



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.022.A № 48585

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии и мощности ООО "НЕП"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "Энергоучет-Автоматизация", г. Санкт-Петербург

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51617-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МИ 3000-2006

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **29 октября 2012 г. № 896**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 007170

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ООО «НЕП»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ООО «НЕП» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО «НЕП» (административное здание, цех по фасовке чая по адресу : Санкт-Петербург, Октябрьская набережная, дом 104, корп.2 лит. А, Б, Л, В), сбора, обработки, хранения полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин., 1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений данных о состоянии средств измерений со стороны организаций-участников розничного рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – трансформаторы тока (ТТ) типа ТШП-0,66УЗ, 600/5, Госреестр СИ № 40473-09 и ТОЛ-10-1-2У2,150/5, Госреестр СИ № 15128-07, класс точности 0,5S по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ 2, 6000/100, Госреестр СИ № 40740-09, класс точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счётчики электрической энергии трехфазные статические типа Меркурий 230 ART2-03 PQRSIDN и ART2-00 PQRSIDN, Госреестр СИ № 23345-07, класс точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электрической энергии и класс точности 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электрической энергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (2 точки измерения);

2-й уровень – каналообразующая аппаратура (преобразователи интерфейсов, модемы) автоматизированное рабочее место (АРМ) энергетика с программным обеспечением (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 типа Меркурий 230 (ART2-03 PQRSIDN и ART2-00 PQRSIDN). Счетчики производят измерение действующих (среднеквадратических) значений напряжения и тока и рассчитывают полную мощность.

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.

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

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям поступает на верхний уровень системы.

На верхнем – втором уровне системы выполняется последующее формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача данных на АРМ главного энергетикам ООО «НЭП» осуществляется посредством локальной вычислительной сети предприятия, по технологии Ethernet.

Передача данных в центр сбора и обработки данных (ЦСОД) гарантирующего поставщика производится по коммутируемым каналам оператора сотовой сети связи стандарта GSM 900/1800.

Коррекция часов счетчиков производится от часов ЦСОД гарантирующего поставщика в ходе опроса. Коррекция выполняется автоматически, если расхождение часов сервера БД и часов счетчиков АИИС КУЭ превосходит ± 2 с.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и АРМ АИИС КУЭ. Погрешность часов компонентов системы (счетчиков, сервера БД) не превышает ± 5 с.

Журнал событий счетчиков электрической энергии отражает: время (дата, часы, минуты) коррекции часов в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Состав измерительных каналов приведен в табл. 1.

Таблица 1

№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	Оборудование АРМ (2-й уровень)
1	Ввод 1 в ГРЩ-0,4 кВ (ТП-13369); ТУ № 1	ТШП-0,66У3; 600/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 40473-09 зав. № 356492; зав. № 356494 зав. № 362228	-	Меркурий 230 ART2-03 PQRSIDN ; $I_{ном} (I_{макс}) = 5 (7,5) А$; $U_{ном} = 3 \times 220/380 В$; класс точности: по активной энергии - 0,5S; ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной - 1,0; ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 23345-07; зав. №: 09281431	Каналообразующая аппаратура, ПО АльфаЦентр
2	Ввод в РУ-6 кВ новой ТП панель № 2, ТУ № 2	ТОЛ-10-1-2У2; 150/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 15128-07; зав. № 25238 зав. № 25144 зав. № 25560	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ 2 6000/100; 0,5; ГОСТ 1983-2001 Госреестр СИ № 40740-09; зав. № 043	Меркурий 230 ART2-00 PQRSIDN ; $I_{ном} (I_{макс}) = 5 (7,5) А$; $U_{ном} = 3 \times 57,7/100 В$; класс точности: по активной энергии - 0,5S; ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной - 1,0; ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 23345-07; зав. №: 09323266	

Примечание:

Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в табл. 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) «Альфа ЦЕНТР».

ПО «Альфа ЦЕНТР» внесено в Государственный реестр средств измерений РФ в составе комплексов измерительно-вычислительных для учета электрической энергии «Альфа ЦЕНТР» под № 44595-10.

Уровень защиты ПО «Альфа ЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010 – С.

Идентификационные данные ПО «Альфа ЦЕНТР» приведены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование программного обеспечения	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа ЦЕНТР» РЕ		12.01	3E736B7F380863F4 4CC8E6F7BD211C54	MD5

- ПО внесено в Госреестр СИ РФ № 44595-10 в составе комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии ИВК «АльфаЦЕНТР»;
- Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет ± 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения;
- Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР»;
- Программное обеспечение имеет уровень защиты «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в табл. 3.

Таблица 3

Количество измерительных каналов (ИК) коммерческого учета	2
Номинальное напряжение на вводах системы, кВ	0,4; 6
Отклонение напряжения от номинального, %	± 10
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	600 (РІК1) 150 (РІК2)
Диапазон изменения тока в % от номинального значения тока	от 1 до 120
Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,5 – 1
Диапазон рабочих температур для компонентов системы: – трансформаторов тока, напряжения счетчиков, °С	от 0 до 35
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы, с	± 5
Средняя наработка на отказ счетчиков, ч, не менее	150 000

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК (измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности), %, для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ ООО «НЕП» приведены в табл. 4.

Таблица 4

№ ИК	Наименование присоединения	Значение cosφ	$1\% I_{ном} \leq I < 5\% I_{ном}$	$5\% I_{ном} \leq I < 20\% I_{ном}$	$20\% I_{ном} \leq I < 100\% I_{ном}$	$100\% I_{ном} \leq I \leq 120\% I_{ном}$
Активная энергия						
1	Ввод 1 в ГРЩ-0,4 кВ (ТП-13369); ТУ№ 1	1,0	±2,1	±1,2	±1,1	±1,1
2	Ввод в РУ-6 кВ новой ТП панель № 2, ТУ№ 2		±2,2	±1,4	±1,2	±1,2
1	Ввод 1 в ГРЩ-0,4 кВ (ТП-13369); ТУ№ 1	0,8	±3,1	±2,0	±1,5	±1,5
2	Ввод в РУ-6 кВ новой ТП панель № 2, ТУ№ 2		±3,2	±2,1	±1,6	±1,6
1	Ввод 1 в ГРЩ-0,4 кВ (ТП-13369); ТУ№ 1	0,5	±5,5	±3,1	±2,2	±2,2
2	Ввод в РУ-6 кВ новой ТП панель № 2, ТУ№ 2		±5,5	±3,3	±2,6	±2,6
Реактивная энергия						
1	Ввод 1 в ГРЩ-0,4 кВ (ТП-13369); ТУ№ 1	0,8	±5,1	±3,6	±3,1	±3,1
2	Ввод в РУ-6 кВ новой ТП панель № 2, ТУ№ 2		±5,1	±3,6	±3,1	±3,1
1	Ввод 1 в ГРЩ-0,4 кВ (ТП-13369); ТУ№ 1	0,5	±3,7	±2,7	±2,5	±2,5
2	Ввод в РУ-6 кВ новой ТП панель № 2, ТУ№ 2		±3,7	±2,7	±2,5	±2,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счётчик – среднее время наработки на отказ не менее $T = 150000$ ч., средний срок службы 30 лет;
- трансформаторы тока типа ТОЛ-10-1-2У2 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 40 \times 10^5$ ч., средний срок службы 30 лет;
- трансформаторы тока типа ТПП-0,66У3 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 4 \times 10^5$ ч.;
- трансформаторы напряжения – среднее время наработки на отказ не менее $T = 4 \times 10^5$ ч., средний срок службы 30 лет

Надежность системных решений:

§ резервирование каналов связи и баз данных: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники рынка электроэнергии по основному и резервному каналам передачи данных через сети двух различных операторов сотовой связи стандарта GSM ;

§ регистрация событий:

- в журнале событий счётчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

§ механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика, трансформатора тока и напряжения;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной колодки;
- АРМ;

§ защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля АРМ.

Глубина хранения информации:

- § счетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток;
- § АРМ – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Наименование	Кол-во
Трансформатор тока ТОЛ-10-1-2У2	3
Трансформатор тока ТШП-0,66 У3	3
Трансформатор напряжения ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный типа: Меркурий 230 ART2-03 PQRSIDN	1
Меркурий 230 ART2-00 PQRSIDN	1
GSM-модем Novacom MC-35it	2
Преобразователь интерфейсов MOXA NPort 6450	1
Методика измерений ЭУАВ.061064.014.АИ-МИ	1
Паспорт ЭУАВ.061064.014.АИ -ПС	1

Поверка

осуществляется по МИ 3000-2006 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

- 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.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе ЭУАВ.061064.014.АИ-МИ «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ООО «НЕП». Свидетельство об аттестации МИ 01.00292.432.00238-2012 от 03.09.2012.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ООО «НЕП»

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. МИ 3000-2006 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии. ТИПОВАЯ МЕТОДИКА ПОВЕРКИ».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Энергоучет-Автоматизация»

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

Тел./факс (812) 540-14-84.

E-mail: energouchet@mail.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург» зарегистрирован в Государственном реестре под № 30022-10.

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

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по
техническому регулированию
и метрологии

Ф.В.Булыгин

М.П.

«_____» _____ 2012г.