, представленные в таблицах 3, 4 и 5 соответственно.

Таблица 3 – Технические средства

№	Наименование	Обозначение	Кол-во
1	Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	18
2	Трансформатор напряжения	STE3/123	4
3	Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	6
6	Трансформатор тока	ТШЛ 20-1	9
7	Трансформатор тока	EXK-CT0 LG	17
8	Трансформатор тока	ТПЛ 20	9
9	Трансформатор тока	ТЛШ-10	6
10	Счётчик электрической энергии Альфа А1800	A1802RAL-Q-P4GB-DW-4	25
11	УСПД RTU-325	RTU-325-E1-512-M3-B8-G	1
12	Патч-панель 360-360-60 16 ST(62,5/125) в полной комплектации		2
13	Информационно-вычислительный комплекс в составе: – Промышленный компьютер HP Proliant ML370R 5U Xeon DP/3.4-512kB-1Mb, 1Gb, CD, LAN, FDD, no HDD, Rack-mount model, 3x72.8Gb 10000 rpm Ultra320-SCSI Hot-Plug, SmartArray 6402 Controller 128Mb 2xUltra320, DVD+R\RW 16X Half Height, плата PCI-X 8Rs232 – Компьютер (P4H2.8-1M/ 512M400/ 80G-SATA/ DVD±RW/ FDD/ LAN/ KB701/ Mo/ fU/ Clr/ CARE3/)	HP Proliant ML370R	2 (основ- ной и ре- зервный)
14	Вспомогательное оборудование в составе: – ИБП;	Smart-UPS SUA- 3000RMXL13U	1
	– Интегрированные клавиатура, монитор (15") и KVM.		1
	Патч-панель 19" 1U, 16 ST MM, 62,5/125 (пол- ная комплектация)		1
15	Каналообразующая аппаратура в составе: – Беспроводной терминал;	Siemens MC-35I Terminal	1
	– Модем;	Zyxel U-336RE	1
	– Преобразователь RS485/FO SighaMax 065- 1162i;	SighaMax 065-1162i	2
	– Преобразователь RS485/FO ADAM;	ADAM	2
	– Коммутатор Ethernet.	Switch SighaMax 19"	1

Таблица 4 – Программные средства

№	Наименование	Обозначение	Кол-во
1	Программное обеспечение для счетчиков	MeterCat (AlphaPlus W 1.8)	1
2	ПО Windows Server ClientAccessLicense 2003 Rus- sian	434-3811-MICROSOFT-SL	5
3	ПО Windows XP Professional ServicePack2 Russian	434-19-MICROSOFT-SL	2
4	СУБД MS SQL 2000 на 4 клиента		1
5	Программный комплекс «Энергосфера»	ES++ 10	1
6	Многопользовательская версия ПО АльфаЦентр на 5 пользователей СУБД ORACLE на 5 пользова- телей AC_SE_5	AC_SE_5 Standart edition	1
7	Модуль для переносного пульта AC_L	AC Laptop	1
8	Модуль мониторинга AC_M	AC Monitoring	1



Продолжение таблицы 4 – Программные средства

№	Наименование	Обозначение	Кол-во
9	Модуль диагностики АС_D	АС_D Diagnostic	1
10	Модуль двойных интервалов АС_i2	АС_i2	1
11	Модуль выполнения заданий в ручном режиме и автоматически по расписанию	АСКП, 63002,60002,XML, АС_Time	1
12	Модуль автоматического обмена информацией с системой АСКП	АС_АСКП	1
13	Модуль оперативной передачи данных	АС_ОПД	1
14	Программное обеспечение Windows 2003 Srv	Windows 2003 Srv	2

Таблица 5 – Документация

№	Наименование	Кол-во
1	ИЭН 1547РД-07.01.000.РП Том 1. Технический проект	1
2	ИЭН 1547 РД-07. 02. 000. РП Том 2. Рабочая документация	1
3	ИЭН 1547РД-07.03.000.ЭД Том 3.Эксплуатационная документация	1
	В составе:	
4	ИЭН 1547РД-07.03.000.ЗИ Ведомость ЗИП	1
5	ИЭН 1547РД-07.03.000.И2 Технологическая инструкция	1
6	ИЭН 1547РД-07.03.000.И3 Руководство пользователя	1
7	ИЭН 1547РД-07.03.000.В6 Перечень входных данных	1
8	ИЭН 1547РД-07.03.000.В8 Перечень выходных данных	1
9	ИЭН 1547РД-07.03.000.ИЭ Инструкция по эксплуатации	1
10	ИЭН 1547 РД-07.03.000 ПС Паспорт	1
11	ИЭН 1547РД-07.03.000.И4 Инструкция по формированию и ведению базы данных	1

### Поверка

Поверка производится в соответствии с документом «АИИС КУЭ ПГУ. Методика поверки», согласованным ГЦИ СИ ФГУ «Пензенский ЦСМ» 28 декабря 2007 г.

Перечень основного оборудования, необходимого для поверки:

- мультиметр «Ресурс-ПЭ»;
- приёмник сигналов точного времени – радиочасы РЧ-011;
- средства поверки в соответствии с нормативными документами (ГОСТ 8.216, ГОСТ 8.217, МИ 2845, методика поверки счётчиков Альфа А1800), регламентирующими поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ ПГУ.

Межповерочный интервал – не более четырёх лет.

### Нормативные и технические документы

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»

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

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

ГОСТ 30206-94 «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2 S и 0,5 S)»

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

Счетчик электрической энергии многофункциональный Альфа А1800. ПАСПОРТ ДЯИМ.411152.018 ПС.

Многофункциональный счетчик электрической энергии типа Альфа А1800. РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЯИМ.411152.018 РЭ.

АИИС КУЭ ПГУ. Техноробочий проект ИЭН 1547РД-07.01.000.

АИИС КУЭ ПГУ\_Описание типа

## Заключение

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ОАО «Ивановские ПГУ» утверждён с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации.

Изготовитель –ОАО «Ивэлектроналадка»

✉ 153032, г. Иваново, ул. Ташкентская, 90

☎ (4932) 230-230

Генеральный директор  
ОАО «Ивэлектроналадка»



В.К. Журавлёв