

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания» (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 измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройства сбора и передачи данных СИКОН С70 и RTU-325T (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя три центра сбора и обработки информации – ЦСОИ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго», ЦСОИ ООО «Котовская ТЭЦ» и ЦСОИ ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания». ЦСОИ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго» включает в себя ИВК «ИКМ-Пирамида», устройство синхронизации системного времени (далее-УССВ) на базе GPS-приемника типа УСВ-1, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированное рабочее место персонала (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000». ЦСОИ ООО «Котовская ТЭЦ» включает в себя сервер с установленным ПО «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УССВ-2, локально-вычислительную сеть, АРМ, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы. ЦСОИ ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания» включает в себя сервер с установленным ПО «Пирамида 2000», устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-2, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. 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 без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч, Q, квар·ч) передаются в целых числах и соотнесены с единым календарным временем.

Для измерительных каналов (далее – ИК) (№1 и №2), состоящих из трех уровней, цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи через интерфейс RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных в ЦСОИ ООО «Котовская ТЭЦ», а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. В ЦСОИ ООО «Котовская ТЭЦ» выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Из ЦСОИ ООО «Котовская ТЭЦ» информация о результатах измерений активной и реактивной электроэнергии и «журналы событий» передаются в ЦСОИ ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания» по электронной почте (макет XML 80020).

Для ИК (№3 и №4), состоящих из двух уровней, цифровой сигнал с выхода счетчика по проводным линиям связи через интерфейс RS-485 поступает на вход GSM-модема, откуда по каналам связи стандарта GSM с помощью службы передачи данных GPRS/CSD передается в ЦСОИ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго», где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Из ЦСОИ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго» информация о результатах измерений активной и реактивной электроэнергии и «журналы событий» передаются в ЦСОИ ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания» по электронной почте (макет XML 80020).

Для ИК (№5, №6 и №7), состоящих из трех уровней, цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных в ЦСОИ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго», а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. В ЦСОИ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго» выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Из ЦСОИ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго» информация о результатах измерений активной и реактивной электроэнергии и «журналы событий» передаются в ЦСОИ ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания» по электронной почте (макет XML 80020).

Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам, осуществляется из ЦСОИ ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания» по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов 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, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации времени УСВ-1, подключенного к ИВК «ИКМ-Пирамида» филиала ПАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго», УССВ-2, подключенного к серверу ООО «Котовская ТЭЦ» и УСВ-2, подключенного к серверу ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания». Устройства синхронизации системного времени синхронизируют собственное время по сигналам времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемников.

Сервер, установленный в ЦСОИ ООО «Котовская ТЭЦ» и УСПД RTU-325T ежесекундно сравнивают свое системное время со временем УССВ-2, установленным в ЦСОИ ООО «Котовская ТЭЦ». В ИК (№1 и №2) сличение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД RTU-325T производится во время сеанса связи со счетчиками (но не реже 1 раза в сутки). Корректировка часов счетчика с часами УСПД осуществляется при обнаружении расхождения больше ± 2 секунды.

ИВК «ИКМ-Пирамида», установленное в ЦСОИ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго», периодически сравнивает свое системное время со временем в УСВ-1, установленным в ЦСОИ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго». Сличение часов ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. В ИК (№3 и №4) часы счетчиков синхронизированы по времени с часами ИВК «ИКМ-Пирамида», установленного в ЦСОИ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго». Сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи (но не реже 1 раза в сутки), коррекция часов счетчиков осуществляется вне зависимости от наличия расхождения. В ИК (№5, №6 и №7) шкала времени УСПД СИКОН С70 синхронизирована со шкалой времени ИВК «ИКМ-Пирамида», установленного в ЦСОИ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго», сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи (но не реже 1 раза в сутки), коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Сличение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД СИКОН С70 производится во время сеанса связи со счетчиками (но не реже 1 раза в сутки). Корректировка часов счетчика с часами УСПД СИКОН С70 осуществляется при обнаружении расхождения больше ± 3 секунды.

Сервер, установленный в ЦСОИ ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания», периодически (1 раз в 1 час) сравнивает свое системное время со временем в УСВ-2, установленным в ЦСОИ ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания». Коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» и ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «Пирамида 2000» 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 «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» 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 приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
1	2
ЦСОИ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго» и ЦСОИ ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания» (ПО «Пирамида 2000»)	
Идентификационное наименование модулей ПО:	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование модулей ПО:	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование модулей ПО:	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование модулей ПО:	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование модулей ПО:	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование модулей ПО:	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
ЦСОИ ООО «Котовская ТЭЦ» (ПО «АльфаЦЕНТР»)	
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/УССВ/Сервер
1	2	3	4	5	6
1	Котовская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Котовская ТЭЦ-2 – Котовская I цепь (ВЛ 110 кВ Шаховская-1)	ТВ-110 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 19720-05	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	RTU-325T, Рег. № 44626-10/ УССВ-2, Рег. № 54074-13/ УСВ-2 Рег. № 41681-10/ IPC-610MB-F/ HP ProLiant DL20
2	Котовская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Котовская ТЭЦ-2 – Котовская II цепь (ВЛ 110 кВ Шаховская-2)	ТВГ-УЭТМ-110 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 52619-13	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ПС 110 кВ Иловайская, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10кВ, яч. 4, КЛ 10кВ ПС 110кВ Иловайская - ПС 220кВ Иловайская (КЛ-2)	ТЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-00	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	«Протон-К» ЦМ-05-А-1-234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 35437-07	УСВ-1 Рег. № 28716-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10/ ИКМ «Пирамида» Рег. №29484-05/ HP ProLiant DL20
4	ПС 110 кВ Иловайская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10кВ, яч. 9, КЛ 10кВ ПС 110кВ Иловайская - ПС 220кВ Иловайская (КЛ-5)	ТЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-00	НАМИТ-10 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51198-12	«Протон-К» ЦМ-05-А-1-234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 35437-07	
5	ПС 110кВ Перво- майская, ОРУ- 110кВ, ВЛ-110кВ Чаплыгин-2	ТФЗМ-110Б-ІУ1 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-88	НКФ-110 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УСВ-1 Рег. № 28716-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10/ ИКМ «Пирамида» Рег. №29484-05/ HP ProLiant DL20
6	ПС 110кВ Первомайская, ОРУ-110кВ, ОМВ-110кВ	ТФНД-110М 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
7	ПС 110кВ Первомайская, ОРУ-110кВ, ВЛ-110кВ Нев- ская- Первомайская	ТФЗМ-110Б-І 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 26420-04	НКФ-110 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Примечания:

1 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.

2 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИ-ИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm d$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm d$), %
1	2	3	4
1	Активная Реактивная	1,2 1,7	1,8 3,0

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
2	Активная Реактивная	0,7 1,1	1,2 2,2
3; 4	Активная Реактивная	1,5 2,2	3,6 5,9
5-7	Активная Реактивная	1,4 2,0	3,1 4,8

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

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

3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$), токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, и при $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$), токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до 40 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	7
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для УСПД, °С - температура окружающей среды для ТТ, °С - температура окружающей среды для ТН, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, не более, % - частота, Гц	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк} от 0 до +40 от 0 до +50 от -45 до +40 от -45 до +40 от 80 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ СЭТ-4ТМ.03М, ч, не менее - среднее время наработки на отказ ПРОТОН-К, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ СИКОН С70, ч, не менее - среднее время наработки на отказ RTU-325Т, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Устройства синхронизации системного времени: - среднее время наработки на отказ УСВ-1, ч, не менее	165000 90000 2 70000 55000 2 35000

Продолжение таблицы 4

- среднее время наработки на отказ УСВ-2, ч, не менее	35000
- среднее время наработки на отказ УССВ-2, ч, не менее	74500
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Серверы:	
- среднее время наработки на отказ ИКМ «Пирамида», ч, не менее	70000
- среднее время наработки на отказ IPC-610MB-F, ч, не менее	70000
- среднее время наработки на отказ HP ProLiant DL20, ч, не менее	70000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях для СЭТ-4ТМ.03М, сутки, не менее	110
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях для ПРОТОН-К, сутки, не менее	80
- при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	5
Серверы:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- резервирование питания 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.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- в журнале УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервера.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВ-110	3
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ-110	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-ІУ1	2
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-І	3
Трансформатор тока	ТФНД-110М	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10 УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	НКФ-110	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	«Протон-К» ЦМ-05-А-1-234	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	1
Устройство системного времени	УСВ-1	1
Устройство системного времени	УСВ-2	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	ІРС-610МВ-F	1
Сервер	HP ProLiant DL20	2
Комплекс информационно- вычислительный	ИКМ «Пирамида»	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	2
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Методика поверки	МП 26.51.43-01-3329074523-2018	1
Формуляр	АСВЭ 179.00.000 ФО	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 26.51.43-01-3329074523-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ульяновский ЦСМ» 25.05.2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторы напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2018. «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;

- по МИ 3196-2018. «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3598-2018 «Методика измерения потерь напряжения в линиях связи счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчики «Протон-К» – по документу «Счетчики электрической энергии цифровые многозадачные трехфазные «Протон-К». Методика поверки» ИСТА.003-00-00-00МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2007 г.;
- устройства сбора и передачи данных RTU-325T – в соответствии с документом ДЯ-ИМ.466215.005 МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в июле 2010 г.;
- контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;
- устройства синхронизации времени УСВ-1 - в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ.221.00.000 МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2004 г.;
- устройства синхронизации времени УСВ-2 – в соответствии с документом ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- устройства синхронизации системного времени УССВ-2 – в соответствии с документом МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001 МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013 г.;
- комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида» – в соответствии с документом «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки. ВЛСТ 230.00.000 И», утвержденным ВНИИМС в 2005 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04;
- термогигрометр CENTER 314 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-04);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрих-кодом и заверяется подписью поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания»

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

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д.15

Адрес: 600026, г.Владимир, ул.Тракторная д.7А

Телефон: +7 (4922) 60-43-42

E-mail: info@autosysen.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ульяновской области» (ФБУ «Ульяновский ЦСМ»)

Адрес: 432002, г. Ульяновск, ул. Урицкого, 13

Телефон: +7 (8422) 75-37-37

Факс: +7 (8422) 43-52-35

E-mail: csm@ulcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Ульяновский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311693 от 22.06.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.