

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГТ Энерго» Мичуринская ГТ-ТЭЦ

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctional, трехуровневую 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 электроустановки (ИВКУЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325L, автоматизированное рабочее место (АРМ) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя центральный сервер баз данных (сервер) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS, 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 через преобразователи интерфейсов поступает на УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее измерительная информация от УСПД по проводным линиям связи поступает на сервер (основной канал связи). При отказе основного канала связи полученные данные от УСПД поступают на GSM-модем, который по резервному каналу связи стандарта GSM передает измерительную информацию на сервер. На сервере осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» Курское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера, устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS, синхронизирующее часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника.

Сравнение показаний часов сервера с единым координированным временем UTC (обеспечивается подключенным к нему УССВ-35HVS) осуществляется ежесекундно, корректировка часов сервера производится при расхождении с УССВ-35HVS на величину ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется 1 раз в 30 минут, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера на величину ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (1 раз в 30 мин). Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД на величину более ± 2 с.

Журналы событий счетчика, УСПД 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) «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.04.01.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 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	УСПД			Границы допускаемой основной относительной погрешности, (±δ) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих усло- виях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Мичуринская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.1-5	AR Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: А; В; С	VR Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	RTU-325L Рег. № 37288-08	HP ProLiant ML370	Активная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7
2	Мичуринская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.2-6	AR Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: А; В; С	VR Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7
3	Мичуринская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.3-5	AR Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: А; В; С	VR Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7
4	Мичуринская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.4-6	AR Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 21989-01 Фазы: А; В; С	VR Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активная	1,1	3,0
							Реактив- ная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110 кВ Мичу-ринская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Белгород - Мичу-ринская ГТ-ТЭЦ	ТВГ-110 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 22440-07 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	RTU-325L Рег. № 37288-08	HP ProLiant ML370	Активная	0,9	1,6
							Реактив-ная	1,6	2,5
6	ПС 110 кВ Мичу-ринская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Мичуринская ГТ-ТЭЦ - Фрунзенская с отпайками	ТВГ-110 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 22440-07 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активная	0,9	1,6
							Реактив-ная	1,6	2,5
7	ПС 110 кВ Мичу-ринская, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.17	ТПУ 4 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 17085-98 Фазы: А; В; С	ТJP 4 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 17083-98 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активная	1,1	3,0
							Реактив-ная	2,3	4,7
8	ПС 110 кВ Мичу-ринская, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.20	ТПУ 4 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 17085-98 Фазы: А; В; С	ТJP 4 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 17083-98 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	RTU-325L Рег. № 37288-08	HP ProLiant ML370	Активная	1,1	3,0
							Реактив-ная	2,3	4,7
9	ПС 110 кВ Мичу-ринская, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.19	ТПУ 4 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 17085-98 Фазы: А; В; С	ТJP 4 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 17083-98 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Активная	1,3	3,2
							Реактив-ная	2,5	5,5
10	ПС 110 кВ Мичу-ринская, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.25	ТПУ 4 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 17085-98 Фазы: А; В; С	ТJP 4 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 17083-98 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	RTU-325L Рег. № 37288-08	HP ProLiant ML370	Активная	1,3	3,2
							Реактив-ная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	ПС 110 кВ Мичуринская, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.26	ТПУ 4 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 17085-98 Фазы: А; В; С	ТJP 4 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 17083-98 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,2 5,5
12	ПС 110 кВ Мичуринская, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.27	ТПУ 4 Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 17085-98 Фазы: А; В; С	ТJP 4 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 17083-98 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
13	ПС 110 кВ Мичуринская, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.28	ТПУ 4 Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 17085-98 Фазы: А; В; С	ТJP 4 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 17083-98 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
14	ПС 110 кВ Мичуринская, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.29	ТПУ 4 Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 17085-98 Фазы: А; В; С	ТJP 4 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 17083-98 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
15	ПС 110 кВ Мичуринская, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.30	ТПУ 4 Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 17085-98 Фазы: А; В; С	ТJP 4 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 17083-98 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
16	ПС 110 кВ Мичуринская, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.15	ТПУ 4 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 17085-98 Фазы: А; В; С	ТJP 4 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 17083-98 Фазы: А; В; С	ЕА05RAL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	RTU-325L Рег. № 37288-08	HP ProLiant ML370	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,2 5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	ПС 110 кВ Мичуринская, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.18	ТПУ 4 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 17085-98 Фазы: А; В; С	ТJP 4 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 17083-98 Фазы: А; В; С	EA05RAL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97			Активная	1,3	3,2
							Реактивная	2,5	5,2
18	ПС 110 кВ Мичуринская, ГРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.21	ТПУ 4 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 17085-98 Фазы: А; В; С	ТJP 4 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 17083-98 Фазы: А; В; С	EA05RL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97			Активная	1,3	3,2
							Реактивная	2,5	5,2
19	ПС 110 кВ Мичуринская, ГРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.22	ТПУ 4 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 17085-98 Фазы: А; В; С	ТJP 4 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 17083-98 Фазы: А; В; С	EA05RL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97			Активная	1,3	3,2
							Реактивная	2,5	5,2

Пределы допускаемой погрешности COEB ±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 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- 4 ТТ по ГОСТ 7746-2015, ТН по ГОСТ 1983-2015, счетчики в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83. Но ввиду отсутствия в ГОСТ Р 52425-2005 класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии счетчиков класса точности 0,5 устанавливаются равными пределам соответствующих погрешностей счетчиков активной энергии класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005.
- 5 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 УСПД на аналогичное утвержденного типа, а также замена УССВ и 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
1	2
Количество ИК	19
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 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, °C для ИК №№ 5, 6 для остальных ИК температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +15 до +35 от +15 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: 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	165000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
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	140000 2
для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	50000 2
для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	100000 24
для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 40
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 10
для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	74 5
для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	45 5
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

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 счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.

- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и УСПД;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- Защищенность применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчика электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
УСПД;
сервера.
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчика электрической энергии;
УСПД;
сервера.
- Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (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	AR	12
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-110	6
Трансформаторы тока	ТПУ 4	39
Трансформаторы напряжения	VR	12
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформаторы напряжения	ТПР 4	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	15
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	4
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-35HVS	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Сервер	HP ProLiant ML370	1
Методика поверки	МП ЭПР-073-2018	1
Формуляр	ГТ-ТЭЦ.7703806647.007.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-073-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГТ Энерго» Мичуринская ГТ-ТЭЦ. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 28.03.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13).

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 АО «ГТ Энерго» Мичуринская ГТ-ТЭЦ», свидетельство об аттестации № 088/RA.RU.312078/2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГТ Энерго» Мичуринская ГТ-ТЭЦ

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

Акционерное общество «ГТ Энерго» (АО «ГТ Энерго»)

ИНН 7703806647

Адрес: 123610, РФ, г. Москва, Краснопресненская набережная, д.12

Юридический адрес: 117292, РФ, г. Москва, Нахимовский проспект, дом 52/27, оф. Б

Телефон: (495) 258-20-16

Факс: (495) 258-20-82

Web-сайт: www.gtenergo.ru

E-mail: info@gtenergo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха,
ул. Ново-Никольская, д. 57

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.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.