

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» января 2024 г. № 180

Регистрационный № 91102-24

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСВ» (ПС 110 кВ Великодворье, ПС 110 кВ Юрьев-Польская, ПС 110 кВ Ковров, ПС 220 кВ Заря)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСВ» (ПС 110 кВ Великодворье, ПС 110 кВ Юрьев-Польская, ПС 110 кВ Ковров, ПС 220 кВ Заря) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включает в себя устройства сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД) на базе контроллеров сетевых промышленных СИКОН С1 и устройства сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов ТК16L, каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя: сервер сбора МЭС Центра и сервер баз данных (далее по тексту – БД) МЭС Центра, сервер БД ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго», сервер БД ООО «ЭСВ»; устройства синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ) на базе источника первичного точного времени УКУС-ПИ 02ДМ (ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго»), комплекса измерительно-вычислительного СТВ-01 (МЭС Центра), устройства синхронизации времени УСВ-3 (ООО «ЭСВ»); автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации, технические средства обеспечения электропитания.

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

Первичные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика. 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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- 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 электрической энергии № 1-5 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы соответствующего контроллера сетевого промышленного (СИКОН С1), и далее – на сервер БД ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго».

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии № 6-7 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы устройства сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов (ТК16L), далее – на сервер сбора МЭС Центра, далее – на сервер БД МЭС Центра.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в УСПД, либо на серверах БД или сбора. Формирование и хранение поступающей информации осуществляется на уровне ИВКЭ, либо на уровне ИВК. Оформление отчетных документов осуществляется на уровне ИВК.

С сервера БД ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго», сервера БД МЭС Центра по каналам связи сети Ethernet информация поступает на сервер БД ООО «ЭСВ» в формате XML-макетов в соответствии с регламентами оптового рынка электроэнергии и мощности (далее по тексту – ОРЭМ). Сервер БД ООО «ЭСВ» также обеспечивает прием информации от других АИИС КУЭ утвержденного типа, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Передача информации в ПАК АО «АТС» с электронной цифровой подписью (далее по тексту – ЭЦП) субъекта ОРЭМ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется с сервера БД ООО «ЭСВ» по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в формате XML-макетов 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ, ИВК). В состав СОЕВ входят: источник первичного точного времени УКУС-ПИ 02ДМ, комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01, сравнивающие собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС/GPS.

Коррекция времени сервера БД ООО «ЭСВ» производится от УССВ на базе устройства синхронизации времени УСВ-3 (регистрационный номер типа средства измерения в Федеральном информационном фонде: 64242-16). Сличение времени сервера БД ООО «ЭСВ» с временем УСВ-3 происходит не реже одного раза в сутки. Коррекция времени выполняется при расхождении времени сервера БД ООО «ЭСВ» и УСВ-3.

Сравнение шкалы времени сервера БД ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго» со шкалой времени УКУС-ПИ 02ДМ происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация шкалы времени сервера БД ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго» со шкалой времени УКУС-ПИ 02ДМ осуществляется независимо от их расхождения.

Сравнение шкалы времени УСПД ИИК № 1-5 со шкалой времени сервера БД ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго» осуществляется не реже одного раза в сутки. Синхронизация шкалы времени УСПД ИИК № 1-5 со шкалой времени сервера БД ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго» осуществляется при превышении установленного значения коррекции времени. Установленное значение коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать более чем ± 1 с (параметр программируемый).

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК № 1-5 со шкалой времени соответствующих УСПД происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени соответствующего УСПД осуществляется при превышении установленного значения коррекции времени. Коррекция времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

СТВ-01, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК МЭС Центра с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК МЭС Центра выполняет функцию источника точного времени для УСПД (TK16L) ИВКЭ МЭС Центра. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД (TK16L) и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД (TK16L) выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД (TK16L) автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Журналы событий счетчика отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

Журналы событий УСПД и сервера БД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1193) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД ООО «ЭСВ» в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее по тексту – ПО):

- ПК «Энергосфера» (сервер БД ООО «ЭСВ»).
- «Пирамида 2000» (сервер БД ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго»).
- специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту – СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)) (сервер сбора и сервер БД МЭС Центра).

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

ПО не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
<i>ПО ПК «Энергосфера» (сервер БД ООО «ЭСВ»)</i>										
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll									
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1									
Цифровой идентификатор ПО	CBE6F6CA69318BED976E08A2BB7814B									
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									
<i>ПО «Пирамида 2000» (сервер БД ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго»)</i>										
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dl	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramida.dll	ParsePiramida.dll	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e557 12d0 b1b2 1906 5d63 da94 9114 dae4	b195 9ff7 0be1 eb17 c83f 7b0f 6d4a 132f	d798 74d1 0fc2 b156 a0fd c27e 1ca4 80ac	52e2 8d7b 6087 99bb 3cce a41b 548d 2c83	6f55 7f88 5b73 7261 328c d778 05bd 1ba7	48e7 3a92 83d1 e664 9452 1f63 d00b 0d9f	c391 d642 71ac f405 5bb2 a4d3 fe1f 8f48	ecf5 3293 5ca1 a3fd 3215 049a f1fd 979f	530d 9b01 26f7 cdc2 3ecd 814c 4eb7 ca09	1ea5 429b 261f b0e2 884f 5b35 6a1d 1e75
Другие идентификационные данные	MD5									
<i>СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (сервер сбора и сервер БД МЭС Центра)</i>										
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)									
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.0.0.4									
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218									
Другие идентификационные данные	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe									

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД / УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Великодворье, РУ-10 кВ, 1 СШ-10 кВ, ввод Т-1	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С1 Рег. № 15236-01 / УКУС-ПИ 02ДМ Рег. № 60738-15	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
2	ПС 110 кВ Великодворье, РУ-10 кВ, 2 СШ-10 кВ, ввод Т-2	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	СИКОН С1 Рег. № 15236-01 / УКУС-ПИ 02ДМ Рег. № 60738-15	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
3	ПС 110 кВ Юрьев-Польская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Юрьев-Польский - Осановец	TG145 Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 30489-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-13 НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С1 Рег. № 15236-03 / УКУС-ПИ 02ДМ Рег. № 60738-15	активная реактивная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±6,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 110 кВ Юрьев-Польская, ОРУ-110 кВ, ОМВ 110 кВ	TG Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 30489-09	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-13 НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С1 Рег. № 15236-03 / УКУС-ПИ 02ДМ Рег. № 60738-15	активная реактивная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±6,0
5	ПС 110 кВ Ковров, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Ковров - Камешково	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 26813-06	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С1 Рег. № 15236-03 / УКУС-ПИ 02ДМ Рег. № 60738-15	активная реактивная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±6,0
6	ПС 220 кВ Заря, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Шуя - Заря	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт 300/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-13	EPQS 114.23.27LL Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	ТК16L Рег. № 36643-07 / СТВ-01 Рег. № 49933-12	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
7	ПС 220 кВ Заря, ОРУ-110 кВ, ОБВ-110 кВ	ТБМО-110-УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт 300/1 Рег. № 87415-22	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-13	EPQS 114.23.27LL Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	ТК16L Рег. № 36643-07 / СТВ-01 Рег. № 49933-12	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК № 1-7 от минус 40 °С до плюс 60 °С.</p> <p>4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.</p> <p>5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик.</p> <p>6 Допускается замена УССВ, УССВ на аналогичное утвержденного типа.</p> <p>7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).</p> <p>8 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.</p> <p>9 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p>								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	7
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С – температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от -10 до +50 от +5 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 24 45000 2 55000 24 35000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 10 45 10 3,5

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

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на систему 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	ТОЛ 10	4
Трансформаторы тока	TG145	3
Трансформаторы тока	TG	3
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110 П*	3
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110 УХЛ1	9
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	3
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	2

Продолжение таблицы 4.

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.05	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М.01	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	EPQS 114.23.27LL	2
Источники первичные точного времени	УКУС-ПИ 02ДМ	1
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С1	3
Устройства сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	TK16L	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1193 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСВ» (ПС 110 кВ Великодворье, ПС 110кВ Юрьев-Польская, ПС 110кВ Ковров, ПС 220кВ Заря), аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбыт Волга» (ООО «ЭСВ»)

ИНН 7704440018

Юридический адрес: 600000, г. Владимир, пр-кт Октябрьский, д. 10А, эт. 3, помещ. 3-2

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

