

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосгорэнерго» в части точки измерений ТП-2 ООО «Ивмолокопродукт»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосгорэнерго» в части точки измерений ТП-2 ООО «Ивмолокопродукт» (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, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер БД АИИС КУЭ, каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные фазные 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчика по линиям связи поступает на входы сервера баз данных, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УСВ-1 не более  $\pm 1$  с. Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на  $\pm 1$  с, пределы допус-

каемой абсолютной погрешности синхронизации часов сервера БД и времени приемника не более  $\pm 1$  с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на  $\pm 2$  с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

Передача данных осуществляется по каналам связи со скоростью не менее 9600 бит/с, следовательно, время задержки составляет меньше 0,2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО 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 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
АльфаЦЕНТР	ac_metrology.dll	12.01	3E736B7F380863F44 CC8E6F7BD211C54	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство о метрологической аттестации № АПО-001-12 от 31 мая 2012 г., выданное ФГУП «ВНИИМС».

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	Сервер БД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ООО «Ивмолокопродукт»								
1	ТП-2 ООО «Ивмолокопродукт»	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 60124; Зав. № 58241	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 1215	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0602110575	Proliant ML370R05 E5335 Зав. №GB87484 8SY	активная  реактивная	±1,2  ±2,5	±1,7  ±2,7

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. Нормальные условия эксплуатации:

Параметры сети:

- диапазон напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{ном}$ ;
- диапазон силы тока (0,01 – 1,2)  $I_{ном}$ ,
- частота (50±0,2) Гц;
- коэффициент мощности  $\cos\varphi = 0,9$  инд.;
- температура окружающей среды:
- ТТ и ТН от минус 45 °С до плюс 40 °С;
- счетчиков от плюс 21°С до плюс 25 °С;
- сервера БД от плюс 10 °С до плюс 30 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети:
  - диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{н1}$ ;
  - диапазон силы первичного тока - (0,01 – 1,2)  $I_{н1}$ ;
  - коэффициент мощности  $\cos\varphi(\sin\varphi)$  0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5);
  - частота - (50 ± 0,2) Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 40 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети:
  - диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{н2}$ ;
  - диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2)  $I_{н2}$ ;
  - коэффициент мощности  $\cos\varphi(\sin\varphi)$  - 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5);
  - частота - (50 ± 0,4) Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс 15 °С до плюс 35 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\varphi = 0,9; 0,8; 0,5$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 15 °С до плюс 35 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном в ОАО «Мосгорэнерго» в части точки измерений ТП-2 ООО «Ивмолокопродукт» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- сервер БД – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 138\,500$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 0,25$  ч.

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 счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 3 мин, 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 3 мин, 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – за 3,5 года (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосгорэнерго» в части точки измерений ТП-2 ООО «Ив-молокопродукт».

### **Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	831-69	1
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07	1
Программное обеспечение	«Альфа-Центр»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 58221-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосгорэнерго» в части точки измерений ТП-2 ООО «Ивмолокопродукт». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июле 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК – по методике поверки ИЛГШ.411152.167РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.167РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2011 г.;
- ИВК «Альфа-Центр» – по документу «Комплексы информационно-вычислительные «Альфа-Центр». Методика поверки. ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» в декабре 2004 г.;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО «Мосгорэнерго» в части точки измерений ТП-2 ООО «Ивмолокопродукт», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ)**

1. ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
2. ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
3. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли.

**Изготовитель**

ОАО «Мосгорэнерго»

Юридический адрес: 125581, г. Москва, ул. Лавочкина, 34

Тел.: (495) 730-53-12

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел/факс: (495)437-55-77 / 437 56 66

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.