

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО «Промышленный комплекс «Энергия»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО «Промышленный комплекс «Энергия» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной отдельными технологическими объектами ОАО «Промышленный комплекс «Энергия», 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 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 оптового и розничного рынков электрической энергии (далее внешним организациям);
 - передача результатов измерений по электронной почте в формате XML 1.0 по программно-задаваемым адресам;
 - 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, включающий:
– ИВК-Сервер баз данных ЦСОИ ЗАО «Энергосбытовая компания Кировского завода»
(далее – сервер);

- автоматизированное рабочее место (АРМ) энергетика;
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- устройство синхронизации времени (УСВ-2).

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.

Сервер 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 выделенным каналам или коммутируемым телефонным линиям связи через Интернет-провайдера.

Коррекция часов счетчиков производится от часов сервера гарантирующего поставщика в ходе опроса. Коррекция выполняется автоматически, если расхождение показаний часов сервера и часов счетчиков АИИС КУЭ превосходит ± 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 табл. 1.

Таблица 1

Номер ИК	Наименование присоединения	Состав измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	Оборудование ИВК (2-й уровень)
1	2	3	4	5	6
1	ПС-364 (РУ-10 кВ) 1 с.ш., яч. 7	ТЛШ-10, 1000/5; КТ 0,5S, ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 11077-07; Зав. № 6237, 6238, 6239	НАМИТ-10-2, 10000/100; КТ 0,5, ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ №16687-07; Зав. № 0969	ЕвроАльфа ЕА05РАL-B-4; Ином = 5 А; Уном =100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S; по реактивной – 1,0, ГОСТ 30206, ГОСТ 26035; Госреестр СИ № 16666-97; Зав. № 01154962	Каналообразующая аппаратура; ИВК-Сервер ЦСОИ; АРМ энергетика; УСВ-2, зав. № 2075; Госреестр СИ № 41681-10; ПО «АльфаЦЕНТР»

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
2	ПС-364 (РУ-10 кВ) 2 с.ш., яч.35	ТЛШ-10, 1000/5; КТ 0,5S, ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 11077-07; Зав. № 6240, 6241, 6296	НАМИТ-10-2, 10000/100; КТ 0,5, ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 16687-07; Зав. № 0585	ЕвроАльфа ЕА05РАL-B-4; Ином = 5 А; Уном =100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ 30206, ГОСТ 26035; Госреестр СИ № 16666-97; Зав. № 01154967	Каналообразующая аппаратура; ИВК-Сервер ЦСОИ; АРМ энергетика; УСВ-2, зав. № 2075; Госреестр СИ № 41681-10; ПО «АльфаЦЕНТР»
3	ПС-364 (РУ-10 кВ) 3 с.ш., яч.6	ТЛШ-10, 1000/5; КТ 0,5S, ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 11077-07; Зав. № 6192, 6186, 6195	НАМИТ-10-2, 10000/100; КТ 0,5, ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 16687-07; Зав. № 0584	ЕвроАльфа ЕА05РАL-B-4; Ином = 5 А; Уном =100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ 30206, ГОСТ 26035; Госреестр СИ № 16666-97; Зав. № 01154965	
4	ПС-364 (РУ-10 кВ) 4 с.ш., яч. 32	ТЛШ-10, 1000/5; КТ 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 11077-07; Зав. № 6185, 6197, 6297	НАМИТ-10-2, 10000/100; КТ 0,5; ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 16687-07; Зав. № 0590	ЕвроАльфа ЕА05РАL-B-4; Ином = 5 А; Уном =100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ 30206, ГОСТ 26035; Госреестр СИ № 16666-97; Зав. № 01154969	
5	ПС-364 (РУ-10 кВ) 1 с.ш., ТСН-1	Т-0,66, 300/5; КТ 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 22656-07 Зав. № 035575, 035586, 035589	—	ЕвроАльфа ЕА05РАL-B-4; Ином = 5 А; Уном =380 В; КТ: по активной энергии – 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ 30206, ГОСТ 26035; Госреестр СИ № 16666-97; Зав. № 01154167	
6	ПС-364 (РУ-10 кВ) 2 с.ш., ТСН-2	Т-0,66, 300/5; КТ 0,5S, ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 22656-07; Зав. № 035628, 035639, 035748	—	ЕвроАльфа ЕА05РАL-B-4; Ином = 5 А; Уном =380 В; КТ: по активной энергии – 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ 30206, ГОСТ 26035; Госреестр СИ № 16666-97; Зав. № 01154174	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
7	РП-13, 1с.ш., яч. 6	ТЛО-10, 150/5; КТ 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 25433-11 Зав. № 17497, 17499, 17502	НАМИТ-10-2; 10000/100; КТ 0,5, ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 16687-07; Зав. № 2185	ЕвроАльфа ЕА05RAL-B-4; Ином = 5 А; Уном =100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ 30206, ГОСТ 26035; Госреестр СИ № 16666-97; Зав. № 01166776	Каналообразующая аппаратура; ИВК-Сервер ЦСОИ; АРМ энергетика; УСВ-2, зав. № 2075; Госреестр СИ № 41681-10; ПО «АльфаЦЕНТР»
8	РП-13, 2 с.ш., яч. 17	ТЛО-10, 150/5; КТ 0,5S, ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 25433-11; Зав. № 17500, 17501,17498	НАМИТ-10-2, 10000/100; КТ 0,5, ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 16687-07; Зав. № 2187	ЕвроАльфа ЕА05RAL-B-4; Ином = 5 А; Уном =100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ 30206, ГОСТ 26035; Госреестр СИ № 16666-97; Зав. № 01166779	
9	РП-5, 1 с.ш., яч. 4	ТПЛ-10-М, 100/5; КТ 0,5S, ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 22192-07; Зав. № 2152, 2180, 2154	НАМИТ-10-2, 10000/100; КТ 0,5, ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 16687-07; Зав. № 2038	Альфа А1805RAL- P4GB-DW-4; Ином = 5 А; Уном =100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323, ГОСТ 26035; Госреестр СИ № 31857-06; Зав. № 01200926	
10	РП-5, 2 с.ш., яч. 11	ТПЛ-10-М, 100/5; КТ 0,5S, ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 22192-07; Зав. № 2170, 2169, 2156	НАМИТ-10-2, 10000/100; КТ 0,5; ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 16687-07; Зав. № 2037	Альфа А1805RAL- P4GB-DW-4; Ином = 5 А; Уном =100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S; по реактивной - 1,0; ГОСТ Р 52323, ГОСТ 26035; Госреестр СИ № 31857-06; Зав. № 01197422	

Примечания – Допускается замена измерительных трансформаторов, УСВ-2, счетчиков электрической энергии 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) «АльфаЦЕНТР».

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

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» соответствует уровню «С» в соответствии с разд. 2.6 МИ 3286-2010.

Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» приведены в табл. 2.

Таблица 2

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «АльфаЦЕНТР»	отсутствует	12.01	3E736B7F380863F44CC 8E6F7BD211C54	MD5

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в табл. 3 и 4.

Таблица 3

Количество измерительных каналов (ИК) коммерческого учета	10
Номинальное напряжение на вводах системы, кВ	0,4 (ИК 5, 6) 10 (ИК 1 – 4, 7 – 10)
Отклонение напряжения от номинального, %	±10
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	100 (ИК 9, 10) 150 (ИК 7, 8) 300 (ИК 5, 6) 1000 (ИК 1 – 4)
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: – измерительных трансформаторов, счетчиков	от 5 до 25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы, с	±5
Средняя наработка на отказ счетчиков, ч, не менее: – Альфа А1805 – ЕвроАльфа	120000 50000

Пределы относительных погрешностей (приписанные характеристики погрешности) измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, %, для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ приведены в табл. 4.

Таблица 4

Номер ИК	Значения $\cos\varphi$	$1(2) \% I_{\text{НОМ}} \leq I < 5 \% I_{\text{НОМ}}$	$5 \% I_{\text{НОМ}} \leq I < 20 \% I_{\text{НОМ}}$	$20 \% I_{\text{НОМ}} \leq I < 100 \% I_{\text{НОМ}}$	$100 \% I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 120 \% I_{\text{НОМ}}$
1	2	3	4	5	6
Активная энергия					
1 – 4, 7 – 10	1,0	±2,6	±1,7	±1,6	±1,6
5, 6		±2,5	±1,6	±1,5	±1,5
1 – 4, 7 – 10	0,8	±3,4	±2,5	±2,1	±2,1
5, 6		±3,3	±2,3	±1,9	±1,9
1 – 4, 7 – 10	0,5	±5,7	±3,5	±2,7	±2,7
5, 6		±5,6	±3,2	±2,4	±2,4
Реактивная энергия					
1 – 4, 7 – 10	0,8	±6,4	±3,8	±2,7	±2,6
5, 6		±6,3	±3,6	±2,5	±2,4
1 – 4, 7 – 10	0,5	±4,5	±2,9	±2,2	±2,2
5, 6		±4,4	±2,8	±2,1	±2,1

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчики электрической энергии – среднее время наработки на отказ, не менее 50000 ч (ЕвроАльфа) и 120000 ч (Альфа А1805), средний срок службы 30 лет;
- трансформатор тока – среднее время наработки на отказ, не менее 4000000 ч (ТЛШ-10, ТПЛ-10-М), 400000 ч (ТЛО-10), 219000 ч (Т-0,66), средний срок службы 30 лет;
- трансформатор напряжения – среднее время наработки на отказ, не менее 4000000 ч, средний срок службы 30 лет;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ, не менее 35000 ч, средний срок службы 15 лет.

Надежность системных решений:

§ резервирование питания компонентов АИИС КУЭ с помощью источника бесперебойного питания;

§ резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники рынка электроэнергии по электронной почте;

§ регистрация событий в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

§ механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;

§ защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток;
- ИВК – 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 ОАО «Промышленный комплекс «Энергия».

Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение (марка и/или тип оборудования, версия ПО)	Кол-во (шт.)
1	2	3
Счетчик электрической энергии	ЕвроАльфа EA05RAL-B-4	8
	Альфа A1805RAL-P4GB-DW-4	2
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	12
	Т-0,66	6
	ТЛО-10	6
	ТПЛ-10-М	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	8
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Конвертор интерфейсов	MOXANport 6450	3
Модем	Siemens MC-35it	3
	Zyxel U336 E	1
Маршрутизатор	Zyxel 791R EE	2
Коммутатор	D-Link	1
Программное обеспечение «АльфаЦЕНТР»	AC_UE	1
Методика измерений	СП6СТ 834.00.000 МИ	1
Паспорт	СП6СТ 834.00.000 ПС	1

Поверка

осуществляется по документу МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные 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 табл. 2 МИ 3000-2006.

Сведения о методиках (методах) измерений

Измерения производятся в соответствии с документом «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО «Промышленный комплекс «Энергия» СПбСТ 834.00.000 МИ. Свидетельство об аттестации № 01.00292.432.00268-2013 от 05.04.2013 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО «Промышленный комплекс «Энергия»

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. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

– осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО «Энергосбытовая компания Кировского завода»

Адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, пр-т Стачек, д. 47.

Тел. (812) 783-68-07, факс (812) 326-56-33.

Http: www.eskzgroup.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.

«___»_____ 2013 г.