

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 634 от 26.05.2016 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО «Дека»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО «Дека» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной отдельными технологическими объектами ОАО «Дека», 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 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 ЦСОД ЗАО «Энергосбытовая компания Кировского завода» (далее - сервер);
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- устройство синхронизации системного времени (УССВ-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 рассчитывает 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 энергосбытовой компании 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 таблице 1.

Таблица 1

Номер ИК	Наименование присоединения	Состав измерительных каналов			
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	Оборудование ИВК(2-й уровень)
1	2	3	4	5	6
1	РТП «Дека», яч.№16	ТОЛ-НТЗ-10, 600/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 51679-12; Заводской номер: 04096 04116 04124	НАМИТ-10-2 УХЛ2, 6000/100; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 16687-07; Заводской номер: 0360	Альфа А1805RAL-P4G-DW-4; I _{ном} = 5 А; U _{ном} =100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323; по реактивной энергии - 1,0 ГОСТ Р 52425; Госреестр СИ № 31857-11; Заводской номер: 1264526	Каналообразующая аппаратура; ИВК-Сервер ЦСОД; УССВ-2 зав.№ 001426, Госреестр СИ № 54074-13; ПО «АльфаЦЕНТР»
2	РТП «Дека», яч.№9	ТОЛ-10 УТ2.1, 600/5; 0,5; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 36308-07; Заводской номер: 13902 36384 6525	НАМИТ-10-2 УХЛ2, 6000/100; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 16687-07; Заводской номер: 0460	Альфа А1805RAL-P4G-DW-4; I _{ном} = 5 А; U _{ном} =100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323; по реактивной энергии - 1,0 ГОСТ Р 52425; Госреестр СИ № 31857-11; Заводской номер: 1264523	
3	РТП «Дека», яч.№1	ТОЛ-НТЗ-10, 600/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 51679-12; Заводской номер: 7228 ТОЛ-10-1-2 У2, 600/5; 0,5; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 15128-07; Заводской номер: 57569	НАМИТ-10-2 УХЛ2, 6000/100; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 16687-07; Заводской номер: 0360	Альфа А1805RAL-P4G-DW-4; I _{ном} = 5 А; U _{ном} =100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323; по реактивной энергии - 1,0 ГОСТ Р 52425; Госреестр СИ № 31857-11; Заводской номер: 1264531	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
		ТОЛ-10 УТ2.1, 600/5; 0,5; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 36308-07 Заводской номер: 64867			Каналообразующая аппаратура; ИВК-Сервер ЦСОД; УССВ-2 зав.№ 001426, Госреестр СИ № 54074-13; ПО «АльфаЦЕНТР»
4	РТП «Дека», яч.№8	ТОЛ-10 УТ2.1, 600/5; 0,5; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 36308-07; Заводской номер: 995 864	НАМИТ-10-2 УХЛ2, 6000/100; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 16687-07; Заводской номер: 0460	Альфа A1805RAL-P4G-DW-4; I _{ном} = 5 А; U _{ном} =100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323; по реактивной энергии - 1,0 ГОСТ Р 52425; Госреестр СИ № 31857-11; Заводской номер: 1262236	
		ТОЛ-10-1-2 У2, 600/5; 0,5; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 15128-07; Заводской номер: 53874			
5	КТП-2,Т-2, ГЭК «Автомо- билист»	ТТИ-А, 30/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 28139-04; Заводской номер: 11739 11724 11730	-	Меркурий 230 ART-03PQRSIDN; I _{ном} = 5 А; U _{ном} =380 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323; по реактивной энергии - 1,0 ГОСТ Р 52425; Гос реестр СИ № 23345-07; Заводской номер: 4437496	

Примечание:

Допускается замена измерительных трансформаторов, УССВ-2, 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».

Экспертиза ПО «АльфаЦЕНТР» на соответствие требованиям нормативной документации проведена ФГУП «ВНИИМС» 31.05.2012 г.

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

Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» приведены в таблице 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» АС_UE	отсутствует	12.01	3E736B7F380863F44 CC8E6F7BD211C54	MD5

Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов (ИК) коммерческого учета	5
Номинальное напряжение на вводах системы, кВ	0,4 (ИК 5) 6 (ИК 1 - 4)
Отклонение напряжения от номинального, %	±10
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	30 (ИК 5) 600 (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 30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы, с	±5
Средняя наработка на отказ счетчиков, ч, не менее:	
Альфа А1805 RAL	120000
Меркурий 230 ART	150000

Пределы допускаемых относительных погрешностей (измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности), %, для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3

Таблица 5					
Номер ИК	Значение cosj	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05I_{\text{НОМ}}$	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2I_{\text{НОМ}}$	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I < 1I_{\text{НОМ}}$	$1I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$
Активная энергия					
1	1,0	$\pm 2,4$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
2 - 4		-	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
5		$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
1	0,8	$\pm 3,3$	$\pm 2,3$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
2 - 4		-	$\pm 3,3$	$\pm 2,2$	$\pm 1,9$
5		$\pm 3,2$	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
1	0,5	$\pm 5,7$	$\pm 3,4$	$\pm 2,7$	$\pm 2,7$
2 - 4		-	$\pm 5,7$	$\pm 3,3$	$\pm 2,7$
5		$\pm 5,5$	$\pm 3,2$	$\pm 2,4$	$\pm 2,4$
Реактивная энергия					
1	0,8	$\pm 5,6$	$\pm 4,3$	$\pm 3,8$	$\pm 3,8$
2 - 4		-	$\pm 5,6$	$\pm 4,1$	$\pm 3,8$
5		$\pm 5,5$	$\pm 4,1$	$\pm 3,6$	$\pm 3,6$
1	0,5	$\pm 4,2$	$\pm 3,7$	$\pm 3,3$	$\pm 3,3$
2 - 4		-	$\pm 4,2$	$\pm 3,5$	$\pm 3,3$
5		$\pm 4,1$	$\pm 3,6$	$\pm 3,3$	$\pm 3,3$

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчики электрической энергии - среднее время наработки на отказ не менее 150000 ч (Меркурий 230) и 120000 ч (Альфа А1805). Средний срок службы 30 лет;
- трансформатор тока ТОЛ-НТЗ-10 - среднее время наработки на отказ не менее 4000000 ч (ТОЛ-НТЗ-10; ТОЛ-10УТ2), 30000 ч (ТТИ-А). Средний срок службы 30 лет;
- трансформатор напряжения НАМИТ-10-2 УХЛ2 - среднее время наработки на отказ не менее 400000 ч. Средний срок службы 30 лет.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: для передачи информации внешним организациям организованы два независимых канала связи;
- регистрация времени и даты в журналах событий счетчиков:
 - 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;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;
- сервера БД;

б) защита информации на программном уровне:

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

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; сохранность данных в памяти при отключении питания - 30 лет;

- сервер БД - 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 ОАО «Дека».

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ ОАО «Дека» входят:

1. Трансформатор тока ТОЛ-НТЗ-10	- 4 шт.
2. Трансформатор тока ТОЛ-10 УТ2.1	- 6 шт.
3. Трансформатор тока ТОЛ-10-1-2 У2	- 2 шт.
4. Трансформатор тока ТТИ-А	- 3 шт.
5. Трансформатор напряжения НАМИТ-10-2 УХЛ2	- 2 шт.
6. Счетчик электрической энергии А1805RAL-P4G-DW-4	- 4 шт.
7. Счетчик электрической энергии Меркурий 230 ART-03PQRSIDN	- 1 шт.
8. GSM-модем MC 52i	- 1 шт.
9. GSM-модем Teleofis RX108-R RS485	- 1 шт.
10. Преобразователя интерфейса NPort 5130A	- 1 шт.
11. Устройство синхронизации времени УССВ-2	- 1 шт.
12. Программное обеспечение «АльфаЦЕНТР» AC_UE	- 1 шт.
13. Методика измерений ЭСК 78/14.03.000МИ	- 1 шт.
14. Паспорт ЭСК 78/14.03.000 ПС	- 1 шт.

Поверка

осуществляется в соответствии с документом 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

Измерения производятся в соответствии с документом ЭСК 78/14.03.000 МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО «Дека». Свидетельство об аттестации № 01.00292.432.00347-2014 от 08.09.2014 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО «Дека»

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».

Изготовитель

ЗАО «Энергосбытовая компания Кировского завода»
Адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, пр. Стачек, д. 47
Тел. (812) 783-68-07; Факс (812) 326-56-33
www.eskzgroup.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ 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

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30022-10 от 15.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.