

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» на присоединениях ПС «Промысловая», яч.12, яч.13, КВЛ-35 кВ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» на присоединениях ПС «Промысловая», яч.12, яч.13, КВЛ-35 кВ (далее- АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. 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- информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие в себя трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,2S по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,2 по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии Альфа (модификация А1802RALX-P4GB-DW-4) класса точности (КТ) 0,2S/0,5 (регистрационный номер 31857-06), указанные в таблице 2 (2 точки измерения).

2-ой уровень – информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ), включающие в себя устройство сбора и передачи данных RTU 325 (регистрационный номер 37288-08), технических средств приема-передачи данных, каналов связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер базы данных HP ProLiant ML370, с установленным ПО «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени на базе GPS- приемника, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования GPS, коммуникаторы, автоматизированного рабочего места (АРМ) HP Compaq D530, а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации, обработку и хранение с нижних уровней АИИС КУЭ по точкам измерений, которые перечислены в таблице 2.

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД (где производится хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации с учетом коэффициентов трансформации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Данные об энергопотреблении с УСПД RTU 325 на сервер БД. Результаты измерений электрической энергии с ИВК АИИС КУЭ поступают на ИВК АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС» (регистрационный номер 64984-16).

Отчеты в формате XML сформированные на ИВК АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС» и на ИВК ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» на присоединениях ПС «Промысловая», яч.12, яч.13, КВЛ-35 кВ подписываются электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляются по выделенному каналу связи сети Ethernet в АО «АТС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергетики и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя GPS- приемник, 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 УСПД RTU 325 синхронизировано с временем GPS - приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1с. УСПД RTU 325 осуществляет коррекцию времени сервера, счетчиков. Сличение времени УСПД RTU 325 с временем сервера БД осуществляется каждые 30 минут, корректировка выполняется при расхождении времени на ± 1 с. Сличение времени УСПД Сличение времени счетчиков ИИК с временем УСПД RTU 325 осуществляется каждые 30 минут, корректировка осуществляется при расхождении времени на ± 1 с.

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

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, 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 используется программное обеспечение (далее-ПО)- «АльфаЦЕНТР» (Версия 15.07.04).

Идентификационные данные (признаки) ПО приведены в таблице 1.

Таблица1 - Идентификационные данные (признаки) ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения
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 ПО 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

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 ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Состав измерительного канала					Вид электро-энергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД	УССВ	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС «Промысловая» 220/35/6 кВ яч.13 (ВЛ №47) КВЛ 35 кВ Усинская ТЭЦ – Промысловая I цепь	ТОЛ-СЭЩ-35, Ктт =600/5, КТ 0,2S, Рег. № 40086-08	ЗНОМ-35-65 У, Ктн=35000/100, КТ 0,5, Рег. № 912-70	A1802RALX-P4GB-DW-4, КТ 0,2S/0,5, Рег. № 531857-11	RTU 325 -E-512 Рег. № 37288-08	GPS- приемник	Активная Реактивная
2	ПС «Промысловая» 220/35/6 кВ яч.12 (ВЛ №48) КВЛ 35 кВ Усинская ТЭЦ – Промысловая II цепь	ТОЛ-СЭЩ-35, Ктт =600/5, КТ 0,2S, Рег. № 40086-08	ЗНОМ-35-65 У, Ктн=35000/100, КТ 0,5, Рег. № 912-70	A1802RALX-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5, Рег. № 531857-11			

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (параметры сети: напряжение (0,9-1,1) Уном; ток (0,01-1,2) Ином; 0,5 инд. $\leq \cos \varphi \leq 0,8$ емк; допускаемая температура окружающей среды для ТТ и ТН от минус 40 до плюс 60 °С; для счетчиков электрической энергии от минус 20 до плюс 55 °С, УСПД RTU 325 от плюс 1 до плюс 50 °С, сервера от плюс 10 до плюс 35 °С приведены в таблице 3. Температура воздуха в местах расположения счетчиков от плюс 5 до плюс 30 °С.

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

Номер ИК	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях, $\pm \delta$, (%)							
		$d_{1(2)\%}, I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$	
		A	P	A	P	A	P	A	P
1,2	0,5	5,4	2,8	3,0	1,7	2,2	1,2	2,2	1,4
	0,8	2,9	4,5	1,6	2,7	1,3	2,0	1,3	2,0
	1	1,8	Не норм.	1,1	Не норм.	0,9	Не норм.	1,0	Не норм.

Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электрической энергии (параметры сети: напряжение (0,98-1,02) $U_{ном}$; ток (0,01-1,2) $I_{ном}$; 0,5 инд. $\leq \cos \varphi \leq 0,8$ емк; температура окружающей среды $(23 \pm 2) ^\circ C$ приведены в таблице 4.

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

Номер ИК	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электрической энергии, $\pm \delta$, (%)							
		$d_{1(2)\%}, I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$	
		A	P	A	P	A	P	A	P
1,2	0,5	5,4	2,8	3,0	1,7	2,2	1,4	2,2	1,4
	0,8	2,9	4,5	1,6	2,7	1,3	2,0	1,3	2,0
	1	1,8	Не норм.	1,1	Не норм.	0,9	Не норм.	1,0	Не норм.

Надежность применяемых в системе компонентов:

электросчётчик Альфа

среднее время наработки на отказ, не менее, $T_{ср} = 120000$ часов,
средний срок службы, не менее, 30 лет,

сервер

среднее время наработки на отказ, не менее, $T_{ср} = 50000$ ч,
среднее время восстановления работоспособности не более $t_v = 6$ ч,

трансформатор тока (напряжения):

среднее время наработки на отказ, не менее, $T_{ср} = 400\ 000$ ч,
среднее время восстановления работоспособности, не более, $t_v = 2$ ч,

УСПД RTU 325:

среднее время наработки на отказ, не менее, $T_{ср} = 100000$ ч,
средний срок службы 30 лет.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;

панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;

наличие защиты на программном уровне- возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСПД и сервере;

организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
передача данных по электронной почте с электронной подписью XML 80020,
Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:
фактов параметрирования счетчика;
фактов пропадания напряжения;
фактов коррекции времени.
Возможность коррекции времени в:
счетчике (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).
Глубина хранения информации:
счетчик при отключенном питании, не менее, 5 лет;
УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу, не менее, 45 суток;
ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, не менее, 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Многофункциональные счетчики электрической энергии	A1802RALX-P4GB-DW-4, КТ 0,2S/0,5	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35, КТ 0,2S	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65 У, 912-70	6 шт.
УСПД	RTU-325-E-51237288-08	1 шт.
Основной сервер	HP ProLiant ML370	1 шт.
АРМ (автоматизированное рабочее место)	HP Compaq D 530	1 шт.
Документация		
Методика поверки	МП 4222-18-7714348389-2017	1 экз.
Формуляр	ФО 4222-18-7714348389-2017	1 экз.

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 4222-18-7714348389-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» на присоединениях ПС «Промысловая», яч. 12, яч.13. КВЛ-35 кВ». Методика поверки, утвержденным ФБУ «Самарский ЦСМ» 27.03.2017 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 RTU-325L. ДЯИМ.466453.005 МП»;

радиочасы МИР РЧ-01 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);

мультиметр «Ресурс-ПЭ-5» (регистрационный номер Федеральном информационном фонде 33750-12).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ 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

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» на присоединениях ПС «Промысловая», яч. 12, яч.13. КВЛ-35 кВ». Методика аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» по ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 181/RA.RU 311290/2015/2017 от 13.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинск-нефтегаз» на присоединениях ПС «Промысловая», яч.12, яч.13, КВЛ-35 кВ

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

ГОСТ Р 52425-2005. (МЭК 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

Изготовитель

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

ИНН 7714348389

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

Телефон (факс): (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (846) 336-08-27

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. « ____ » _____ 2017 г.