

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Арктик-энерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Арктик-энерго» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительные каналы (далее – ИК), включающие в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии Альфа А1800 по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии, в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных на базе RTU-325L (далее – УСПД), блок коррекции времени (БКВ) и канaloобразующая аппаратура.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя сервер базы данных, канaloобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК) состоят из последовательно соединенных элементов всех трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД RTU-325L, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по каналу Ethernet на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенными к УСПД устройствам. В качестве резервного канала используется канал на основе GSM связи. По запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую ин-

формацию на верхний уровень системы по проводным каналам связи, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации: формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации от ИВК в ИАСУ КУ ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» Кольское РДУ, ОАО «Колэнергосбыт» осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и 80030 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), подключенного к серверу БД и блоком коррекции времени (далее – БКВ) и подключенного к УСПД. Устройство синхронизации времени и БКВ обеспечивают автоматическую коррекцию часов сервера БД и УСПД соответственно, сличение часов сервера БД и УСПД с временем соответствующего приемника. Коррекция часов сервера БД и УСПД проводится при расхождении часов сервера БД и УСПД и времени соответствующего приемника более чем на ± 1 с. В случае сбоя одного из источников синхронизации коррекция времени может быть настроена от устройства с исправным устройством синхронизации времени (УСПД или сервер БД). Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «Арктик-энерго» используется ПО «Альфа ЦЕНТР», в состав которого входят программы указанные в таблице 1. ПО «Альфа ЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечивающее программными средствами ПО «Альфа ЦЕНТР».

Таблица 1 — Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	программопланировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	v.12.01.01 .01	6a6fb014f69ccc96 3f4c59449fd933a9	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		ff7904bc8feadbe5 66aed283a063cdd 7	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe		73e5ec4ad16ec49 67b361946e0aeaa cc	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	драйвер работы с БД	cdbora2.dll	v.12.01.01 .01	1285eec8e0179fcf 3b44645747eb605 6	MD5
	библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll		0939ce05295fbcb bba400eeae8d057 2c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e3444 4170eee9317d635 cd	

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИИК АИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительно-информационных комплексов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав измерительно-информационных комплексов и их метрологические характеристики

Номер точки измерений	Наименование точки измерений	Состав измерительно-информационных комплексов				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ПС-11Б Ф-1	ТЛП-10 Кл.т. 0,2s 1000/5 ф.А №23364 ф.В №23368 ф.С №23365	НАМИ-10-95 УХЛ2/ 2xНТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 №740/3127* 7417	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 06995197	RTU-325L Зав. № 004181	активная	±1,0	±2,3
						реактивная	±2,0	±4,8
2	ПС-11Б Ф-21	ТЛП-10 Кл.т. 0,2s 1000/5 ф.А №23366 ф.В №23369 ф.С №23367	НТМИ-10-66/ 2xНТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 №227/3127* 7417	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 06995214		активная	±1,0	±2,3
						реактивная	±2,0	±4,8

Примечания:

- Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{\text{н}}$; ток (1,0 – 1,2) $I_{\text{н}}$; $\cos\phi = 0,9$ инд.;
- температура окружающей среды: (20±5) °C.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения – (0,9 – 1,1) $U_{\text{н}1}$; диапазон силы первичного тока – (0,02 – 1,2) $I_{\text{н}1}$; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ 0,5 ÷ 1,0 (0,87 – 0,5); частота – (50 ± 0,4) Гц;

- для счетчиков электроэнергии Альфа1800:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения – (0,9 – 1,1) $U_{\text{н}2}$; диапазон силы вторичного тока – (0,02 – 1,2) $I_{\text{н}2}$; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ – 0,5 ÷ 1,0 (0,87 – 0,5); частота – (50 ± 0,4) Гц;

– допускаемая температура окружающей среды ТТ и ТН - от минус 40 °C до + 50°C; счетчиков - от минус 40 °C до + 65 °C; УСПД - от минус 10 °C до + 50 °C; ИВК - от + 10 °C до + 25 °C;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi = 0,8$ инд, значений силы тока, равных 2 (5) % от $I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °C до + 40 °C;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-05, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 7 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником оборудования порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;

- УСПД RTU-325L - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ часа;

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётика:

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

- журнал УСПД:

– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекция часов счетчиков и УСПД;
– пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
– электросчётиков;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
 - ИВК.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
- электросчетчиков;
 - УСПД;
 - ИВК.
- Возможность корректировки часов в:
- электросчетчиках (функция автоматизирована);
 - УСПД (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
- о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 - сбора 30 мин (функция автоматизирована).
- Глубина хранения информации:
- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
 - УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 3 года;
 - ИВК - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИС КУЭ) ООО «Арктик-энерго» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИС КУЭ

Наименование	Госреестр №	Количество, шт.
Трансформаторы тока ТЛП-10	30709-08	6
Трансформатор напряжения антрезонансные трехфазные НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-00	1
Трансформаторы напряжения НТМИ-10-66	831-69	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800	31857-06	2
Устройства сбора и передачи данных RTU-325L	37288-08	1
Методика поверки	-	1
Формуляр	-	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Проверка

осуществляется по документу МП 50375-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Арктик-энерго». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в июне 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- Альфа А1800 - по методике поверки МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки»;
- Устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325L - по документу ДЯИМ.466453.005 МП;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Арктик-энерго».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Арктик-энерго»

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

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

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

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Арктик-энерго».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Инженерный центр «Энергосервис»

ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис»

163046, Россия, г. Архангельск, ул. Котласская, д. 26

Тел.: (8182) 64-60-00, факс: (8182) 23-69-55

E-mail: info@ens.ru , <http://www.ens.ru/>

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»
(ООО «Энергостандарт»)
Юридический адрес: 123056 г. Москва, ул. Большая Грузинская, д.42
Тел.: 8(985) 99-22-781

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:
119361, г. Москва
ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8(495)437-55-77

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

м.п. «_____» 2012 г.