

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-УНП» (далее-АИИС КУЭ) 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 измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,5 по ГОСТ 7746-01, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,5 по ГОСТ 1983-01, многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии Альфа (модификация A1802RL-P4GB-DW-4) в ГР № 31857-11 класса точности (КТ) 0,2S/0,5 по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электрической энергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электрической энергии, указанных в таблице 2 (6 точек 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 (ИБКЭ) включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД) типа RTU-325 (модификация RTU 325-E-512-MII-Q-i2-G) в ГР №37288-08, устройство синхронизации системного времени, выполненного на базе GPS-приемника типа 35LVS, каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места, 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 унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы 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, реактивной и полной мощности.

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 и передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS-485, RS-322, радиомодема (Integra-TR), модема (Westermo TD32AC) поступает на входы УСПД, где производится сбор, хранение результатов измерений и далее через коммутатор (switch) передаются на СБД АИИС КУЭ.

СБД АИИС КУЭ при помощи ПО «АльфаЦентр» осуществляет сбор, обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации трансформаторов тока и трансформаторов напряжения), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в ОАО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Комплекс измерительно-вычислительный учета электрической энергии и мощности оптового рынка электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС» (далее-ИВК ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС») Госреестр № 64984-16 энергосбытовой компании подключен к ИВК АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-УНП». Отчеты в формате XML могут быть сформированы на ИВК ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС» или ИВК АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-УНП» и отправлены на ИВК ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС». Далее на ИВК ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС» отчеты XML подписываются электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляются по выделенному каналу связи сети Ethernet в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени, выполненного на базе GPS-приемника типа 35LVS, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования 1 раз в час. СОЕВ выполняет законченную функцию измерения времени, имеет нормируемые метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени.

Часы УСПД АИИС КУЭ синхронизированы со временем GPS-приемника, корректировка часов УСПД АИИС КУЭ выполняется при расхождении времени часов УСПД и GPS-приемника на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков АИИС КУЭ с временем часов УСПД происходит при каждом опросе, при расхождении времени часов счетчиков с временем часов УСПД на ± 2 с выполняется их корректировка. Сличение времени часов УСПД и времени часов сервера АИИС КУЭ происходит при каждом опросе, но не реже 1 раза в 30 минут, при расхождении времени часов УСПД с временем часов сервера на ± 1 с выполняется их корректировка. Корректировка осуществляется 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 используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» (Версия 15.07.04)

Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1- Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
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–средний.

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

Метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ должны соответствовать положениям постановления Правительства РФ от 31.10.2009 г. №879 «Об утверждении положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации», ГОСТ 8.009-84, РМГ 29-2013, а также действующим национальным стандартам на средства измерений.

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	УСВ	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ГПП 110/6/6 кВ "НПЗ" ОРУ 110 кВ ввод 110 кВ на Т-1 (от ВЛ 110 кВ №144)	ТФМ-110 200/5 КТ 0,5	НКФ-110 110000:√3/100√3 КТ 0,5	A1802RL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5	RTU 325-E-512-MII-Q-i2-G	GPS-приемник типа 35L VS	Активная Реактивная
2	ГПП 110/6/6 кВ "НПЗ" ОРУ 110 кВ ввод 110 кВ на Т-2 (от ВЛ 110 кВ №145)	ТФМ-110 200/5 КТ 0,5	НКФ-110 110000:√3/100√3 КТ 0,5	A1802RL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5			
3	ПС 35/6 кВ "УТС" ГРУ-6 кВ яч.33	ТОЛ-10-1-1У2 300/5 КТ 0,5	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5	A1802RL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5			
4	ПС 35/6 кВ "УТС" ГРУ-6 кВ яч.35	ТОЛ-10-1-1У2 300/5 КТ 0,5	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5	A1802RL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5			
5	ПС 110/35/6 кВ «Ветлосян» ЗРУ 6 кВ яч.12	ТВЛМ-10-1 400/5 КТ 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 КТ 0,5	A1802RL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5			
6	ПС 110/35/6 кВ «Ветлосян» ЗРУ 6 кВ яч.19	ТЛМ-10-1 600/5 КТ 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 КТ 0,5	A1802RL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5			

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)Uном, ток (0,05-1,2) Iном, 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 от минус 40 до плюс 60°С, для УСПД от 5до 50 °С и сервера от 10 до 35 °С) приведены в таблице 3. Температура воздуха в местах расположения счетчиков от 15 до 35 °С.

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

Номера каналов	Значение $\cos \varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии (при значении рабочего тока в процентах от номинального первичного тока ТТ), %							
		$d_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		A	P	A	P	A	P	A	P
1-6	0,5	-	-	±5,4	±2,5	±2,9	±1,4	±2,2	±1,1
	0,8	-	-	±2,9	±4,3	±1,6	±2,4	±1,3	±1,8
	1	-	-	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электрической энергии (параметры сети: напряжение (0,98-1,02) $U_{ном}$, ток (0,05-1,2) $I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ инд, температура окружающей среды $(20\pm 5)^\circ\text{C}$ приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электрической энергии

Номера каналов	Значение $\cos\varphi$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии, %							
		$d_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		A	P	A	P	A	P	A	P
1-6	0,5	-	-	$\pm 5,4$	$\pm 2,5$	$\pm 2,9$	$\pm 1,4$	$\pm 2,2$	$\pm 1,1$
	0,8	-	-	$\pm 2,9$	$\pm 4,3$	$\pm 1,6$	$\pm 2,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,8$
	1	-	-	$\pm 1,8$	Не норм	$\pm 1,1$	Не норм	$\pm 0,9$	Не норм

Надежность применяемых в системе компонентов:

счетчик электрической энергии многофункциональный Альфа

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

трансформатор тока (напряжения)

- среднее время наработки на отказ не менее $40 \cdot 10^5$ часов,
- УСПД RTU-325

- среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\,000$ часов,
- средний срок службы -30 лет;

сервер

- среднее время наработки на отказ не менее $T = 20\,000$ часов,
- среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ час.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД 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:

- 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.

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 сервер.

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 Государственном реестре средств измерений	Количество
Многофункциональные счетчики электрической энергии А1802RL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5	31857-11	6 шт.
Трансформатор тока ТФМ-110, КТ 0,5	16023-97	6 шт.
Трансформатор тока ТОЛ-10-1 (модификация ТОЛ-10-1-1У2), КТ 0,5	15128-07	4 шт.
Трансформатор тока ТЛМ-10-1, КТ 0,5	28139-07	2 шт.
Трансформатор тока ТВЛМ-10 (модификация ТВЛМ-10-1), КТ 0,5	1856-63	2 шт.
Трансформатор напряжения НАМИТ-10 и его модификация НАМИТ-10-2, КТ 0,5	16687-07	2шт./2 шт.
Трансформатор напряжения НКФ-110, КТ 0,5	14205-05	6 шт.
УСПД RTU-325	37288-08	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени выполненного на базе GPS-приемника типа 35 LVS	-	1 шт.
Основной сервер: Dell PowerEdge R430	-	1 шт.
АРМ (автоматизированное рабочее место)	-	5 шт.
Документация		
Методика поверки МП 4222-08-7714348389-2016		1экз.
Формуляр ФО 4222-08-7714348389-2016		1экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 4222-08-7714348389-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-УНП». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 13.09.2016 г.

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 трехфазные многофункциональные А1802 в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные А1800 Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г;
- УСПД RTU 325 в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU- 325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005 МП, утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г;
- радиочасы МИР РЧ-01, ГР №27008-04;
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», ГР № 33750-12.

Допускается применять средства поверки, не приведенные в перечне, но обеспечивающие определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

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

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, используемые в автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учёта электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-УНП», приведены в документе Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно - измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-УНП». Свидетельство об аттестации №141 /RA.RU 311290/2015/2016 от 12 сентября 2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»

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

Телефон/факс: (846) 3360827

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.