

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 – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 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-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных на базе RTU-327L (далее – УСПД) и каналобразующая аппаратура.

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

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трёх 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего GSM-модема, далее по основному каналу связи стандарта GSM с помощью службы передачи данных GPRS – на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД уст-

ройствам. При отказе основного канала УСПД переключается на резервный. Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего коммуникационного модуля ЭНКМ-1-АЕТ, далее по резервному каналу связи, организованному по технологии CSD стандарта GSM – на входы УСПД.

По запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень системы с помощью сети Ethernet. На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от ИВК в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, а также в ОАО «СО ЕЭС» Кольское РДУ, филиал ОАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 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 Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени (УССВ) типа 35HVS, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Сервер БД 1 раз в 30 минут сравнивает свое системное время с УССВ. Коррекция часов сервера осуществляется при наличии расхождения показаний $\pm 0,5$ с. Сличение часов сервера БД и часов УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, коррекция часов УСПД осуществляется при наличии расхождения показаний ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков и часов УСПД производится с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и часов УСПД более чем на ± 1 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

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, обеспечиваемое программными средствами ПО «Альфа ЦЕНТР».

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»	программа-планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	v.12.01.01.01	6a6fb014f69ccc963f4c59449fd933a9	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		ff7904bc8feadbe566aed283a063cdd7	
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe	v.12.01.01.01	73e5ec4ad16ec4967b361946e0aeaacc	MD5
	драйвер работы с БД	cdbora2.dll		1285eec8e0179fcf3b44645747eb6056	
	библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ООО «Арктик-энерго» и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Номер точки измерений на однолинейной схеме	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
			ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	ИБК		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	21	КТП-27 Ввод 0,4 Кв	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № X25250 Зав. № X25252 Зав. № X25238	—	A1805RL- P4GB-DW-4 0,5S/1,0 Зав. № 01161362	RTU-327L Зав. № 008502	Активная Реактивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,3 ± 5,5

2	19	ПС-26 яч.3 Ввод Т-1 6 кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 16455 Зав. № 17592	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 08004	A1805RL- P4GB-DW-4 0,5S/1,0 Зав. № 01161368		Ак- тивная	± 1,3	± 3,4
							Реак- тивная	± 2,5	± 5,6
3	20	ПС-26 яч.2 Ввод Т-2 6 кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 8457 Зав. № 8444	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 0256	A1805RL- P4GB-DW-4 0,5S/1,0 Зав. № 01161360		Ак- тивная	± 1,3	± 3,4
							Реак- тивная	± 2,5	± 5,6
4	22	ПС-26 панель 7.СН	ТТИ-А Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № N34494 Зав. № N34498 Зав. № N34503	---	A1805RL- P4GB-DW-4 0,5S/1,0 Зав. № 01280751		Ак- тивная	± 1,0	± 3,3
							Реак- тивная	± 2,1	± 5,5

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,99 – 1,01) U_n ; ток (1,0 – 1,2) I_n ; $\cos \varphi = 0,9$ инд.; частота (50 ± 0,15) Гц;

- температура окружающей среды: (23±2) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения – (0,9 – 1,1) U_{n1} ; диапазон силы первичного тока – (0,01(0,05) – 1,2) I_{n1} ; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота – (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 50 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{n2} ; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) I_{n2} ; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота – (50 ± 0,2) Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха для счетчиков от минус 40°С до плюс 65 °С;

- относительная влажность воздуха 90% при плюс 30°С

- атмосферное давление от 70 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В;

- частота (50 ± 1) Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 10°С до плюс 25°С;

- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 20 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для 2(5)% $I_{ном} \cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 5°С до плюс 40°С;

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена сервера и УССВ на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- устройство сбора и передачи данных RTU-327 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 40\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;
- сервер БД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 80\ 205$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера 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 счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения на счетчике;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД;
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки - 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 суток; сохранение информации при отключении питания – 5 лет;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-40	28139-07	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-59	4
Трансформаторы тока измерительные	ТТИ-А	28139-12	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	20186-05	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-97	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-06	4
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	41907-09	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 58792-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Арктик-энерго». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- счетчиков Альфа А1800 – осуществляется по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Менделеева» «19» мая 2006 г.;
- устройства сбора и передачи данных RTU-327 – осуществляется по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- 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;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Арктик-энерго», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

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.: (495) 640-96-09

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2014 г.