

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ЭнергоХолдинг" для энергоснабжения ЗАО «Энгельсский трубный завод»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ЭнергоХолдинг" для энергоснабжения ЗАО «Энгельсский трубный завод» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии 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 измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии, ГОСТ Р 52425-200 и ГОСТ 26035-835 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД) и каналобразующую аппаратуру;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер ИВК АИИС КУЭ ООО "ЭнергоХолдинг" для энергоснабжения ЗАО «Энгельсский трубный завод» на базе ПО «АльфаЦентр», устройство синхронизации системного времени УССВ, автоматизированное рабочее место персонала, а так же совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, ее обработку и хранение

Измерительные каналы №1-2 (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ, ИК №3 состоит из двух.

Первичные фазные 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 ИК №1-2 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной инфор-

мации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Цифровой сигнал с выходов счетчика ИК №3 поступает непосредственно на сервер, установленный в ЦСОИ ООО «ЭнергоХолдинг».

Передача данных на верхний уровень системы осуществляется по основному (GPRS) или резервному (GSM) каналам связи.

На верхнем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера ИВК настоящей системы

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. Синхронизация времени производится с помощью GPS-приемника, принимающего сигналы глобальной системы позиционирования. В качестве приемника сигналов GPS о точном астрономическом времени используется устройство синхронизации системного времени (УССВ), подключаемое к ИВК. Сличение времени ИВК со временем УССВ происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Коррекция времени ИВК с временем УССВ осуществляется при расхождении времени ИВК с временем УССВ на величину более ± 1 с. Сличение часов УСПД с часами ИВК осуществляется каждый сеанс связи, коррекция времени УСПД со временем ИВК осуществляется вне зависимости от наличия расхождений. Сличение часов счетчиков (для ИК №1-2) с часами УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (каждые 30 мин), корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении времени УСПД со временем счетчиков на величину более ± 1 с. Сличение часов счетчика ИК №3 с часами ИВК производится каждый сеанс связи (1 раз в сутки), корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении времени ИВК со временем счетчиков на величину более ± 1 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. С помощью ПО «АльфаЦЕНТР» решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов.

Таблица 1 – Сведения о программном обеспечении

Идентификационные признаки	Значение		
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР АРМ»	«АльфаЦЕНТР СУБД «Oracle»	«АльфаЦЕНТР Коммуникатор»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4	9	3
Цифровой идентификатор ПО	a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d	Bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48	3ef7fb23cfl60f566021bf19264ca8d6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5		

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 - 4, нормированы с учетом ПО.

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, ($\pm\delta$), %		
		cosj = 0,9	cosj = 0,8	cosj = 0,5	cosj = 0,9	cosj = 0,8	cosj = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	1,1	1,3	2,2	1,7	2,0	2,7
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,4	1,7	3,0	1,9	2,3	3,3
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	2,3	2,9	5,4	2,6	3,3	5,6
3 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	0,9	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,2	1,5	2,7	1,7	2,1	3,1
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	2,2	2,8	5,3	2,5	3,2	5,5

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, ($\pm\delta$), %		
		cosj = 0,9	cosj = 0,8	cosj = 0,5	cosj = 0,9	cosj = 0,8	cosj = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,7	2,1	1,5	4,2	3,8	3,6
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	3,6	2,6	1,8	4,8	4,1	3,7
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	6,4	4,4	2,7	7,2	5,5	4,2
3 (ТТ 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,3	1,8	1,3	4,0	3,6	3,5
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	3,3	2,4	1,6	4,6	3,9	3,6
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	6,3	4,3	2,6	7,0	5,3	4,1

Примечания:

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

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

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети:

диапазон напряжения (0,98 – 1,02) Uном;

диапазон силы тока (1 – 1,2) Iном,

- частота $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- коэффициент мощности $\cos j = 0,9$ инд.;
- температура окружающей среды:
 - ТТ и ТН от минус 40°C до плюс 50°C ;
 - счетчиков от плюс 21°C до плюс 25°C ;
 - УСПД от плюс 10°C до плюс 30°C ;
 - ИВК от плюс 10°C до плюс 30°C ;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более $0,05$ мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:
 - параметры сети:
 - диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{н1}$;
 - диапазон силы первичного тока $(0,02 - 1,2)I_{н1}$;
 - коэффициент мощности $\cos j (\sin j) 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5)$;
 - частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от минус 40°C до плюс 60°C .
- для счетчиков электроэнергии:
 - параметры сети:
 - диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{н2}$;
 - диапазон силы вторичного тока $(0,02 - 1,2)I_{н2}$;
 - коэффициент мощности $\cos j (\sin j) - 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5)$;
 - частота $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха:
 - для счётчиков электроэнергии от минус 40°C до плюс 60°C ;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более $0,5$ мТл.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5°C до плюс 35°C .

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном в ООО «ЭнергоХолдинг» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД ЭКОМ-3000 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 78\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УССВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 74500 часов, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер HP Proliant DL160 Gen8 – среднее время наработки на отказ не менее $T_{G6} = 261163$, $T_{Gen8} = 264599$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ 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;
 - 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 (функция автоматизирована);
- ИВК (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 в двух направлениях 113 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 - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет;
- Сервер БД - 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 (АИИС КУЭ) ООО «ЭнергоХолдинг» для энергоснабжения ЗАО «Энгельский трубный завод» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	Т-0,66	36382-07	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2473-00	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	831-69	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-12	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.16	36355-07	1
Устройство синхронизации времени	ЭКОМ-3000	17049-09	1
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	54074-13	1
Сервер с программным обеспечением	-	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 61196-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭнергоХолдинг» для энергоснабжения ЗАО «Энгельсский трубный завод». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2015 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 СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1 Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М – по документу ИЛГШ.411152.146 РЭ1 Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.
- УСПД ЭКОМ-3000 – по документу «ГСИ. Омплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.;

-
-

- УССВ-2 – по документу ДЯИМ.468213.001 МП «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в 2013 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы GlobalPositioningSystem (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 + 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 количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭнергоХолдинг» для энергоснабжения ЗАО «Энгельсский трубный завод», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ЭнергоХолдинг" для энергоснабжения ЗАО «Энгельсский трубный завод»

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.

Изготовитель

ООО «Автоматизированные системы в энергетике»

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д.15

Тел.: 89157694566

E-mail: autosysen@gmail.com

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

С.С. Голубев

М.п. «___»_____2015 г.