

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПГУ-115 МВт Дягилевской ТЭЦ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПГУ-115 МВт Дягилевской ТЭЦ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя ИВК «ИКМ-Пирамида», устройство синхронизации времени на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УСВ-2 (Зав. № 3053), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы по каналу связи Ethernet, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-2, синхронизирующим собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приёмника, входящего в состав УСВ-2. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц по сигналам от встроенного приемника ГЛОНАСС/GPS к шкале координированного времени UTC составляет не более 10 мкс. ИВК «ИКМ-Пирамида» периодически (1 раз в 1 час) сравнивает своё системное время с УСВ-2, корректировка часов ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется независимо от наличия расхождения. Абсолютная погрешность текущего времени, измеряемого ИВК «ИКМ-Пирамида» (системное время) составляет не более ± 3 с/сутки. Часы УСПД синхронизированы по времени с часами ИВК «ИКМ-Пирамида», сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Абсолютная погрешность измерений времени УСПД составляет ± 1 с/сутки. Сличение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов осуществляется при расхождении часов счетчиков и УСПД ± 3 с, но не чаще 1 раза в сутки. Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и ИВК «ИКМ-Пирамида» отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

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
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramide.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр № 21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7	8
ГТП Генерации							
1	ДТЭЦ ПГУ-115 МВт Блок ГТУ № 1	ТЛП-10 4000/1 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 39 575 В: Зав. № 39 573 С: Зав. № 39 578	ЗНОЛ.06.4-10 10500:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 А: Зав. № 3005750 В: Зав. № 3005747 С: Зав. № 3005748	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812124182	СИКОН С70 Зав. № 07361	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 508	активная реактивная
2	ДТЭЦ ПГУ-115 МВт Блок ГТУ № 2	ТЛП-10 4000/1 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 39 577 В: Зав. № 39 576 С: Зав. № 39 574	ЗНОЛ.06.4-10 10500:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 А: Зав. № 3005745 В: Зав. № 3005749 С: Зав. № 3005742	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822125027	СИКОН С70 Зав. № 07361	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 508	активная реактивная
3	ДТЭЦ ПГУ-115 МВт Блок ПТУ	ТЛП-10 3000/1 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 39 570 В: Зав. № 39 572 С: Зав. № 39 571	ЗНОЛ.06.4-10 10500:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 А: Зав. № 3005744 В: Зав. № 3005743 С: Зав. № 3005746	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822125019	СИКОН С70 Зав. № 07361	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 508	активная реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	
ГТП Потребления								
4	ДТЭЦ ПГУ-115 МВт ОРУ-110 кВ, яч. 2, КЛ 110 кВ, Дягилево № 2	ТОГФ-110 800/1 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 488 В: Зав. № 487 С: Зав. № 481	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 А: Зав. № 9380 В: Зав. № 9368 С: Зав. № 9365	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812123735	СИКОН С70 Зав. № 07361	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 508	активная реактивная	
5	ДТЭЦ ПГУ-115 МВт ОРУ-110 кВ, яч. 3, КВЛ 110 кВ, Рязань с отпайкой на ПС Печатная	ТОГФ-110 800/1 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 482 В: Зав. № 483 С: Зав. № 484		СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822125012	СИКОН С70 Зав. № 07361	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 508	активная реактивная	
6	ДТЭЦ ПГУ-115 МВт ОРУ-110 кВ, яч. 5, КВЛ 110 кВ, Ямская с отпайками	ТОГФ-110 800/1 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 470 В: Зав. № 469 С: Зав. № 468		НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 А: Зав. № 9367 В: Зав. № 9381 С: Зав. № 9357	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812123741	СИКОН С70 Зав. № 07361	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 508	активная реактивная
7	ДТЭЦ ПГУ-115 МВт ОРУ-110 кВ, яч. 6, КВЛ 110 кВ, Дягилево № 1	ТОГФ-110 800/1 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 485 В: Зав. № 486 С: Зав. № 480		СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822125133	СИКОН С70 Зав. № 07361	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 508	активная реактивная	

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ($\pm \delta$), %			Погрешность в рабочих условиях, ($\pm \delta$), %		
		$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
(ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	0,6	0,7	1,0	0,9	1,0	1,2
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,6	0,7	1,0	0,9	1,0	1,2
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	0,7	0,8	1,2	1,0	1,1	1,4
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	1,2	1,3	2,1	1,4	1,5	2,2

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ($\pm \delta$), %			Погрешность в рабочих условиях, ($\pm \delta$), %		
		$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
(ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	1,3	1,0	0,9	1,9	1,8	1,7
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,3	1,0	0,9	1,9	1,8	1,7
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	1,6	1,4	1,0	2,2	1,9	1,7
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	2,6	2,0	1,6	2,9	2,4	2,1

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

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

3 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: диапазон напряжения (0,99 – 1,01) U_N ; диапазон силы тока (0,02 – 1,2) I_N , частота (50 \pm 0,15) Гц; коэффициент мощности $\cos j = 0,5; 0,8; 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды:

- ТТ и ТН от минус 45 °С до плюс 40 °С;
- счетчиков от плюс 21 °С до плюс 25 °С;
- УСПД от плюс 15 °С до плюс 25 °С;
- ИВК от плюс 15 °С до плюс 25 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4 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) $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 \pm 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) $I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 \pm 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха: температура окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 60 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 0,9$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 °С до плюс 35 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСПД, ИВК «ИКМ-Пирамида», УСВ на однотипные утвержденных типов. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - ИВК «ИКМ-Пирамида»;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - ИВК «ИКМ-Пирамида».

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);

- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточный график средних мощностей по каждому каналу – 45 суток;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПГУ-115 МВт Дягилевской ТЭЦ» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10	30709-11	9
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	44640-10	12
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ	46738-11	9
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110 УХЛ1	24218-13	6
Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	7
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Комплексы информационно-вычислительные	«ИКМ-Пирамида»	45270-10	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 59443-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПГУ-115 МВт Дягилевской ТЭЦ». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. 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 СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденным ВНИИМС в 2005 г.;
- УСВ-2 – в соответствии с документом «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.001И1», утверждённым ФГУП «ВНИИФТРИ» 12 мая 2010 г.;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - в соответствии с документом «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки. ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 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 «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии «ПГУ-115 МВт Дягилевской ТЭЦ» для оптового рынка электрической энергии (АИИС КУЭ «ПГУ-115 МВт Дягилевской ТЭЦ»)», аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПГУ-115 МВт Дягилевской ТЭЦ»

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д.8

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 42-45-02

E-mail: st@sicon.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энергетических решений»

ООО «Центр энергетических решений»

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 40

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, 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.