

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Лукойл-Пермь» -II очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Лукойл-Пермь»-II очередь (далее-АИИС КУЭ), каналы которой входят в систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС) ООО «Лукойл-Пермь» (ГР № 60878-15) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также передачу данных в утвержденных форматах другим удаленным заинтересованным пользователям. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии,
- периодический (1 раз в сутки) 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 в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень -измерительно-информационные комплексы (ИИК)), включающие измеритель-ные трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,5S и 0,5 по ГОСТ 7746-01, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,5 по ГОСТ 1983-01, многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК.00 (ГР № 46634-11), класса точности (КТ) 0,5S/1,0 ,ПСЧ-4ТМ.05МК.00 (ГР № 46634-11) класса точности (КТ) 0,5S /1,0 и ЕвроАльфа (модификации EA02RAL-P1B-4 (ГР № 16666-07) класса точности (КТ) 0,2S/0,5 по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электроэнергии, указанных в таблице 2 (2 точки измерения). В виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности (КТ) 0,5 пределы погрешностей при измерении реактивной энергии не превышают значений

аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности (КТ) 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 .

2-й уровень -измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных RTU-325 (ГР № 37288-08) (далее-УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень -информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий центральное устройство сбора и передачи данных (далее-ЦУСПД) типа RTU-327 (ГР № 41907-09), сервер совместимый с платформой x86, локально-вычислительную сеть, программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы. Технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются 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. Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД типа RTU 325 (где производится хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока (ТТ) и измерительных трансформаторов напряжения (ТН), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее результаты измерений и журналов событий поступают в ИВК.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Связь между УСПД ИВКЭ и счетчиками осуществляется по проводным линиям связи, УКВ-радиоканалам, с использованием сотовой связи. Обмен информации между уровнями ИВКЭ ИВК производится по ЛВС с использованием протокола Ethernet. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ, считывание данных с счетчиков происходит в автономном режиме с использованием ноутбука через встроенный оптический порт счетчиков.

Автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой компании подключен к ИВК АИИС КУЭ ООО «Лукойл-Пермь»-II очередь и формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Ethernet

Коммерческому оператору, региональному филиалу ОАО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя GPS- приемник, установленный на уровне ИВК, принимающий сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования GPS. Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Время в ЦУСПД RTU 327 синхронизировано с временем GPS-приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1с. Сличение времени ЦУСПД RTU 327 с временем сервера БД осуществляется каждые 30 минут, корректировка выполняется при расхождении времени на ± 2 с. Сличение времени счетчиков ИИК с временем ЦУСПД RTU 325 осуществляется каждые 30 минут, корректировка осуществляется при расхождении

времени на ± 2 с. Сличение времени ЦУСПД RTU 327 с временем УСПД RTU 325 осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка выполняется при расхождении времени на ± 2 с.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ± 5 с/сутки.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера 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 на уровне ИВК установлено программное обеспечение (далее-ПО) ПК «АльфаЦЕНТР» (Версия 12.01). Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1- Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р.50.2.077-2014–высокий.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты-разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав измерительного канала (далее-ИК), представлен в таблице 2

Таблица 2 - Перечень компонентов, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ

Номер измерительного канала	Наименование присоединения	Состав измерительного канала						Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД	ЦУСПД	УСВ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
195	ПС 110/35/6кВ "Гожан", ВЛ-110кВ "Гожан- Буйская" ц.1	TG 145 300/5, КТ 0,5S Зав. № 9259 Зав. № 9258 Зав. № 9257	СПВ 123 110000/100 КТ 0,5 Зав. № 1HSE8708600 Зав. № 1HSE8708602 Зав. № 1HSE8708603	EA02RAL- P1B-4 КТ0,2S/0,5 Зав. № 1143054	RTU-325 Зав. № 000806	RTU-327 Зав. №002416	GPS -приемник	Активная Реактивная
196	ПС Ашап ВЛ №8 10кВ	ТВК-10 100/5, КТ 0,5 Зав. № 12462 Зав. № 12164	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,5 Зав. № 276	ПСЧ- 4ТМ05МК. 00 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 1110131697	RTU-325 Зав. № 000804	RTU-327 Зав. №002416	GPS -приемник	Активная Реактивная

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее - ИК) при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (параметры сети: напряжение (0,9-1,1) ток (0,01-1,2) $I_{ном}$, 0,5 инд. $\leq \cos \varphi \leq 0,8$ емк; допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 до плюс 60 °С, для счетчиков электрической энергии многофункциональных минус 40 до плюс 60°С; для сервера от 10 до 35 °С приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации

Номер измерительного канала	Значение $\cos \varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации, %							
		$1(2) \leq I_{раб} < 5$		$5 \leq I_{раб} < 20$		$20 \leq I_{раб} < 100$		$100 \leq I_{раб} < 120$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		A	P	A	P	A	P	A	P
195	0,5	$\pm 5,4$	$\pm 2,6$	$\pm 3,0$	$\pm 1,6$	$\pm 2,2$	$\pm 1,3$	$\pm 2,2$	$\pm 1,3$
	0,8	$\pm 2,9$	$\pm 4,5$	$\pm 1,6$	$\pm 2,6$	$\pm 1,3$	$\pm 2,0$	$\pm 1,3$	$\pm 2,0$
	1	$\pm 1,8$	не норм	$\pm 1,1$	не норм	$\pm 0,9$	не норм	$\pm 0,9$	не норм
196	0,5	-	-	$\pm 5,6$	$\pm 3,3$	$\pm 3,0$	$\pm 1,5$	$\pm 3,2$	$\pm 2,6$
	0,8	-	-	$\pm 2,9$	$\pm 3,1$	$\pm 5,0$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$	$\pm 3,3$
	1	-	-	$\pm 1,8$	не норм	$\pm 1,9$	не норм	$\pm 1,3$	не норм

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее-ИК) при измерении активной (реактивной) электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации (параметры сети: напряжение (0,98-1,02) $U_{ном}$; ток (0,01-1,2) $I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,9$ инд; температура окружающей среды (20 ± 5) °C) приведены в таблице 4.

Таблица 4-Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации

Номер измерительного канала	Значение $\cos \varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электрической энергии (в нормальных условиях эксплуатации), %							
		$1(2) \leq I_{раб} < 5$		$5 \leq I_{раб} < 20$		$20 \leq I_{раб} < 100$		$100 \leq I_{раб} < 120$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		A	P	A	P	A	P	A	P
195	0,5	$\pm 5,4$	$\pm 2,5$	$\pm 3,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,2$	$\pm 1,2$	$\pm 2,2$	$\pm 1,2$
	0,8	$\pm 2,9$	$\pm 4,4$	$\pm 1,6$	$\pm 2,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,9$
	1	$\pm 1,8$	не норм	$\pm 1,1$	не норм	$\pm 0,9$	не норм	$\pm 0,9$	не норм
196	0,5	-	-	$\pm 5,5$	$\pm 2,7$	$\pm 3,1$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 1,5$
	0,8	-	-	$\pm 3,0$	$\pm 4,6$	$\pm 1,7$	$\pm 2,6$	$\pm 1,3$	$\pm 2,1$
	1	-	-	$\pm 1,8$	не норм	$\pm 1,2$	не норм	$\pm 1,0$	не норм

Примечание:

Технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения ГОСТ 1983-2001, счетчиков электрической энергии ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электрической энергии. В виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности (КТ) 0,5 пределы погрешностей при измерении реактивной энергии не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности (КТ) 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012.

Надежность применяемых в системе компонентов:

счетчик электрической энергии многофункциональный ЕвроАльфа

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 120\ 000$ ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более $t_v = 2$ ч;

счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК

- среднее время наработки на отказ не менее 165 000 часов;
- среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;

трансформатор тока и трансформаторы (напряжения

- среднее время наработки на отказ не менее $40 \cdot 10^5$ часов,
- среднее время наработки на отказ не менее 35 000 часов;
- среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;

УСПД RTU-325, УСПД RTU-327

- среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ часов,
- время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;

сервер

- среднее время наработки на отказ не менее $T = 2000$ часов,
- среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ час.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД (ЦУСПД) с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

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

Регистрация событий:

журнал событий счетчика и УСПД (ЦУСПД):

- параметрирования;
- воздействия внешнего магнитного поля;
- вскрытие счетчика;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

журнал сервера:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывов электропитания;
- потери и восстановления связи со счётчиками;
- программных и аппаратных перезапусков;
- корректировки времени в счетчике и сервере;
- изменения ПО.

Защищенность применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- сервера ИВК;
- УСПД;
- ЦУСПД;

защита информации на программном уровне:

- результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на ЦУСПД;
- установка пароля на сервер.

- Глубина хранения информации:
- счетчики ЕвроАльфа-не менее 74 суток, при отключении питания данные сохраняются не менее 5 лет,
 - счетчики ПСЧ-4ТМ.05 МК-не менее 113 суток каждого массива при времени интегрирования 30 минут ,
 - УСПД RTU-325-менее 18 суток, при отключении питания данные сохраняются не менее 5 лет,
 - УСПД RTU-327-менее 7 суток, при отключении питания данные сохраняются не менее 5 лет,
 - сервер-хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений за весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на измерительные каналы и на комплектующие средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента системы	Номер в Гос.реестре средств измерений	Количество (шт.)
1	2	3
Многофункциональные счетчики электрической энергии ЕвроАльфа (модификация EA02RAL-P1B-4 , КТ 0,2S/0,5	16666-07	1
Многофункциональные счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК.00, КТ 0,5S/1,0	46634-11	1
Трансформатор тока TG 145, КТ 0,5S	15651-12	3
Трансформатор тока ТВК-10 ,КТ 0,5	8913-82	2
Трансформатор напряжения СРВ 123, КТ 0,5	47179-11	3
Трансформатор напряжения НАМИ-10, КТ 0,5	11094-87	1
УСПД RTU-325	37288-08	2
УСПД RTU-327	41907-09	1
Основной сервер: Сервер, совместимый с платформой x86	-	1
АРМ (автоматизированное рабочее место)	-	1
Документация		
Методика поверки МП 4222-07-7714348389-2016	1	
Формуляр ФО 4222-07-7714348389-2016	1	

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 4222-07-7714348389-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Лукойл-Пермь»-II очередь. Методика поверки, утвержденным ФБУ «Самарский ЦСМ» 20.04.2016 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрих кодом и заверяется подписью поверителя.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003.
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011.
- счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа в соответствии с документом «ГСИ счетчики электрической энергии многофункциональные ДЯИМ.411152.018». Методика поверки, утвержденная ГЦИ СИ «Ростест-Москва» в 2007 г.
- счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МК в соответствии с методикой поверки «Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки ИЛГШ.411152.167 РЭ1», утвержденной руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.
- УСПД RTU- 325 (RTU- 327) в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU- 325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005 МП, утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.
- радиочасы МИР РЧ-01, ГР № 27008-04.
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», ГР № 33750-12 .

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Лукойл-Пермь»-II очередь приведены в документе Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Лукойл-Пермь»-II очередь. Свидетельство об аттестации №85-01.00203-2016 от 21.03.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Лукойл-Пермь» -II очередь

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

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

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

ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S.

ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д.2, к. 12
ИНН 7714348389

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, пр. Карла Маркса, 134, г. Самара

Тел.: (846) 3360827

E-mail: smrcsm@saminfo.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.