

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Петропродукт-Отрадное»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Петропродукт-Отрадное» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной отдельными технологическими объектами ООО «Петропродукт-Отрадное», сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
  - периодический (1 раз в 30 минут, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому времени измеренных данных о приращениях электрической энергии и значениях электрической энергии с нарастающим итогом с дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;
  - хранение результатов измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
  - обеспечение ежесуточного резервирования базы данных на внешних носителях информации;
  - разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
  - передача результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в различных форматах организациям - участникам рынка электрической энергии (далее внешним организациям);
  - предоставление контрольного санкционированного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны внешних организаций;
  - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
  - диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
  - конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
  - ведение времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).
- АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:
- 1-й уровень - информационно-измерительный комплекс точек измерения, включающий:
- измерительные трансформаторы тока (ТТ);
  - измерительные трансформаторы напряжения (ТН);
  - вторичные измерительные цепи;
  - счетчики электрической энергии.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий:  
- центр сбора и обработки данных (ЦСОД) АИИС КУЭ ООО «Петропродукт-Отрадное» совмещенный с АРМ главного энергетика;  
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);  
- программное обеспечение ПО «АльфаЦентр».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии.

Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность  $S = U \cdot I$ .

Измерения активной мощности (P) счетчиками выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (p) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму  $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$ .

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

ЦСОД осуществляет сбор и обработку результатов измерений, в том числе расчет активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений внешним организациям осуществляется по основному (статическое TCP/IP подключение к глобальной информационной сети Интернет) и резервному (коммутируемое подключение к телефонной сети общего пользования по технологии CSD ) каналам связи, организованных на базе сетей оператора сотовой связи стандарта GSM.

Коррекция часов счетчиков производится от часов сервера энергосбытовой компании в ходе опроса. Коррекция выполняется автоматически, если расхождение показаний часов сервера и часов счетчиков АИИС КУЭ превосходит  $\pm 2$  с. Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и сервера АИИС КУЭ.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и сервера отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Состав измерительных каналов приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Состав измерительных каналов

№ И К	Наименование объекта	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	Уровень ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ТП-1 РУ-10 кВ яч.9	ТПЛ-10-М У3 400/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 22192-07 Зав. №:1770,1799, 1800	НАМИТ-10-2 УХЛ2 10000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 16687-07 Зав. №:1223	«АЛЬФА А1800» А1805RAL-P4GB-DW-4; Уном = 3х57,7/100 В; Ином = 5 А; Имакс = 10 А; кл. т. в части активной энергии 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; в части реактивной энер- гии 1,0 ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 31857-11 Зав. №: 01180090	Каналообразующая аппаратура, ЦСОД совмещенный с АРМ глав- ного энергетика с ПО «АЛЬФАЦЕНТР»

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
2	ЦРП, РУ-10 кВ яч.10	ТОЛ-10-1 УЗ 400/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 15128-07 Зав. №:1080,1081, 1212	НАМИТ-10-2 УХЛ2 10000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 16687-07 Зав. №:1063	«АЛЬФА А1800» А1805RAL-P4GB-DW-4; Уном = 3х57,7/100 В; Ином = 5 А; Имакс = 10 А; кл. т. в части активной энергии 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; в части реактивной энер- гии 1,0 ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 31857-11 Зав. №: 01178320	Каналообразующая аппаратура, ЦСОД совмещенный с АРМ глав- ного энергетика с ПО «АльфаЦЕНТР»

Примечания:

Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков электрической энергии на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1.

Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	amrserver.exe amrc.exe cdbora2.dll encryptdll.dll ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.15.0.0 и выше 4.15.1.0 и выше 4.14.0.0 и выше 2.0.0.0 и выше 12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Уровень защиты ПО «Альфа-ЦЕНТР» соответствует уровню «ВЫСОКИЙ» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов (ИК) коммерческого учета	2
Номинальные значения напряжения на вводах системы, кВ	10
Отклонение напряжения от номинального значения, %	±10

Продолжение таблицы 3

1	2
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	400
Диапазон изменения тока в % от номинального значения тока	от 1 до 120
Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	от 0,5 до 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы, с	$\pm 5$

Таблица 4 - Пределы допускаемых относительных погрешностей (измерение активной и реактивной электрической энергии и мощности), % для рабочих условий эксплуатации

Номер ИК	Значение $\cos j$	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05I_{\text{НОМ}}$	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I < 20I_{\text{НОМ}}$	$20I_{\text{НОМ}} \leq I < 100I_{\text{НОМ}}$	$100I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 120I_{\text{НОМ}}$
Активная энергия					
ИК1 ИК2	1,0	$\pm 2,5$	$\pm 1,8$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
ИК1 ИК2	0,8	$\pm 3,4$	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
ИК1 ИК2	0,5	$\pm 5,7$	$\pm 3,5$	$\pm 2,8$	$\pm 2,8$
Реактивная энергия					
ИК1 ИК2	0,8	$\pm 5,7$	$\pm 4,4$	$\pm 3,9$	$\pm 3,9$
ИК1 ИК2	0,5	$\pm 4,3$	$\pm 3,5$	$\pm 3,4$	$\pm 3,4$

Таблица 5 - Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих температур для компонентов системы, °С: - измерительных трансформаторов, счетчиков	от 0 до + 35
Средняя наработка на отказ счетчиков, ч, не менее: - Альфа А1805RAL-P4GB-DW-4	120000

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчики электрической энергии А1805RAL-P4GB-DW-4 - среднее время наработки на отказ не менее 120000 ч;
- трансформатор тока ТОЛ-10-1, ТПЛ-10 М- среднее время наработки на отказ не менее 4000000 ч;
- трансформатор напряжения НАМИТ-10-2УХЛ2 - среднее время наработки на отказ не менее 400000 ч;

Надежность системных решений:

- резервирование питания компонентов АИИС КУЭ с помощью устройства АВР;
- резервирование каналов связи: для передачи информации внешним организациям организованы два независимых канала связи.

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;

б) защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках электрической энергии;
- установка пароля на АРМ;
- возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 90 суток; сохранность данных в памяти при отключении питания - 30 лет;
- АРМ - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - за весь срок эксплуатации системы.

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Петропродукт-Отрадное».

### Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплект поставки АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТПЛ-10 ТОЛ-10-1	3 шт. 3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2УХЛ2	2 шт.
Счетчик электрической энергии	Альфа А1805RAL-P4GB-DW-4	2 шт.
Сотовый модем	IRZ ATM2-232	1 шт.
Сотовый модем	IRZ MC-52pu	1 шт.
Коннектор	MOXA	2 шт.
3G -роутер	RUN2b	1 шт.
ЦСОД совмещенный с АРМ главного энергетика		1 шт.
Программное обеспечение	«Альфа-ЦЕНТР»	1 шт.
Методика измерений	ЭУАВ.091510.013 МИ	1 шт.
Паспорт	ЭУАВ.091510.013 ПС	1 шт.

### Поверка

осуществляется по документу МИ 3000-2006 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки». Методика проверки идентификационных данных ПО приведена в разделе 5 Паспорта.

Основные средства поверки:

- средства поверки и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в таблице 2 МИ 3000-2006.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Измерения производятся в соответствии с документом ЭУАВ.091510.013МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Петропродукт-Отрадное».

Свидетельство об аттестации № 09-RA.RU.311468-2016 от 21.11.2016 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Петропродукт-Отрадное»**

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергоучет-Автоматизация»

(ООО «Энергоучет-Автоматизация»)

ИНН 7804386318

Адрес: 195197, г. Санкт-Петербург, ул. Жукова, д. 19

Тел./факс (812) 540-14-84

E-mail: [energouchet@mail.ru](mailto:energouchet@mail.ru)

### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области»

(ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Тел.: (812) 244-62-28, 244-12-75, факс: (812) 244-10-04

E-mail: [letter@rustest.spb.ru](mailto:letter@rustest.spb.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311484 от 03.02.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.