

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «БалтМедиаИнвест» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО «БалтМедиаИнвест», 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 электрической энергии;
- периодический (1 раз в 30 мин, 1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии 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 электрической энергии;
- 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 показаний часов).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – трансформаторы тока (ТТ) типа ТПЛ-10-М-У2, 200/5, Госреестр СИ № 22192-07, класс точности 0,5S по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения НАМИТ-10-2 УХЛ 2, 6000/100, Госреестр СИ № 16687-07, класс точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счётчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 А1805RAL-P4GB-DW-4, Госреестр СИ № 31857-06, класс точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электрической энергии и класс точности 1,0 по ГОСТ 26035-83 для реактивной электрической энергии, установленные на объектах, указанных в табл. 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 Альфа А1800 А1805RAL-P4GB-DW-4.

Счетчик производит измерение действующих (среднеквадратических) значений напряжения и тока и рассчитывает полную мощность.

Измерения активной мощности (Р) счетчиками выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (р) 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 Р 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 осуществляется по телефонной сети общего пользования (ТФОП) или каналу передачи данных стандарта GSM на АРМ службы эксплуатации энергосистемы ООО «БалтМедиаИнвест» и в центр сбора и обработки данных гарантирующего поставщика.

Коррекция часов счетчиков производится от часов сервера базы данных (БД) 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, указанных 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	Аппаратура 2-го уровня
1	РП-1910; РУ-6 кВ; 1СШ м/у яч. 4 и СРЗ	ТПЛ-10-М-У2; 200/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 22192-07; зав.№ 2360 зав.№ 2361 зав.№ 2362	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 6000/100; 0,5; ГОСТ 1983-2001 Госреестр СИ № 16687-07; зав.№ 1484110000001	АЛЬФА А1800 А1805RAL-P4GB-DW-4; $I_{ном} (I_{макс}) = 5 (10) A$; $U_{ном} = 3 \times 57 / 100 V$; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной - 1,0 ГОСТ 26035-83; Госреестр СИ № 31857-06; зав.№ 01 210 190	Каналообразующая аппаратура, АРМ с ПО «АльфаЦЕНТР»
2	РП-1910; РУ-6 кВ; 2СШ м/у яч. 8 и СР6	ТПЛ-10-М-У2; 200/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 22192-07; зав.№ 2363 зав.№ 2397 зав.№ 2561	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 6000/100; 0,5; ГОСТ 1983-2001 Госреестр СИ № 16687-07; зав.№ 1484110000002	АЛЬФА А1800 А1805RAL-P4GB-DW-4; $I_{ном} (I_{макс}) = 5 (10) A$; $U_{ном} = 3 \times 57 / 100 V$; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной - 1,0 ГОСТ 26035-83; Госреестр СИ № 31857-06; зав.№ 01 198 249	

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

ПО «АльфаЦЕНТР» осуществляет автоматический параллельный опрос счетчиков электрической энергии с использованием различных типов каналов связи и коммуникационного оборудования, расчет электрической энергии с учетом временных зон, нахождение максимумов мощности для каждой временной (тарифной) зоны, представление данных для анализа в табличном и графическом виде.

Идентификационные данные ПО представлены в табл. 2.

Таблица 2

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное 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	программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	3.30.12.0	15aec6c55a05ea88e52a16fc0331c823	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe	3.31.0.0	599ff8e43e77908076cc3df8d4c9781d	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe	3.31.0.0	cb9b3e71d1a996fb523449cd559619db	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll	3.31.0.0	5e9a48ed75a27d10c135a87e77051806	
	библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll	2.0.0.0	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll	нет данных	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

- 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 электрической энергии 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	6
Отклонение напряжения от номинального, %	-15 +10
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	200
Диапазон изменения тока в % от номинального значения тока	от 1 до 120
Коэффициент мощности, cos φ	0,5 – 1
Диапазон рабочих температур для компонентов системы, °С: – трансформаторов тока, счетчиков	от 0 до 35
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы, с	±5
Средняя наработка на отказ счетчиков, ч, не менее	120000

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

Таблица 4

№ ИК	Наименование присоединения	Значение cosφ	1%I _{ном} ≤ I < 5%I _{ном}	5%I _{ном} ≤ I < 20%I _{ном}	20%I _{ном} ≤ I < 100%I _{ном}	100%I _{ном} ≤ I ≤ 120%I _{ном}
Активная энергия						
1	РП-1910; РУ-6 кВ; 1СШ м/у яч. 4 и СР3	1,0	±2,2	±1,4	±1,2	±1,2
2	РП-1910; РУ-6 кВ; 2СШ м/у яч. 8 и СР6					
1	РП-1910; РУ-6 кВ; 1СШ м/у яч. 4 и СР3	0,8	±3,2	±2,1	±1,6	±1,6
2	РП-1910; РУ-6 кВ; 2СШ м/у яч. 8 и СР6					
1	РП-1910; РУ-6 кВ; 1СШ м/у яч. 4 и СР3	0,5	±5,6	±3,3	±2,6	±2,6
2	РП-1910; РУ-6 кВ; 2СШ м/у яч. 8 и СР6					
Реактивная энергия						
1	РП-1910; РУ-6 кВ; 1СШ м/у яч. 4 и СР3	0,8	±5,2	±3,8	±3,3	±3,3
2	РП-1910; РУ-6 кВ; 2СШ м/у яч. 8 и СР6					
1	РП-1910; РУ-6 кВ; 1СШ м/у яч. 4 и СР3	0,5	±3,6	±2,8	±2,6	±2,6
2	РП-1910; РУ-6 кВ; 2СШ м/у яч. 8 и СР6					

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счётчик – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, средний срок службы 30 лет;
- трансформаторы тока – среднее время наработки на отказ не менее $T = 4 \cdot 10^6$ ч, средний срок службы 30 лет;
- трансформаторы напряжения – среднее время наработки на отказ не менее $T = 4 \cdot 10^5$ ч.

Надежность системных решений:

§ резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники рынка электрической энергии по коммутируемой телефонной линии сети 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;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной колодки;
- АРМ;

§ защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля АРМ.

Глубина хранения информации:

§ счётчик – 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 «БалтМедиаИнвест».

Комплектность средства измерений

Наименование	Кол-во
Трансформатор тока типа ТПЛ-10-М-У2	6
Трансформатор напряжения НАМИТ-10-2 УХЛ2	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный типа Альфа А1800 А1805RAL-P4GB-DW-4	2
GSM-модем Cinterion MC-35it	2
Преобразователь интерфейсов MOXA NPort 6450	1
Методика измерений ЭУАВ.101006.021-МИ	1
Методика поверки 432-083-2012 МП	1
Паспорт ЭУАВ.101006.021-ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу 432-083-2012 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «БалтМедиаИнвест». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург» 26.04.2012 г.

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

- средства поверки трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- средства поверки трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-88. «Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- средства поверки счетчиков электрической энергии по документу МП-2203-00422-2006 «Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный типа АЛЬФА А1800. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- модуль коррекции времени МКВ-02Ц.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе ЭУАВ.101006.021-МИ «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «БалтМедиаИнвест». Свидетельство об аттестации МИ № 01.00292.432.00215-2012 от 30.03.2012.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ООО «БалтМедиаИнвест»

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. 432-083-2012 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «БалтМедиаИнвест». 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

Е.Р. Петросян

М.П.

«_____» _____ 2012 г.