

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Питерформ» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной отдельными технологическими объектами ООО «Питерформ», 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 (далее внешние организации);
- 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 – уровень точек измерения (уровень ТИ):

- трансформаторы тока (ТТ);
- трансформаторы напряжения (ТН);
- счётчики электрической энергии многофункциональные.

2-й уровень – уровень базы данных (уровень БД):

- каналобразующая аппаратура;
- сервер баз данных (далее БД);
- программное обеспечение «АльфаЦЕНТР».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счётчиков электрической энергии многофункциональных типа СЭТ-4ТМ.03М.01.

Измерение активной мощности (Р) счетчиком электрической энергии выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (р) по периоду основной частоты сигналов.

Счетчик производит измерение 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 каналу передачи данных стандарта GSM поступает на верхний уровень системы.

На верхнем – втором уровне системы сервер БД осуществляет сбор, обработку результатов измерений, в том числе расчет активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение поступающей информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача данных внешним организациям осуществляется по каналу передачи данных стандарта GSM.

Коррекция часов счетчиков производится от часов сервера базы данных гарантирующего поставщика в ходе опроса. Коррекция выполняется автоматически, если расхождение часов сервера БД гарантирующего поставщика и часов счетчиков АИИС КУЭ превосходит ± 2 с. Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков АИИС КУЭ. Погрешность часов компонентов системы (счетчиков) не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электрической энергии отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Состав измерительных каналов приведен в табл. 1.

Таблица 1

Но- мер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	Уро- вень ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ТП-1, РУ-10 кВ, ввод 1	SVA 100-100-45; 150/5; КТ 0,5S, ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 38612-08; зав. № 10-644107, 10-644103, 10-644104	ТЭС 4; $10000/\sqrt{3} / 100/\sqrt{3}$; КТ 0,5, ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 17080-98; зав. № 1VLT5210009127, 1VLT5210009130, 1VLT5210009145	СЭТ-4ТМ.03М.01; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = $3 \times (57,7-100)/(100-200)$ В; КТ: по активной энергии – 0,5S, ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной – 1,0, ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 36697-12; зав. № 0808102235	Каналообразующая аппаратура, сервер БД, ПО «Альфа-ЦЕНТР», Госреестр СИ № 44595-10
2	ТП-1, РУ-10 кВ, ввод 2	SVA 100-100-45; 150/5; КТ 0,5S, ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 38612-08; зав. № 10-644108, 10-644106, 10-644105	ТЭС 4; $10000/\sqrt{3} / 100/\sqrt{3}$; КТ 0,5, ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 17080-98; зав. № 1VLT5210009110, 1VLT5210009112, 1VLT5210009115	СЭТ-4ТМ.03М.01; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = $3 \times (57,7-100)/(100-200)$ В; КТ: по активной энергии – 0,5S, ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной – 1,0, ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 36697-12; зав. № 0808101531	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
3	ТП-1, РУ-10 кВ, ввод 3	SVA 100-100-45; 100/5; КТ 0,5S, ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 38612-08; зав. № 10-627073, 10-627071, 10-627079	ТЭС 4; $10000\sqrt{3} / 100\sqrt{3}$; КТ 0,5, ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 17080-98; зав. № 1VLT5210009111, 1VLT5210009113, 1VLT5210009114	СЭТ-4ТМ.03М.01; Ином (I _{макс}) = 5 (10) А; Уном = $3 \times (57,7-100)/(100-200)$ В; КТ: по активной энергии – 0,5S, ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной – 1,0, ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 36697-12; зав. № 0808101567	Каналообразующая аппаратура, сервер БД, ПО «АльфаЦЕНТР», Госреестр СИ № 44595-10
4	ТП-1, РУ-10 кВ, ввод 4	SVA 100-100-45; 100/5; КТ 0,5S, ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 38612-08; зав. № 10-627058, 10-627060, 10-627057	ТЭС 4; $10000\sqrt{3} / 100\sqrt{3}$; КТ 0,5, ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 17080-98; зав. № 1VLT5210009107, 1VLT5210009120, 1VLT5210009123	СЭТ-4ТМ.03М.01; Ином (I _{макс}) = 5 (10) А; Уном = $3 \times (57,7-100)/(100-200)$ В; КТ: по активной энергии – 0,5S, ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной – 1,0, ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 36697-12; зав. № 0808101636	

Примечание – Допускается замена измерительных трансформаторов и 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 электроэнергии с использованием различных типов каналов связи и коммуникационного оборудования, расчет электроэнергии 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	Идентификационное наименование ПО	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «АльфаЦЕНТР» РЕ	отсутствует	12.01	3E736B7F380863F44 CC8E6F7BD211C54	MD5

ПО внесено в Госреестр СИ РФ в составе комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии ИВК «АльфаЦЕНТР», № 44595-10.

ПО «АльфаЦЕНТР» имеет свидетельство о метрологической аттестации № АПО-001-12 от 31 мая 2012 г., выданное ФГУП «ВНИИМС».

Программное обеспечение имеет уровень защиты «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Количество ИК коммерческого учета	4
Номинальное напряжение на вводах системы, кВ	10
Отклонение напряжения от номинального, %	±20
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	
ИК 1, 2	150
ИК 3, 4	100
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, трансформаторов напряжения, счетчиков	от 5 до 30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы, с	±5
Средняя наработка на отказ счетчиков, ч, не менее	165000

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК (измерение активной и реактивной электрической энергии и мощности), %, для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ ООО «Питерформ» приведены в табл. 3.

Таблица 3

Номер ИК	Значение cosφ	$1 \% I_{\text{НОМ}} \leq I < 5 \% I_{\text{НОМ}}$	$5 \% I_{\text{НОМ}} \leq I < 20 \% I_{\text{НОМ}}$	$20 \% I_{\text{НОМ}} \leq I < 100 \% I_{\text{НОМ}}$	$100 \% I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 120 \% I_{\text{НОМ}}$
1	2	3	4	5	6
Активная энергия					
1	1,0	±2,4	±1,7	±1,6	±1,6
2	0,8	±3,3	±2,3	±1,9	±1,9
3					
4	0,5	±5,7	±3,4	±2,7	±2,7
Реактивная энергия					
1	0,8	не регламентируется	±4,3	±3,8	±3,8
2					
3	0,5	не регламентируется	±3,7	±3,3	±3,3
4					

Примечание – В качестве характеристик погрешности указаны пределы относительной погрешности измерений (приписанные характеристики погрешности) при доверительной вероятности 0,95.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счётчик – среднее время наработки на отказ, не менее $T = 165000$ ч, средний срок службы 30 лет;
- трансформатор напряжения – средняя наработка на отказ $T = 5100000$ ч.

Надежность системных решений:

§ 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;

§ защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

§ счетчик – 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток;

§ сервер БД – 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 «Питерформ».

Комплектность средства измерений

1. Трансформатор тока SVA	12 шт.
2. Трансформатор напряжения TJC 4	12 шт.
3. Счётчик электрической энергии трехфазный типа СЭТ-4ТМ.03М.01	4 шт.
4. GSM/GPRS модем TELEOFIS RX108-R RS485	1 шт.
5. GSM/GPRS модем TELEOFIS RX101-R USB GPRS	1 шт.
6. Сервер базы данных	1 шт.
7. ПО «АльфаЦЕНТР»	1 шт.
8. Методика измерений 58317473.422231.4500007336.МИ	1 шт.
9. Паспорт 58317473.422231.4500007336.ПС	1 шт.

Поверка

осуществляется в соответствии с документом 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

Методика измерений приведена в документе 58317473.422231.4500007336.МИ «Методика измерений электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Питерформ». Свидетельство об аттестации МИ № 01.00292.432.00288-2013 от 30 августа 2013 г.

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

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

Общество с ограниченной ответственностью «Оператор коммерческого учета» (ООО «ОКУ»)

Адрес: 190031, г. Санкт-Петербург, наб. реки Фонтанки, д. 113, лит. А.

Тел. (812) 740-63-33, факс (812) 740-63-30.

Http: www.oku.com.ru. E-mail: office@oku.com.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург»

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.

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30022-10 от 20.12.2010 г

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по
техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2013 г.