

Регистрационный № 96322-25

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Афипский НПЗ», Технологическое производство №2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Афипский НПЗ», Технологическое производство №2 (АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного 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 (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, 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 (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327L, устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», каналобразующую аппаратуру и АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка.

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 случае отсутствия ТТ и (или) ТН подключение цепей счетчика производится по проводным линиям, подключенным непосредственно к первичному источнику). В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микроконтроллере 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 ИК № 1-12 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 на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК № 13-20 поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

ИВК по сети Internet с использованием электронной подписи раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ: ИИК, ИВКЭ и ИВК.

СОЕВ включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера и УССВ.

УССВ на основе приемника сигналов точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам ГЛОНАСС/GPS с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УССВ более чем на ± 1 с.

Сравнение показаний часов сервера с часами УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов сервера производится при расхождении часов сервера и УСПД более чем на ± 1 с.

Для ИК № 1-12 сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется при каждом обращении УСПД к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении часов счетчиков и УСПД более чем на ± 2 с.

Для ИК № 13-20 сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом обращении сервера к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении часов счетчиков и сервера более чем на ± 2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с фиксацией времени до и после коррекции или величиной коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№1360) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят метрологически значимые модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» 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 «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (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	Счётчик	УСПД / УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ НПЗ, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТФМ-110 II У1 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 16023-97	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	RTU-327L Рег. № 41907-09 / УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
2	ПС 110 кВ НПЗ, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТФМ-110 II У1 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 16023-97	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
3	ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.3, КЛ-6 кВ НПЗ-3 (ф.3)	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59 ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
4	ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.11, КЛ-6 кВ НПЗ-11 (ф.11)	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.12, КЛ-6 кВ НПЗ-12 (ф.12)	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	RTU-327L Рег. № 41907-09 / УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
6	ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.22, КЛ-6 кВ ф.22	ТЛК10-5 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 9143-01	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
7	ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.30, КЛ-6 кВ ф.30	ТЛК10-5 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 9143-01	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
8	ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.33, КЛ-6 кВ НПЗ-33 (ф.33)	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2363-68 ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
9	ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.39, КЛ-6 кВ НПЗ-39 (ф.39)	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
10	ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.41, КЛ-6 кВ НПЗ-41 (ф.41)	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.9, КЛ-6 кВ ф.9	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	RTU-327L Рег. № 41907-09 / УССБ-2 Рег. № 54074-13	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
12	ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.35, КЛ-6 кВ ф.35	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
13	РП-0,4 кВ Проходной, с.ш. 0,4 кВ, гр.4, КЛ-0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 ART-02 PQRS Кл. т. 1/2 Рег. № 47560-11	— / УССБ-2 Рег. № 54074-13	активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1
14	ТП-580 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.2, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 47560-11		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,4	±6,8
15	ТП-580 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.10, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 47560-11		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,4	±6,8
16	ТП-227 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, панель №3, руб. №7, КЛ-0,4 кВ	ТОП М-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 59924-15	—	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 47560-11		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,4	±6,8
17	ТП-227 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, панель №1, руб. №2, КЛ-0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 ARTMX2-01 POBR.R Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	ТП-130 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.4, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 47560-11		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8
19	ТП-130 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.14, КЛ-0,4 кВ	ТТЕ-А Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 73808-19	—	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 47560-11	— / УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
20	РП-0,4 кВ Теплофикации, с.ш. 0,4 кВ, яч.3, КЛ-0,4 кВ	ТТЕ-А Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 73808-19	—	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 47560-11		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
Пределы допускаемой погрешности 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 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I = 0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
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.
6. Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. 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.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	20
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 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 в месте расположения: - ТТ и ТН, °C - счетчиков электроэнергии, °C - УСПД, °C - сервера, °C - УССВ, °C	от 90 до 110 от 2(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 –20 до +50 от +10 до +30 от –10 до +55
Ежежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – 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 УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 250000 2 70000 1 74500 2
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее УСПД: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 5 45 5 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 ОРЭМ 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;
 - пропадания и восстановления связи со счетчиками;
- журнал сервера:
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора не реже 1 раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТФМ-110 II У1	6
Трансформаторы тока	ТЛК10-5	4
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	Т-0,66 У3	9
Трансформаторы тока	ТОП М-0,66 У3	3
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ-А	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	12
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTMX2-01 POBR.R	1
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 236 ART-02 PQRS	1
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 236 ART-03 PQRS	6
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327L	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1360 ПФ	1

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 «Афипский НПЗ», Технологическое производство №2, аттестованном ООО «ПИКА», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261–94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

ГОСТ Р 8.596–2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Афипский нефтеперерабатывающий завод» (ООО «Афипский НПЗ»)

ИНН 7704214548

Юридический адрес: 353236, Краснодарский край, Северский р-н, пгт Афипский, тер. Промзона

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,
д. 14А

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,
д. 14А

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

