

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-110 Вологодской ТЭЦ

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-110 Вологодской ТЭЦ (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя сервер сбора, обработки и хранения данных ПГУ-110 Вологодской ТЭЦ (далее по тексту – сервер АИИС КУЭ), автоматизированные рабочие места операторов АИИС КУЭ, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

В качестве сервера АИИС КУЭ используется промышленный компьютер HP ProLiant DL120 G7, зав. номер CZ224609C1, производства компании HP с установленным программным обеспечением «Программный комплекс «АльфаЦЕНТР» (далее по тексту – ПК «АльфаЦЕНТР») производства ООО «Эльстер Метроника».

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов участникам ОРЭМ, прием информации о результатах измерений и состоянии средств измерений от смежных субъектов ОРЭМ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения 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;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- передача журналов событий счетчиков

#### Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Сервер АИИС КУЭ автоматически в заданные интервалы времени производит считывание из счетчиков данных коммерческого учета электроэнергии и записей журнала событий счетчиков. Считывания данных из счетчиков и обмен информацией с сервером АИИС КУЭ происходит по медным кабельным и оптоволоконным линиям по протоколам RS-485 и Ethernet. После поступления в сервер считанной информации с помощью внутренних сервисов ПК «АльфаЦЕНТР» данные обрабатываются и записываются в энергонезависимую память сервера АИИС КУЭ (заносятся в базу данных). При этом происходит приведение результатов измерений к реальным значениям с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием инженерного пульта (ноутбука) через встроенный оптический порт.

В АИИС КУЭ в качестве подсистемы входит АИИС КУЭ ОАО «Вологодская ТЭЦ» (Госреестр № 34654-07). Результаты измерений и записи журналов событий средств измерения АИИС КУЭ ОАО «Вологодская ТЭЦ» передаются в сервер АИИС КУЭ посредством доступа по ЛВС к базам данных сервера АИИС КУЭ ОАО «Вологодская ТЭЦ», организованного средствами ПК «АльфаЦЕНТР».

Передача информации коммерческому оператору оптового рынка электрической энергии и мощности (ОАО «АТС»), в региональное подразделение ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям осуществляется с сервера АИИС КУЭ по электронной почте с помощью сети Internet в виде файла формата XML. При необходимости, он подписывается электронной цифровой подписью.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УССВ, счетчиков, сервера АИИС КУЭ. В качестве УССВ используется NTP-сервер точного времени «Метроном-200», зав. номер 030111376220, производства ООО «Метротек», укомплектованный антенной для приема сигналов точного времени систем GPS/ГЛОНАСС

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УССВ происходит с цикличностью один раз в 1024 с. Синхронизация осуществляется при каждом цикле сравнения не зависимо от величины расхождения показаний часов сервера и УССВ.

Сравнение показаний часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется один раз в сутки при расхождении показаний часов счетчика и сервера АИИС КУЭ на величину более чем  $\pm 3$  с.

#### **Программное обеспечение**

В состав программного обеспечения (далее по тексту – ПО) АИИС КУЭ входит: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, программные средства СБД АИИС КУЭ - ПО систем управления базами данных (СУБД SQL), и прикладное ПО – ПК «АльфаЦЕНТР», программные средства счетчиков электроэнергии – встроенное ПО счетчиков электроэнергии, встроенное ПО СОЕВ.

Состав прикладного программного обеспечения АИИС КУЭ приведён в таблице 1.

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО на сервере АИИС КУЭ	Альфа Центр ifrun60.EXE	12.06.01	216924675	CRC32
	Альфа Центр Коммуникатор trtu.exe	4.0.2	2896230859	CRC32
	Альфа Центр Диспетчер заданий АСTaskManager.exe	2.13.1.0	711817817	CRC32
	Альфа Центр Утилиты ACUtils.exe	2.5.12.155	2053471825	CRC32
	Альфа Центр Редактор формул ACCalc.exe	2.12.11.0	2511169314	CRC32
	Альфа Центр Мониторинг АСMonitor.exe	2.3.14.306	526616940	CRC32
	Альфа Центр GPS Time Reader GPSReader.exe	3.12.1.0	4192314270	CRC32
	Альфа Центр Макеты АТС XMLConfig.exe	2.12.11.0	1455821011	CRC32
	Альфа Центр L center_l.exe	4.0.2	1052709472	CRC32
ПО на АРМ	Альфа Центр ifrun60.EXE	12.06.01	216924675	CRC32

ПО АИИС КУЭ не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в Таблице 3 и Таблице 4.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование ИИК (присоединения), код точки измерений	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	Сервер	Вид элект-роэнергии
1	2	3	4	5	7	8
1	Вологодская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ввод 1 ЭВ ТБ-2 тр-ра ТБ-2 353080001207201	ТАТ КТ 0,2S 1000/5 Зав. №№ 12030274; 12030273; 12030284 Госреестр № 29838-11	НАМИ-110УХЛ1 КТ 0,2 (110000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 8405; 8385; 8386 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0802130914 Госреестр № 36697-12	НР ProLiant DL120 G7, зав. номер CZ224609C1	Активная Реактивная
2	Вологодская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ввод 2 ЭВ ТБ-2 тр-ра ТБ-2 353080001207202	ТАТ КТ 0,2S 1000/5 Зав. №№ 12030279; 12030281; 12030295 Госреестр № 29838-11	НАМИ-110УХЛ1 КТ 0,2 (110000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 8405; 8385; 8386 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0802130916 Госреестр № 36697-12		Активная Реактивная
3	Вологодская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ввод 1 ЭВ ТБ-1 тр-ра ТБ-1 353080001207101	ТАТ КТ 0,2S 1000/5 Зав. №№ 12030277; 12030280; 12030278 Госреестр № 29838-11	НАМИ-110УХЛ1 КТ 0,2 (110000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 8402; 8400; 8394 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0802130928 Госреестр № 36697-12		Активная Реактивная
4	Вологодская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ввод 2 ЭВ ТБ-1 тр-ра ТБ-1 353080001207102	ТАТ КТ 0,2S 1000/5 Зав. №№ 12030276; 12030283; 12030275 Госреестр № 29838-11	НАМИ-110УХЛ1 КТ 0,2 (110000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 8402; 8400; 8394 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0802131072 Госреестр № 36697-12		Активная Реактивная
5	Вологодская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ввод ЭВ РТСН тр-ра РТСН 353080001107301	ТАТ КТ 0,2S 500/5 Зав. №№ 12030299; 12030297; 12030298 Госреестр № 29838-11	НАМИ-110УХЛ1 КТ 0,2 (110000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 8381; 8391; 8395 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0802131079 Госреестр № 36697-12		Активная Реактивная
6	Турбогенератор Г-2 351150003213002	ТЛШ-10 КТ 0,2 3000/5 Зав. №№ 1136; 1134; 1135 Госреестр № 11077-07	ТЯР4 КТ 0,2 (10500/√3)/(100/√3) Зав. №№ 1VLT5212007688; 1VLT5212007689; 1VLT5212007690 Госреестр № 17083-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0802130995 Госреестр № 36697-12		Активная Реактивная
7	Турбогенератор Г-1 351150003213001	АОН-F КТ 0,2S 6500/1 Зав. №№ 09/449570203; 09/449570201; 09/449570202 Госреестр № 43946-10	СТУ17 КТ 0,2 (10500/√3)/(100/√3) Зав. №№ 08191522; 08191520; 08191524 Госреестр № 45813-10	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0809110015 Госреестр № 36697-08		Активная Реактивная
8	Вологодская ТЭЦ, РУСНБ 6 кВ 2 с.ш. яч.20 351150003114201	ТЛО-10 КТ 0,2S 150/5 Зав. №№ 13691; -; 13687 Госреестр № 25433-08	ЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 (6300/√3)/(100/√3) Зав. №№ 1003439; 1003740; 1003942 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0804113407 Госреестр № 36697-08		Активная Реактивная
9	РУСНБ 6 кВ 1 с.ш. яч.17	ТЛО-10 КТ 0,2S 1500/5 Зав. №№ 13725; 13718; 13721 Госреестр № 25433-08	ЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 (6300/√3)/(100/√3) Зав. №№ 1004198; 1004200; 1005947 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0804113311 Госреестр № 36697-08		Активная Реактивная
10	РУСНБ 6 кВ 2 с.ш. яч.23	ТЛО-10 КТ 0,2S 1500/5 Зав. №№ 13727; 13731; 13715 Госреестр № 25433-08	ЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 (6300/√3)/(100/√3) Зав. №№ 1003439; 1003740; 1003942 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0804110699 Госреестр № 36697-08		Активная Реактивная
11	РУСНБ 6 кВ РС яч.2	ТЛО-10 КТ 0,2S 1500/5 Зав. №№ 13723; 13722; 13728 Госреестр № 25433-08	ЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 (6300/√3)/(100/√3) Зав. №№ 1003779; 1004195; 1003781 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0804113393 Госреестр № 36697-08		Активная Реактивная

Таблица 3

Номер ИИК	Коэф. мощности $\cos \varphi$	Пределы допускаемых относительных погрешностей ИИК при измерении активной электроэнергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации $\delta$ , %			
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 - 5, 7 ТГ – 0,2S; ТН – 0,2; Счетчик – 0,2S	1,0	$\pm 1,2$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
	0,9	$\pm 1,2$	$\pm 0,9$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
	0,8	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	0,7	$\pm 1,5$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	0,6	$\pm 1,7$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
8 - 11 ТГ – 0,2S; ТН – 0,5; Счетчик – 0,2S	0,5	$\pm 2,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	1,0	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	0,9	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,8	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
	0,7	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
6 ТГ – 0,2; ТН – 0,2; Счетчик – 0,2S	0,6	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
	0,5	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	1,0	–	$\pm 1,1$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
	0,9	–	$\pm 1,2$	$\pm 0,9$	$\pm 0,8$
	0,8	–	$\pm 1,4$	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$
0,7	–	$\pm 1,6$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	0,6	–	$\pm 1,8$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
	0,5	–	$\pm 2,2$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$

Таблица 4

Номер ИИК	Коэф. мощности $\cos \varphi / \sin \varphi$	Пределы допускаемых относительных погрешностей ИИК при измерении реактивной электроэнергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации $\delta$ , %			
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 - 5, 7 ТГ – 0,2S; ТН – 0,2; Счетчик – 0,5	0,9/0,44	$\pm 2,6$	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,8/0,6	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,7/0,71	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,6/0,8	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,5/0,87	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
8 - 11 ТГ – 0,2S; ТН – 0,5; Счетчик – 0,5	0,9/0,44	$\pm 2,9$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
	0,8/0,6	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,7/0,71	$\pm 2,2$	$\pm 1,9$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,6/0,8	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,5/0,87	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
6 ТГ – 0,2; ТН – 0,2; Счетчик – 0,5	0,9/0,44	–	$\pm 2,7$	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$
	0,8/0,6	–	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
	0,7/0,71	–	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
	0,6/0,8	–	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
	0,5/0,87	–	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с/сут.

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение переменного тока от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;
- сила переменного тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos\phi=0,9$  инд;
- температура окружающей среды: 20 °С.

4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение переменного тока от  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ;
- сила переменного тока от  $0,05 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$  для ИИК № 6, от  $0,01 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$  для ИИК №№ 1 - 5, 7 - 11;
- температура окружающей среды:
  - для счетчиков электроэнергии от плюс 15 до плюс 35 °С;
  - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
  - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

5. Трансформаторы тока изготовлены по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики - по ГОСТ 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:  
среднее время наработки на отказ:

- счетчики СЭТ-4ТМ.03М (номер в Госреестре 36697-12) – не менее 165000 часов;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М (номер в Госреестре 36697-08) – не менее 140000 часов;

среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 2$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют возможность пломбирования;
- на счетчиках предусмотрена возможность пломбирования крышки зажимов и откидывающейся прозрачной крышки на лицевой панели счетчика;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, серверах, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и разграничение прав доступа;
- защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере АИИС КУЭ, АРМ (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии (тридцатиминутный график нагрузки активной и реактивной энергии в двух направлениях):  
СЭТ-4ТМ.03М – не менее 113 суток; при отключении питания – не менее 3 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средств измерений

Таблица 6 Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	АОН-F	3
Трансформатор тока	ТАТ	15
Трансформатор тока	ТЛО-10	11
Трансформатор тока	ТЛШ-10	3
Трансформатор напряжения	СТУ17	3
Трансформатор напряжения	ТТР4	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6У2	9
Трансформатор напряжения	НАМИ-110УХЛ1	9
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	10
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16	1
Сервер АИИС КУЭ	HP ProLiant DL120 G7	1
Сервер точного времени	Метроном-200	1
АРМ	Моноблок HP 8300 Compaq H4U99ES	1
KVM-консоль	ATEN KL1100	1
Маршрутизатор	Cisco 1921/K9	1
Коммутатор	Cisco 2960-24-S	1
Медиаконвертор	MOXA IMC-21-S-SC	2
Конвертор	Nport IA 5250	1
Конвертор	NPort IA 5150	1
Источник бесперебойного питания	Smart-UPS RT 3000VA RM230V	1
Блок питания	DR-45-24	2
Специализированное программное обеспечение	ПК «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	ГДАР.411711.157 ПФ	1
Методика поверки	МП 1584/550-2013	1

## **Поверка**

осуществляется по документу МП 1584/550-2013 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-110 Вологодской ТЭЦ. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в мае 2013 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
  - трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
  - счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (номер в Госреестре 36697-12) – по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012;
  - счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (номер в Госреестре 36697-08) – по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);  
Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;  
Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в документе: «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ПГУ-110 Вологодской ТЭЦ. Методика измерений. ГДАР.411711.157.МВИ». Аттестована ЗАО НПП «ЭнергопромСервис». Свидетельство об аттестации методики измерений № 056/01.00238-2008/157-2013 от 14 мая 2013 г.

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)**

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

5 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

6 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

7 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

8 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

## **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.



**Изготовитель**

ЗАО НПП «ЭнергопромСервис»  
105120, г. Москва, Костомаровский переулок, д. 3, офис 104  
Тел./факс: +7 (499) 967-85-67

**Заявитель**

ЗАО НПП «ЭнергопромСервис»  
105120, г. Москва, Костомаровский переулок, д. 3, офис 104  
Тел./факс: +7 (499) 967-85-67

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»). Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.  
117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31  
Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11 Факс (499) 124-99-96

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

\_\_\_\_\_

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.