

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Северная энергетическая компания» (по сетям ОАО «Энерго-Газ-Ноябрьск»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Северная энергетическая компания» (по сетям ОАО «Энерго-Газ-Ноябрьск») (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя 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.

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее – УСВ), встроенное в УСПД.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), состоящий из сервера с установленным программным обеспечением ПК «Энергосфера», а также совокупности аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Вспомогательное оборудование - автоматизированное рабочее место персонала (АРМ) с установленным программным обеспечением ПК «Энергосфера», монитор, комплект устройств интерактивного ввода-вывода.

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

Первичные 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 мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. 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 через интерфейс RS-485 поступает на вход GSM/GPRS коммуникатора PGC, откуда по каналам связи стандарта GSM с помощью службы передачи данных GPRS/CSD передается в УСПД, где осуществляется

вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных с помощью проводного канала связи стандарта Ethernet на верхний уровень системы (ИВК) в сервер, 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 установленных форматов 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), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени, включающей в себя приемник сигналов точного времени, который входит в состав УСПД «ЭКОМ-3000». Часы УСПД в автоматическом непрерывном режиме синхронизируют собственное системное время к единому координированному времени по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений астрономического времени УСПД составляет не более 0,2 с/сут. Сервер базы данных периодически (1 раз в 1 час) сравнивает свое системное время со временем часов УСПД. При обнаружении расхождения больше ± 1 с внутреннего времени в сервере ИВК от времени часов УСПД производится синхронизация времени сервера. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с. 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 сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Северная энергетическая компания» (по сетям ОАО «Энерго-Газ-Ноябрьск») используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 6.5, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.5
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Другие идентификационные данные (если имеются)	Pso_metr.dll, версия 1.1.1.1

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 2 – 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 таблице 2 – 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Номер точки измерений на однолинейной схеме	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	4	ПС «Летняя» 110/10/10 кВ ЗРУ-10 кВ 2 С яч. Л-25	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 60250 Зав. № 50854	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 5317	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811090833	ЭКОМ-3000 Зав. № 11092841	Depo Storm 1250Q1	активная реактивная
2	8	ПС «Летняя» 110/10/10 кВ ЗРУ-10 кВ 3 С яч. Л-39	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 60251 Зав. № 53043	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 2838	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810093223			активная реактивная
3	16	ПС «Владимирская» 110/10/10 кВ ЗРУ-10 кВ 3 С яч. В-36	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 37607 Зав. № 38880	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 0533	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810093256			активная реактивная
4	21	ПС «Городская» 110/10/10 кВ ЗРУ-10 кВ 1 С яч. Г-12	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 50592 Зав. № 58051	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 10000/100 Зав. № 3783	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810093048			активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК							
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %				Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %			
		cos j = 1	cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 1	cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3; 9 – 12; 15; 16; 17; 18 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S (СЭТ-4ТМ.03М ГОСТ Р 53323-2005))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±0,9	±1,1	±1,3	±2,2	±1,1	±1,3	±1,4	±2,4
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±1,1	±1,4	±1,6	±3,0	±1,3	±1,5	±1,8	±3,1
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±1,8	±2,3	±2,9	±5,4	±1,9	±2,4	±3,0	±5,5
1; 2; 6 – 8; 13 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S (СЭТ-4ТМ.03М ГОСТ Р 53323-2005))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±0,9	±1,1	±1,3	±2,2	±1,1	±1,3	±1,4	±2,4
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±0,9	±1,1	±1,3	±2,2	±1,1	±1,3	±1,4	±2,4
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±1,1	±1,4	±1,6	±3,0	±1,3	±1,5	±1,8	±3,1
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	±1,8	±2,3	±2,9	±5,4	±2,0	±2,5	±3,0	±5,5
14 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,2S (СЭТ-4ТМ.03М ГОСТ Р 53323-2005))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±0,7	±0,9	±1,1	±1,9	±1,0	±1,1	±1,3	±2,1
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±1,0	±1,2	±1,5	±2,8	±1,2	±1,4	±1,6	±2,9
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±1,8	±2,3	±2,8	±5,3	±1,9	±2,3	±2,9	±5,4
4; 5 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,2S (СЭТ-4ТМ.03М ГОСТ Р 53323-2005))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±0,7	±0,9	±1,1	±1,9	±1,0	±1,1	±1,3	±2,1
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±0,7	±0,9	±1,1	±1,9	±1,0	±1,1	±1,3	±2,1
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±1,0	±1,2	±1,5	±2,8	±1,2	±1,4	±1,6	±2,9
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	±1,8	±2,3	±2,8	±5,3	±1,9	±2,4	±2,9	±5,4
19 (ТТ 0,5S; Сч 0,2S (СЭТ-4ТМ.03М.08 ГОСТ Р 53323-2005))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±0,6	±0,8	±1,0	±1,8	±0,9	±1,1	±1,2	±2,0
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±0,6	±0,8	±1,0	±1,8	±0,9	±1,1	±1,2	±2,0
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±0,9	±1,2	±1,4	±2,7	±1,1	±1,3	±1,6	±2,8
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	±1,7	±2,2	±2,8	±5,3	±1,9	±2,4	±2,9	±5,4

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		sin j = 0,4 cos j = 0,9	sin j = 0,6 cos j = 0,8	sin j = 0,9 cos j = = 0,5	sin j = 0,4 cos j = 0,9	sin j = 0,6 cos j = 0,8	sin j = 0,9 cos j = = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8
3; 9 – 12; 15; 16; 17; 18 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5 (СЭТ-4ТМ.03М ГОСТ Р 52425-2005))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±2,6	±1,9	±1,3	±3,2	±2,6	±2,2
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±3,5	±2,5	±1,6	±3,9	±3,0	±2,4
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±6,4	±4,4	±2,6	±6,6	±4,7	±3,1
1; 2; 6 – 8; 13 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5 (СЭТ-4ТМ.03М ГОСТ Р 52425-2005))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±2,6	±1,9	±1,3	±3,2	±2,5	±2,0
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±2,6	±1,9	±1,3	±3,2	±2,5	±2,0
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±3,5	±2,5	±1,6	±3,9	±3,0	±2,2
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	±6,5	±4,5	±2,7	±6,7	±4,8	±3,2
14 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5 (СЭТ-4ТМ.03М ГОСТ Р 52425-2005))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±2,3	±1,7	±1,1	±2,9	±2,4	±2,1
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±3,3	±2,3	±1,5	±3,7	±2,9	±2,3
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±6,3	±4,3	±2,5	±6,5	±4,6	±3,1
4; 5 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5 (СЭТ-4ТМ.03М ГОСТ Р 52425-2005))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±2,3	±1,7	±1,1	±2,9	±2,4	±1,9
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±2,3	±1,7	±1,1	±2,9	±2,4	±1,9
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±3,3	±2,3	±1,5	±3,7	±2,8	±2,1
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	±6,3	±4,4	±2,7	±6,6	±4,7	±3,2
19 (ТТ 0,5S; Сч 0,5 (СЭТ-4ТМ.03М.08 ГОСТ Р 52425-2005))	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±2,2	±1,6	±1,1	±2,8	±2,3	±1,8
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±2,2	±1,6	±1,1	±2,8	±2,3	±1,8
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±3,2	±2,2	±1,4	±3,7	±2,8	±2,0
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	±6,3	±4,4	±2,6	±6,5	±4,7	±3,2

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±0,15) Гц; коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 0,9$ инд.;
- температура окружающей среды:
 - ТТ и ТН от минус 40 до плюс 40 °С;
 - счетчиков от плюс 21 до плюс 25 °С;
 - УСПД от плюс 10 до плюс 30 °С;
 - ИВК от плюс 10 до плюс 30 °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_{n1} ; диапазон силы первичного тока - (0,02 – 1,2) I_{n1} ; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;
 - температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 40 °С.
- для счетчиков электроэнергии:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,8 – 1,15) U_{n2} ; диапазон силы вторичного тока - (0,01 – 1,2) I_{n2} ; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 2,5) Гц;
 - температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С;
 - относительная влажность воздуха 90 % при 30 °С;
 - атмосферное давление от 70 кПа до 106,7 кПа;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.
- для аппаратуры передачи и обработки данных:
 - параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
 - температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30 °С.

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 0 до плюс 40 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на одноступенчатый утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Северная энергетическая компания» 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 $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД ЭКОМ-3000 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 75000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ ч;
- сервер DEPO Storm 1250Q1 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 50000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ 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;
 - – сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 114 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Северная энергетическая компания» (по сетям ОАО «Энерго-Газ-Ноябрьск») 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.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10	7069-07	14
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	15128-07	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	51623-12	6
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	1856-63	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2473-05	6
Трансформатор тока	ТТИ-30	28139-12	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	831-69	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	16687-97	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	16687-07	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	11094-87	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	14
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	5
УСПД	ЭКОМ-3000	17049-09	1
Сервер	Depo Storm 1250Q1	–	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	–	1
Методика поверки	–	–	1
Паспорт-Формуляр	–	–	1
Руководство по эксплуатации	–	–	1

Поверка

осуществляется по документу МП 62778-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Северная энергетическая компания» (по сетям ОАО «Энерго-Газ-Ноябрьск»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2015 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 без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;

- УСПД ЭКОМ-3000 – по документу «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 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 с 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 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с Приказом Минпромторга России № 1815 от 2 июля 2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии ОАО «Северная энергетическая компания» Госреестр № 44832-10 и ОАО «Северная энергетическая компания» (по сетям ОАО «Энерго-Газ-Ноябрьск»), аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Северная энергетическая компания» (по сетям ОАО «Энерго-Газ-Ноябрьск»)

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.

Изготовитель

Акционерное общество «АтомЭнергоСбыт»

(АО «АтомЭнергоСбыт»)

Юридический (почтовый) адрес: 115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 10, стр.4

Тел./Факс: +7 (495) 784-77-01/ +7 (495) 784-77-01 доб. 149

E-mail: info@atomsbt.ru

ИНН 7704228075

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2015 г.