

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «КировТЭК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «КировТЭК» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной отдельными технологическими объектами ЗАО «КировТЭК», 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:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа СИКОН С70.

3-й уровень - уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК), включающий:

- сервер центра сбора и обработки данных ЗАО «Энергосбытовая компания Кировского завода» с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦентр»;

- сервер центра сбора и обработки данных ПАО «Ленэнерго» с ПО «Пирамида 2000» ;

- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

- устройства синхронизации системного времени УССВ-2 и 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. Счетчики электрической энергии ИИК ТИ производят измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности с интервалом усреднения 30 минут, самодиагностику и запись результатов измерений (профилей нагрузки) и данных самодиагностики (журналов событий) в энергонезависимую встроенную память.

По запросу с УСПД уровня ИВКЭ (для ТИ №13-15), с периодичностью один раз в тридцать минут, собираются данные с ИИК ТИ №13-15. По запросу с сервера БД ПАО «Ленэнерго», с периодичностью один раз в тридцать минут, данные с уровня ИВКЭ собираются в базу данных сервера ПАО «Ленэнерго». С периодичностью один раз в сутки, данные из базы данных сервера ПАО «Ленэнерго» передаются в базу данных сервера ЗАО «ЭСК».

По запросу с сервера БД ЗАО «ЭСК» (для ТИ №1-12 и ТИ №16-19), с периодичностью один раз в тридцать минут, данные с уровня ИИК ТИ №1-12 и ТИ №16-19 собираются в базу данных сервера ЗАО «ЭСК».

Сервера осуществляют сбор и обработку результатов измерений, 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), включающую в себя устройства синхронизации времени УССВ-2 и УСВ-2, осуществляющее синхронизацию часов ЦСОД, УСПД и счетчиков по эталонным сигналам точного времени, получаемым от системы ГЛОНАСС.

Коррекция часов счетчиков производится от часов сервера ЗАО «Энергосбытовая компания Кировского завода» (ИК1-ИК12, ИК16-ИК19) и сервера ПАО «Ленэнерго» (ИК13- ИК15) в ходе опроса. Коррекция выполняется автоматически, если расхождение показаний часов серверов и часов счетчиков АИИС КУЭ превосходит ± 3 с. Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и серверов АИИС КУЭ.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и серверов отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Состав измерительных каналов приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Состав измерительных каналов

№ ИК	Наименование присоединения	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	Уровень ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ГРУ-6 кВ ТЭЦ-14 «Первомайская» 110/6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №5	ТОЛ-10-I 300/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Гос.реестр СИ № 15128-07 А: Зав.№ 3716 С: Зав.№ 3740	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 20186-00 Зав.№ 365 НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 20186-00 Зав.№ 383	СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн. - 0,5S по реакт. эн. - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0806162292	-	Каналообразующая аппаратура, УССВ-2 Гос.реестр СИ №54074-13, зав.№001426, ПО «АльфаЦЕНТР»
2	ГРУ-6 кВ ТЭЦ-14 «Первомайская» 110/6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №7	ТОЛ-10-I 300/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Гос.реестр СИ № 15128-07 А: Зав.№ 3718 С: Зав.№ 3719		СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн. - 0,5S по реакт. эн. - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0806162215		
3	ГРУ-6 кВ ТЭЦ-14 «Первомайская» 110/6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №9	ТОЛ-10-I 400/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 15128-07 А: Зав.№ 5297 С: Зав.№ 5298		СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн. - 0,5S по реакт. эн. - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0806161927		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
4	ГРУ-6 кВ ТЭЦ-14 «Первомай- ская» 110/6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №13	ТОЛ-10-I 400/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 15128-07 А: Зав.№ 4675 С: Зав.№ 5075	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 20186-00 Зав.№ 365 НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 20186-00 Зав.№ 383	СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн. - 0,5S по реакт. эн. - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0806162243		
5	ГРУ-6 кВ ТЭЦ-14 «Первомай- ская» 110/6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. №27	ТОЛ-10-I 400/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 15128-07 А: Зав.№ 4677 С: Зав.№ 4678	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 20186-00 Зав.№ 384	СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн. - 0,5S по реакт. эн. - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0806162279	-	
6	ГРУ-6 кВ ТЭЦ-14 «Первомай- ская» 110/6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. №29	ТОЛ-10-I 600/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 15128-07 А: Зав.№ 3724 С: Зав.№ 5063	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 20186-00 Зав.№ 383	СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн. - 0,5S по реакт. эн. - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0806161513		
7	ГРУ-6 кВ ТЭЦ-14 «Первомай- ская» 110/6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. №31	ТОЛ-10-I 600/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 15128-07 А: Зав.№ 3721 С: Зав.№ 3722		СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн - 0,5S по реакт. эн - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0806162725		

Каналообразующая аппаратура, УССВ-2 Гос.реестр СИ №54074-13, зав.№001426,
ПО «АльфаЦЕНТР»

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
8	ГРУ-6 кВ ТЭЦ-14 «Первомай- ская» 110/6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. №35	ТОЛ-10-I 400/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 15128-07 А: Зав.№ 4676 С: Зав.№ 5027	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 20186-00 Зав.№ 384 НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 20186-00 Зав.№ 383	СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн. - 0,5S по реакт. эн. - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0806161934		
9	ГПП-1 (ПС-170) 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ, 1,3 с.ш. 6 кВ	ТШЛ-10 4000/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 3972-03 А: Зав.№ 220 С: Зав.№ 218	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 20186-00 Зав.№ 359	СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн. - 0,5S по реакт. эн. - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0806161864	-	
10	ГПП-1 (ПС-170) 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ, 2,4 с.ш. 6 кВ	ТШЛ-10 4000/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 3972-03 А: Зав.№ 221 С: Зав.№ 219	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 20186-00 Зав.№ 364	СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн. - 0,5S по реакт. эн. - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0805160537		
11	ГПП-1 (ПС-170) 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ, 5 с.ш. 6 кВ	ТЛШ-10 2000/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 11077-07 А: Зав.№ 429 С: Зав.№ 428	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 20186-00 Зав.№ 386	СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн. - 0,5S по реакт. эн. - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0805160495		Каналообразующая аппаратура, УССВ-2 Гос.реестр СИ №54074-13, зав.№001426, ПО «АльфаЦЕНТР»

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
12	ГПП-1 (ПС-170) 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ, 6 с.ш. 6 кВ	ТЛШ-10 2000/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 11077-07 А: Зав.№ 431 С: Зав.№ 423	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 20186-00 Зав.№ 1233	СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн. - 0,5S по реакт. эн. - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0805160439	-	Каналообразующая аппаратура, УССВ-2 Гос.реестр СИ №54074-13, зав.№001426, ПО «АльфаЦЕНТР»
13	ПС-19 «Краснопу- тиловская» 110/6 кВ КРУ-6 кВ, 4с 6 кВ, яч. №403	ТОЛ-НТЗ-10 1500/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 51679-12 А: Зав.№ 11576 В: Зав.№ 11125 С: Зав.№ 11007	ЗНОЛП-НТЗ-6 6000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 51676-12 А: Зав.№ 10487 В: Зав.№ 10545 С: Зав.№ 10797	СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн - 0,5S по реакт. эн - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0806143569	СИКОН С70 Гос.реестр СИ, № 28822-05, Зав. № 07443, СИКОН С70, Гос.реестр СИ, № 28822-05, Зав. № 07444	Каналообразующая аппаратура, УСВ-2, Гос.реестр СИ, № 41681-10, Зав. № 3061, ПО «Пирамида 2000»
14	ПС-19 «Краснопу- тиловская» 110/6 кВ КРУ-6 кВ, 3с 6 кВ, яч. №303	ТОЛ-НТЗ-10 1500/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 51679-12 А: Зав.№ 11114 В: Зав.№ 11126 С: Зав.№ 11014	ЗНОЛП-НТЗ-6 6000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 51676-12 А: Зав.№ 10451 В: Зав.№ 10488 С: Зав.№ 10819	СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн. - 0,5S по реакт. эн. - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0806142459		
15	ПС-19 «Краснопу- тиловская» 110/6 кВ КРУ-6 кВ, 4с 6 кВ, яч. №405	ТОЛ-НТЗ-10 200/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 51679-12 А: Зав.№ 11102 В: Зав.№ 11115 С: Зав.№ 11606	ЗНОЛП-НТЗ-6 6000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 51676-12 А: Зав.№ 10487 В: Зав.№ 10545 С: Зав.№ 10797	СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн - 0,5S по реакт. эн - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0806143081		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
16	ПС-19 "Краснопутиловская" 110/6 кВ КРУ-6 кВ, 1С 6кВ, между Т-4 110/6 кВ и ф.19-21/121	ТЛШ-10 2000/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 11077-07 А: Зав.№ 424 С: Зав.№ 425	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 20186-05 Зав.№ 358	СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн. - 0,5S по реакт. эн. - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0806161980		Каналообразующая аппаратура, УССВ-2 Гос.реестр СИ №54074-13, зав.№001426, ПО «АльфаЦЕНТР»
17	ПС-19 "Краснопутиловская" 110/6 кВ КРУ-6 кВ, 2С 6кВ, между Т-4 110/6 кВ и ф.19-21/121	ТЛШ-10 2000/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 11077-07 А: Зав.№ 427 С: Зав.№ 401	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 20186-05 Зав.№ 378	СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн. - 0,5S по реакт. эн. - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0806162313		
18	ПС-19 "Краснопутиловская" 110/6 кВ КРУ-6 кВ, 2С 6кВ, между Т-1 110/6 кВ и ф.19-39	ТЛШ-10 2000/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 11077-07 А: Зав.№ 421 С: Зав.№ 426	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 20186-05 Зав.№ 358	СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн. - 0,5S по реакт. эн. - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0206165280		
19	ПС-19 "Краснопутиловская" 110/6 кВ КРУ-6 кВ, 1С 6кВ, между Т-1 110/6 кВ и ф.19-39	ТЛШ-10 2000/5 0,5S ГОСТ 7746- 2001 Гос.реестр СИ № 11077-07 А: Зав.№ 422 С: Зав.№ 430	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Гос.реестр СИ № 20186-05 Зав.№ 378	СЭТ-4ТМ.03М класс точности: по акт. эн. - 0,5S по реакт. эн. - 1,0 $I_{НОМ}(I_{МАКС})=5(10)A$ $U_{НОМ} = 3x(57,7-115)/(100-200) В$ ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005 Гос.реестр СИ № 36697-08 Зав.№ 0806161805		

Примечания:

Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков электрической энергии, УСПД, УССВ 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» и ПО «Пирамида 2000».

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	amrserver.exe amrc.exe amra.exe cdbora2.dll encryptdll.dll ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.10.5.0 и выше 4.11.0.0 и выше 4.3.0.0 и выше 4.10.0.0 и выше 2.0.0.0 и выше 12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3.0	E55712D0-B1B21906-5D63DA94-9114DAE4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3.0	B1959FF7-0BE1EB17-C83F7B0F-6D4A132F	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3.0	D79874D1-0FC2B156-A0FDC27E-1CA480AC	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3.0	52E28D7B-608799BB-3CCEA41B-548D2C83	MD5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3.0	6F557F88-5B737261-328CD778-05BD1BA7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3.0	48E73A92-83D1E664-94521F63-D00B0D9F	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3.0	C391D642-71ACF405-5BB2A4D3-FE1F8F48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3.0	ECF53293-5CA1A3FD-3215049A-F1FD979F	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3.0	530D9B01-26F7CDC2-3ECD814C-4EB7CA09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3.0	1EA5429B-261FB0E2-884F5B35-6A1D1E75	MD5

Уровень защиты ПО «Альфа-ЦЕНТР» и ПО «Пирамида 2000» соответствует уровню «ВЫСОКИЙ» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики приведены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов (ИК) коммерческого учета	19
Номинальные значения напряжения на вводах системы, кВ	6
Отклонение напряжения от номинального значения, %	±5
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	200, 300, 400, 600, 1500, 2000, 4000
Диапазон изменения тока в % от номинального значения тока	от 1 до 120
Коэффициент мощности, cos φ	от 0,5 до 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы, с	±5

Таблица 5 - Пределы допускаемых относительных погрешностей (измерение активной и реактивной электрической энергии и мощности), % для рабочих условий эксплуатации

Номер ИК	Значение $\cos \varphi$	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05I_{\text{НОМ}}$	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2I_{\text{НОМ}}$	$0,2 I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$
Активная энергия				
ИК1-ИК12, ИК16-ИК19	1,0	$\pm 2,4$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
ИК13-ИК15		$\pm 2,4$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$
ИК1-ИК12, ИК16-ИК19	0,8	$\pm 3,3$	$\pm 2,3$	$\pm 1,9$
ИК13-ИК15		$\pm 3,2$	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$
ИК1-ИК12, ИК16-ИК19	0,5	$\pm 5,7$	$\pm 3,4$	$\pm 2,7$
ИК13-ИК15		$\pm 5,6$	$\pm 3,3$	$\pm 2,5$
Реактивная энергия				
ИК1-ИК12, ИК16-ИК19	0,8	$\pm 5,6$	$\pm 4,3$	$\pm 3,8$
ИК13-ИК15		$\pm 5,5$	$\pm 4,2$	$\pm 3,7$
ИК1-ИК12, ИК16-ИК19	0,5	$\pm 4,2$	$\pm 3,5$	$\pm 3,3$
ИК13-ИК15		$\pm 4,1$	$\pm 3,4$	$\pm 3,3$

Таблица 6 - Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих температур для компонентов системы, °С: - измерительных трансформаторов, счетчиков - УССВ, сервер	от +5 до +30 от +18 до +22
Средняя наработка на отказ счетчиков, ч, не менее: - СЭТ-4ТМ.03М.01	165000

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее 165000 ч;
- трансформатор тока ТОЛ-10, ТЛШ-10, ТШЛ-10 - среднее время наработки на отказ не менее 4000000 ч;
- трансформатор тока ТОЛ-НТЗ-10- среднее время наработки на отказ не менее 219000 ч.;
- трансформатор напряжения НАМИ-10 - среднее время наработки на отказ не менее 4400000 ч;
- трансформатор напряжения ЗНОЛП-НТЗ-6 - среднее время наработки на отказ не менее 219000 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания компонентов АИИС КУЭ с помощью дополнительного питания;
- резервирование каналов связи: для передачи информации внешним организациям организованы два независимых канала связи.

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- 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).

б) УСПД:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи с УСПД, приведшие к каким-либо изменениям данных;
- перезапуска УСПД;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- 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, напряжения;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;
- УСПД;

б) защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках электрической энергии;
- установка пароля на УСПД;
- 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 45 суток; сохранность данных в памяти при отключении питания - 30 лет;
- УСПД - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях по каждому ИК не менее 45 суток, сохранность данных в памяти при отключении питания - не менее 5 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 ЗАО «КировТЭК».

Комплектность средства измерений

Таблица 7 - Комплект поставки АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10 ТЛШ-10 ТШЛ-10, ТОЛ-НТЗ-10	16 шт. 12 шт. 4 шт. 9 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 ЗНОЛП-НТЗ-6	8 шт. 6 шт.
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ	19 шт.
GSM-модем	Teleofis RX108-R4	4 шт.
Телефонный модем	ZuXEL U336E plus	7 шт.

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Преобразователь интерфейса	МОХА ТСС-100	3 шт.
УСПД	«Сикон С70»	2 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1 шт.
	УСВ-2	1 шт.
Сервер баз данных:	ЗАО «Энергосбытовая компания Кировского завода»;	1 шт.
	ПАО «Ленэнерго»	1 шт.
Программное обеспечение:	«Альфа-ЦЕНТР» АС_РЕ_UE (ЗАО «Энергосбытовая компания Кировского завода»	1 шт.
	«Пирамида 2000» (ПАО «Ленэнерго»)	1 шт.
Методика измерений	04/16.00.000 МИ	1 шт.
Паспорт	04/16.01.000 ПС	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МИ 3000-2006 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки». Методика проверки идентификационных данных ПО приведена в разделе 9 Паспорта.

Основные средства поверки:

- 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.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Измерения производятся в соответствии с документом 04/16.00.000 МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «КировТЭК». Свидетельство об аттестации № 08-RA.RU.311468-2016 от 26.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «КировТЭК»

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «КировТЭК» (ЗАО «КировТЭК»)

ИНН 7805060502

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

Тел. (812) 302-60-06, факс (812) 326-56-10; E-mail: www.kirovtek.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (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 ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311484 от 03.02.2016 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.