

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ПКС» на присоединении ПС-3П ДСК 6 кВ, яч.13

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ПКС» на присоединении ПС-3П ДСК 6 кВ, яч.13 (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности по всем расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в центры сбора и обработки информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» Карельское РДУ, ОАО «ФСК ЕЭС» Карельское предприятие МЭС в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационный комплекс (ИИК) АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

1-ый уровень – измерительный трансформатор напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер базы данных (СБД), автоматизированное рабочее место (АРМ ИВК), устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АРМ ИВК представляет собой персональный компьютер, на котором установлено ПО Windows 2003, подключенный к ЛВС предприятия и считывающий данные об энергопотреблении с сервера.

В качестве СБД используется сервер IBM x Series 346.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии 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;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- формирование журналов событий счетчиков.

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков, посредством линий связи RS – 485 поступает в в СБД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) «Альфа Центр» осуществляет сбор, формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» Карельское РДУ, ОАО «ФСК ЕЭС» Карельское предприятие МЭС в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УССВ, счетчиков и СБД.

Синхронизация часов СБД и УССВ осуществляется непрерывно, от УССВ-35HVS производства ООО «Эльстер Метроника», реализованного на базе GPS-приемника модели GPS 35 HVS, которое осуществляет прием сигналов точного времени системы GPS.

Сравнение показаний часов счетчиков и СБД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в сутки, синхронизация производится не зависимо от расхождения показаний часов счетчиков и СБД.

Программное обеспечение

В состав ПО АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии и ПО СБД АИИС КУЭ. Программные средства СБД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО ИВК «Альфа Центр».

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора про-
ПО «Альфа Центр»	Оконная форма Альфацентр	ifrun60.EXE	11.07.01.01	0e90d5de7590bbd89594906c8df82ac2	MD5
	Коммуникатор Альфацентр	trtu.exe	3.29.3 Л	cb709a2cf20bf55e8a25b8323d4907e5	

ПК ИВК «Альфа Центр» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ ОАО «ПКС» на присоединении ПС-ЗП ДСК 6 кВ, яч.13.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ ОАО «ПКС» на присоединении ПС-3П ДСК 6 кВ, яч.13 от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительно-информационного комплекса АИИС КУЭ приведен в Таблице 2. Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Диспетчерское наименование точки учета	Состав измерительно-информационного комплекса				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электроэнергии	Сервер сбора данных (СБД)	
1	ПС-3П ДСК 6 кВ, яч.13	ТПФ Кл.т. 0,5 К _{тп} =300/5 Зав № 87649 Госреестр № 517-50 ТПФМ Кл.т. 0,5 К _{тп} =300/5 Зав № 99594 Госреестр № 814-53	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 К _{тп} =6000/100 Зав.№1058 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Зав.№ 0108060197 Госреестр №27524-04	IBM x Series 346	Активная Реактивная

Таблица 3

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cos φ	δ _{5 %} ,	δ _{10 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{10 %}	I _{10 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100 %}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120 %}
37 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-0,2S	1,0	± 1,9	± 1,6	± 1,2	± 1,0
	0,8	± 2,9	± 2,5	± 1,7	± 1,4
	0,5	± 5,5	± 4,6	± 3,0	± 2,3
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cos φ	δ _{5 %} ,	δ _{10 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{10 %}	I _{10 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100 %}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120 %}
37 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-0,5	0,8	± 4,5	± 3,8	± 3,0	± 2,0
	0,5	± 2,7	± 2,3	± 1,6	± 1,4

Ход часов компонентов системы не превышает ±5 с/сут.

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение переменного тока от 0,98·U_{ном} до 1,02·U_{ном};
 - сила переменного тока от I_{ном} до 1,2·I_{ном}, cosφ=0,9 инд;
 - температура окружающей среды: для ИИК №37 от плюс 5 до плюс 35°С.

4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение переменного тока от $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$;
- сила переменного тока для от $0,05 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$;
- температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;

для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средств измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4

№ п/п	Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	Трансформатор тока	ТПФ	1
2	Трансформатор тока	ТПФМ	1
3	Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
4	Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03	1
5	Сервер	Сервер IBMx Series 346	2
6	Специализированное программное обеспечение	«Альфа Центр»	1
7	Методика поверки	МП 1373/446 – 2012	1
8	Формуляр-паспорт	06.2006.ПКС-АУ.ФО-ПС	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1373/446 – 2012 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ПКС» на присоединении ПС-3П ДСК 6 кВ, яч.13. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в августе 2012 года.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус – 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе: 05.2011.ПКС-АУ.МИ «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ПКС». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 1113/446-01.00229-2012 от 24 августа 2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ПКС» на присоединении ПС-ЗП ДСК 6 кВ, яч.13

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

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

3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Спецэнергоучет»
(ЗАО «Спецэнергоучет»)
107076, РФ г. Москва, ул. Стромынка, д.19, корп. 2
Телефон: (495) 781-97-99

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31
Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11
Факс (499) 124-99-96

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф. В. Булыгин

М.П. «___» _____ 2012г.