

Приложение № 7
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» декабря 2020 г. № 2045

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Шахтинская ГТЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Шахтинская ГТЭС» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (сервер) с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает в локальную вычислительную сеть (ЛВС) и далее поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от уровня ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с действующими требованиями к предоставлению информации.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется каждые 30 мин, корректировка часов сервера производится при расхождении часов сервера с УСВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время каждого сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера на величину не менее ± 2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePyramida.dll	Synchrony.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0 b1b21906 5d63da94 9114dae4	b1959ff70 be1eb17c 83f7b0f6d 4a132f	d79874d1 0fc2b156 a0fdc27e 1ca480ac	52e28d7b6 08799bb3c cea41b548 d2c83	6f557f885 b7372613 28cd7780 5bd1ba7	48e73a92 83d1e664 94521f63 d00b0d9f	c391d642 71acf405 5bb2a4d3 fe1f8f48	ecf532935 ca1a3fd32 15049af1f d979f	530d9b01 26f7cdc2 3ecd814c 4eb7ca09	1ea5429b 261fb0e2 884f5b35 6a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электри- ческой энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Шахтинская ГТЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 3, ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС – Шахты	ТГФМ-110 П* Кл.т. 0,2S 600/1 Рег. № 36672-08 Фазы: А; В; С	II с.ш.: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная Реак- тивная	0,6 1,1	1,5 2,5
2	Шахтинская ГТЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 6, ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС – Ш-49 – Ш-6	ТГФМ-110 П* Кл.т. 0,2S 600/1 Рег. № 36672-08 Фазы: А; В; С	I с.ш.: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Supermicro SYS- 1028R- TWD	Актив- ная Реак- тивная	0,6 1,1	1,5 2,5
3	Шахтинская ГТЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 1, ВЛ 110 кВ Шахтинская ГТЭС – Лесо- степь	ТГФМ-110 П* Кл.т. 0,2S 600/1 Рег. № 36672-08 Фазы: А; В; С	I с.ш.: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная Реак- тивная	0,6 1,1	1,5 2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
4	Шахтинская ГТЭС, ЗРУ-35 кВ, яч. 2, ВЛ 35 кВ Шахтинская ГТЭС-207	ТЛК-35 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 10573-05 Фазы: А; В; С	И с.ш.: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Supermicro SYS- 1028R- TWD	Актив- ная	1,1	3,0		
								Реак- тивная	2,3	4,7	
5	Шахтинская ГТЭС, ЗРУ-35 кВ, яч. 5, ВЛ 35 кВ Шахтинская ГТЭС-222	ТЛК-35 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 10573-05 Фазы: А; В; С	II с.ш.: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					Актив- ная	1,1	3,0
									Реак- тивная	2,3	4,7
6	Шахтинская ГТЭС, ЗРУ-35 кВ, яч. 8, ВЛ 35 кВ Шахтинская ГТЭС-204-II	ТЛК-35 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 10573-05 Фазы: А; В; С	II с.ш.: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7		
7	Шахтинская ГТЭС, ЗРУ-35 кВ, яч. 9, ВЛ 35 кВ Шахтинская ГТЭС-204-I	ТЛК-35 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 10573-05 Фазы: А; В; С	И с.ш.: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0		
							Реак- тивная	2,3	4,7		
8	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-2, яч. 120, КЛ-10 кВ Завод-1	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,2S 1500/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10500:√3/100:√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	0,9	1,6		
							Реак- тивная	1,6	2,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-4, яч. 229, КЛ-10 кВ Завод-2	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,2S 1500/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,2 10500: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Supermicro SYS- 1028R- TWD	Актив- ная	0,6	1,5
10	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-5, яч. 311, КЛ-10 кВ Горсеть-Т2	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 25433-07 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,2 10500: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Реак- тивная	1,1	2,5
							Актив- ная	0,6	1,5
11	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-6, яч. 327, КЛ-10 кВ Горсеть-Т1	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег. № 25433-07 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,2 10500: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Реак- тивная	1,1	2,9
							Актив- ная	0,6	1,5
12	Шахтинская ГТЭС, ТГ-1 10 кВ	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,2S 2000/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
13	Шахтинская ГТЭС, ТГ-2 10 кВ	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,2S 2000/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Актив- ная	0,9	1,6		
					Реак- тивная	1,6	2,6		
14	Шахтинская ГТЭС, ТГ-3 10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 1500/5 Рег. № 25433-08 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10500: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Актив- ная	0,9	1,6		
					Реак- тивная	1,6	2,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	Шахтинская ГТЭС, ТГ-4 10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 1500/5 Рег. № 25433-08 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
16	Шахтинская ГТЭС, ТГ-5 10 кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-08 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Supermicro SYS- 1028R- TWD	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
17	Шахтинская ГТЭС, ТГ-6 10 кВ	ТПОЛ-10М Кл.т. 0,2S 3000/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	17
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +10 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 220000 2 165000 2 90000 2 45000 2 50000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 П*	9
Трансформаторы тока	ТЛК-35	12
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-I	12

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	12
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10М	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-10	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10	24
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-10	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	16
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Supermicro SYS-1028R-TWD	1
Методика поверки	МП ЭПР-292-2020	1
Формуляр-паспорт	03.2020.ШГТЭС-АУ.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-292-2020 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Шахтинская ГТЭС». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 07.10.2020 г.

Основные средства поверки:

– трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

– трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

– счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) – с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;

– счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12) – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М.

Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;

– счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17) – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М.

Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03.04.2017 г.;

– счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;

– УСВ-3 – по документу РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 23.03.2016 г.;

– блок коррекции времени ЭНКС-2 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 37328-15);

- анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ «Шахтинская ГТЭС», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Шахтинская ГТЭС»

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ГАРАНТ ЭНЕРГО»
(ООО «ГАРАНТ ЭНЕРГО»)

ИНН 7709782777

Адрес: 129090, г. Москва, пер. Протопоповский, д. 17 стр. 5, эт. 1 пом. IV

Телефон: (495) 134-43-21

Факс: (495) 688-11-22

Web-сайт: garant-energo.pro

E-mail: info@garen.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.