

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» июня 2023 г. № 1174

Регистрационный № 80911-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Синэрго» для электроснабжения ООО «Уральский дизель-моторный завод»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Синэрго» для электроснабжения ООО «Уральский дизель-моторный завод» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – 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 (далее – ИВК) АО «Синэрго» включающий в себя сервер ИВК АО «Синэрго», программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера», блок коррекции времени ЭНКС-2 (далее – БВК), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, обработку и хранение ее, передачу отчетных документов коммерческому оператору оптового рынка электроэнергии и мощности и смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности; вычисленные мгновенные значения усредняются за период 0,02 с.

На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

- активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;
- средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

Сервер при помощи ПО ПК «Энергосфера» автоматически с периодичностью один раз в 30 минут и/или по запросу опрашивает счетчики и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (перевод измеренных значений в именованные физические величины с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН), помещает измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Обмен информацией между счетчиками и сервером происходит по GPRS. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков производится в автономном режиме с использованием переносного компьютера (ноутбука) через оптопорт счетчиков.

На уровне ИВК выполняется формирование и оформление справочных и отчетных документов (отчеты в формате XML), передача КО, смежным субъектам ОРЭМ и в региональные подразделения АО «СО ЕЭС» по электронной почте подписанных, при необходимости, электронной подписью XML-макетов. Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации единого времени в системе в состав ИВК входит БВК, время которого синхронизировано с национальной шкалой координированного времени UTC (SU). Синхронизация времени часов сервера с временем БВК осуществляется каждые 30 мин, коррекция осуществляется один раз в сутки при расхождении времени БВК с показаниями часов сервера более, чем на 1 с.

Сравнение времени часов счетчиков и времени часов сервера происходит 1 раз в 30 минут; коррекция осуществляется при расхождении времени часов счетчика и сервера на величину более чем 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

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

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера ИВК, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 001.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», 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».

Метрологически значимой частью специализированного программного обеспечения АИИС КУЭ является библиотека `pso_metr.dll`. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	БВК
1	2	3	4	5	6
1.1	ПС 110кВ ГПП-1 ТМЗ, РУ-6кВ, яч. п.4	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1 Рег. № 36355-07	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
1.2	ПС 110кВ ГПП-1 ТМЗ, РУ-6кВ, яч. п.45	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1 Рег. № 36355-07	
1.3	ПС 110кВ Мотор, РУ- 6кВ, яч. п.3	ТПОЛ 10 КТ 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. №3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
1.4	ПС 110кВ Мотор, РУ- 6кВ, яч. п.21	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. №3344-04	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1 Рег. № 36355-07	
1.5	ПС 110кВ Мотор, РУ- 6кВ, яч. п.10	ТПОЛ 10 КТ 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. №3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
1.6	ТП-25 6кВ, РУ- 0,4кВ, ввод-0,4 кВ Т	Т-0,66 М УЗ КТ 0,5S КТТ 1200/5 Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Рег. № 36355-07	
1.7	ПС 110кВ Мотор, РУ- 6кВ, яч. п.12	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1 Рег. № 36355-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
1.8	ПС 110кВ Мотор, РУ- 6кВ, яч. п.4	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. №3344-04	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1 Рег. № 36355-07	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
1.9	ПС 110кВ Мотор, РУ- 6кВ, яч. п.30	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ КТ 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1 Рег. №36355-07	
1.10	РП-15 6кВ, РУ-6кВ, 2 СШ 6кВ, яч.10	ТПЛ-10 КТ 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Рег. № 36355-07	
1.11	ТП-81 6кВ, РУ-0,4 кВ, яч.24	Т-0,66 УЗ КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Рег. № 36355-07	
1.12	ТП-83 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод-0,4 кВ Т1	ТШЛ КТ 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	
1.13	ТП-83 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод-0,4 кВ Т2	ТШЛ КТ 0,5S КТТ 800/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	
1.14	ТП-81 6кВ, РУ-0,4 кВ, яч.25	ТТЭ КТ 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 67761-17	—	ПСЧ-4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Рег. № 36355-07	
1.15	ТП-26 6кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т	ТШП-0,66 КТ 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 15173-06	—	ПСЧ-4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Рег. № 36355-07	
1.16	ТП-48 6кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т1	ТТИ КТ 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Рег. № 36355-07	
1.17	ТП-29 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод-0,4 кВ Т	Т-0,66 УЗ КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	
1.18	ТП-60 6кВ, РУ- 0,4кВ, яч.пр.1	Т-0,66 УЗ КТ 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G КТ 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
1.19	ТП-82 6кВ, РУ- 0,4кВ, яч.9	ТШП-0,66 КТ 0,5 КТТ 2000/5 Рег. № 15173-01	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
1.20	ТП-60 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч.3, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-2 0,4 кВ ООО Энергоплюс	ТШП М-0,66 У3 КТ 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 59924-15	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
1.21	ТП-60 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч.пр.2, КЛ- 0,4 кВ в сторону ВРУ- 2 0,4 кВ ООО Энергоплюс	ТШП М-0,66 У3 КТ 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 59924-15	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	
1.22	ТП-52 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т	ТШЛ КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 64182-16	—	ПСЧ-4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1 Рег. № 36355-07	
1.23	ТП-47 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т2	ТТИ КТ 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	
1.24	ТП-98 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.1	Т-0,66 У3 КТ 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	
1.25	ТП-98 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.3	Т-0,66 У3 КТ 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	
1.26	ТП-98 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.5	Т-0,66 У3 КТ 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	
1.27	ТП-98 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.7	Т-0,66 У3 КТ 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	
1.28	ШУ-0,4 кВ ООО Виста, КЛ-0,4 кВ от ТП-49 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. пр. 1	Т-0,66 У3 КТ 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	
1.29	ТП-29 6 кВ, ЩУ-0,4 кВ ООО ПК АРХ- ГРАНИТ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 КТ 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
1.30	ТП-60 6 кВ, ЩУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону РУ- 0,4 кВ ООО Синержи- ДОРС	T-0,66 УЗ КТ 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
1.31	ТП-100 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 3	T-0,66 УЗ КТ 0,5S КТТ 800/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	
1.32	ШУ-0,4 кВ ООО Интенсивник, КЛ-0,4 кВ от ТП-100 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. пр. 1	T-0,66 УЗ КТ 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	
1.33	ШУ-0,4 кВ ООО КВТранс, КЛ-0,4 кВ от ТП-100 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. пр. 2	T-0,66 УЗ КТ 0,5 КТТ 250/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	
1.34	ТП-93 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч.2	ТШП КТ 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	
1.35	ТП-97 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч.2	ТШП КТ 0,5S КТТ 1200/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег. № 23345-07	

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 на аналогичные утвержденных типов.

3 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.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (δ), %
1.1-1.2, 1.3, 1.7-1.10	Активная	1,1	3,1
	Реактивная	2,8	5,5
1.3, 1.5	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,8	6,1
1.6, 1.11, 1.15, 1.22	Активная	0,9	3,0
	Реактивная	2,3	5,4
1.12, 1.13, 1.17, 1.18, 1.20-1.22, 1.24-1.27, 1.29, 1.31, 1.34, 1.35	Активная	1,1	3,1
	Реактивная	2,3	5,4
1.14, 1.16	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,3	5,4
1.19, 1.23, 1.28, 1.30, 1.32, 1.33	Активная	1,1	3,1
	Реактивная	2,3	5,4
Пределы допускаемой погрешности (Δ) СОЕВ АИИС КУЭ, с		± 5	
Примечания			
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).			
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.			
3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1.1-1.35 от +20 до +25 °С.			

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	35
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °C	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 $\cos\varphi$ – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C – температура окружающей среды в месте расположения БВК, °C – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от –40 до +40 от +20 до +25 от –40 до +55 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05МК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее: – среднее время восстановления работоспособности, ч Счетчики Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN, Меркурий 234 ARTM-03 PB.G: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее: – среднее время восстановления работоспособности, ч Счетчики СЭТ-4ТМ.05М: – 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	 165000 48 150000 48 1400000 2 8000 1
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 114 45 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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	16
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	39
Трансформатор тока	ТШЛ	9
Трансформатор тока	ТТЭ	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66	6
Трансформатор тока	ТТИ	6
Трансформатор тока	ТШП М-0,66 УЗ	6
Трансформатор тока	ТШП	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ 2	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.16	7
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	19
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G	1
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	АИИС.2.1.0517.001ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Синэрго» для электроснабжения ООО «Уральский дизель-моторный завод» аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

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

Акционерное общество «Синэрго» (АО «Синэрго»)
ИНН 6672261117
Юридический адрес: 620026, г. Екатеринбург, ул. Розы Люксембург, д. 51
Телефон: 8 (343) 310-33-24
Факс: 8 (343) 310-33-24
E-mail: sinergo@sinara-group.com

Изготовитель

Акционерное общество «Синэрго» (АО «Синэрго»)
ИНН 6672261117
Юридический адрес: 620026, г. Екатеринбург, ул. Розы Люксембург, д. 51
Телефон: 8 (343) 310-33-24
Факс: 8 (343) 310-33-24
E-mail: sinergo@sinara-group.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)
Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, д. 6а
Телефон: 8 (391) 224-85-62
E-mail: E.E.Servis@mail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, с. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: 8 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenergo.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.