

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» на присоединениях ОВ-220кВ, ВЛ 282, ВЛ 283 (ПС 220/35/6 кВ «Харьягинская»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» на присоединениях ОВ-220кВ, ВЛ 282, ВЛ 283 (ПС 220/35/6 кВ «Харьягинская») - (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, 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 систему с централизованным управлением и распределенной 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);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- 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).

1-ый уровень системы - информационно-измерительный комплекс (ИИК) состоит из измерительных трансформаторов тока (ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746 – 2001, измерительных трансформаторов напряжения (ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001, счетчиков активной и реактивной электроэнергии Альфа класса точности 0,2S/0,5 и 0,5S/1,0 в ГР № 31857-06 по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и по ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии для ИК№2,3. Для ИК№1 в режиме измерения реактивной электроэнергии, в виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности 0,5 пределы погрешностей при измерении реактивной энергии не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 по каждому присоединению (измерительному каналу), указанных в таблице 2 (3 точки измерения).

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) состоит из устройства сбора и передачи данных RTU 325 в ГР №37288-08, технических средств приема-передачи данных, каналов связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) состоит из сервера базы данных HP ProLiant ML370, с установленным ПО «АльфаЦЕНТР», УСПД RTU 327 в ГРН№41907-09, GPS- приемника, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования GPS, коммуникаторов, автоматизированного рабочего места (АРМ) HP Compaq D530, а также совокупности аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение по точкам измерения, перечисленным в таблице № 2, а так же по точкам измерения, которые входят в Систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» (ГР № 47435-11).

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. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин. 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 поступают на УСПД RTU 327 и сервер БД.

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 327 синхронизировано с временем GPS - приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1с. УСПД RTU 327 осуществляет коррекцию времени сервера, УСПД RTU 325, счетчиков. Сличение времени УСПД RTU 327 с временем сервера БД осуществляется каждые 30 минут, корректировка выполняется при расхождении времени на $\pm 0,01$ с. Сличение времени УСПД RTU 327 с временем УСПД RTU 325 осуществляется каждые 30 минут, корректировка осуществляется при расхождении времени на ± 2 с. Сличение времени счетчиков ИИК с временем УСПД RTU 325 осуществляется каждые 30, корректировка осуществляется при расхождении времени на ± 2 с.

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

Передача информации в организации – участникам оптового и розничного рынков электроэнергии осуществляется с сервера по основному и резервному каналам связи.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» на присоединениях ОВ-220кВ, ВЛ 282, ВЛ 283 (ПС 220/35/6 кВ «Харьгаинская») установлено программное обеспечение (ПО)- «АльфаЦЕНТР».

Идентификационные данные (признаки) приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	11.02.01	04fcc1f93fb0e701e d68cdc4ff54e970	MD5
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		5b56ebb1d9904a5d 44e9d7fa42dec79e	MD5
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		3f65dd38d3a5ed07 e85afb84b8d84488	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	ac_metrology.dll		3e736b7f380863f44 cc8e6f7bd211c54	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.

На метрологические характеристики модуля вычислений оказывают влияние пересчетные коэффициенты, которые используются для пересчета токов, и напряжений считанных из измерительных каналов счётчика, в результирующий параметр (потребляемую мощность). Значения пересчетных коэффициентов защищены от изменения путём ограничения доступа - паролем и опломбированием сервера.

Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты (разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений.

Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов, входящих в измерительный канал АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений представлен в таблице 2

Таблица 2

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				УСПД	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик				Пределы основной относительной погрешности, ±%	Пределы относительной погрешности в рабочих условиях, ±%
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	2	3	4	5	6	7	8	
1 ПС 220/35/6кВ "Харьгаинская" ОРУ-220 кВ, ОВ-220кВ	ИМВ 245 ф.А № 8825686 ф.В № 8825685 ф.С № 8825684 400/5,КТ 0,2S	СПВ 245 ф.А 8825693 ф.В №8825694 ф.С №8825687 220000/√3/100/√3 КТ 0,2	А1802RALX QV-P4GBI-DW-4 КТ 0,2S/0,5 зав. № 01254455	УСПД № 000933 зав. № 000935, RTU 327 зав. № 000935, RTU 325	Активная	0,6 1,0	1,3 3,8	
2 ПС 220/35/6 кВ "Харьгаинская" ОРУ-220 кВ, ввод на 2 СШ выключатель В-220-ВЛ 282	ИМВ 245 ф.А № 8672626 ф.В № 8672634 ф.С № 8672635 400/5,КТ 0,2S	СПА 245 ф.А №8672780 ф.В №8672778 ф.С №8672775 220000/√3/100/√3 КТ 0,2	А1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 зав.№ 01268879			Рективная	0,8 1,3	1,7 5,4
3 ПС 220/35/6 кВ "Харьгаинская" ОРУ-220 кВ, ввод на 1 СШ выключатель В-220-ВЛ 283	ИМВ 245 ф.А № 8672631 ф.В № 8672627 ф.С № 8672639 400/5,КТ 0,2S	СПА 245 ф.А №8672777 ф.В №8672779 ф.С №8672776 220000/√3/100/√3 КТ0,2	А1805RAL-P4GB-DW-4 КТ0,5S/1,0 зав.№ 01268881			Рективная	0,8 1,3	1,7 5,4

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
- 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) °С.
4. Рабочие условия:
параметры сети: напряжение (0,9 , 1,1) $U_{НОМ}$, ток (0,01 , 1,2) $I_{НОМ}$, $\cos \varphi$ от 0,5 инд до 0,8 емк;
допускаемая температура окружающей среды для:
измерительных трансформаторов от (- 40) до + 70 °С, электросчетчики от минус 20 до + 55 °С, УСПД RTU 325 от 1 °С до + 50 °С, УСПД RTU 327 от минус10 °С до + 50 °С, сервера от + 10 до + 35 °С.
5. Погрешность в рабочих условиях указана при $I=0,01 I_{НОМ}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +30 °С., основная погрешность указана при $I=0,1 I_{НОМ}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд .
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001; трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001; счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии

для ИК№2,3. Для ИК№1 в режиме измерения реактивной электроэнергии, в виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 по каждому присоединению (измерительному каналу) .

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не ниже, чем у перечисленных в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» порядке. Акт хранится с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

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 (RTU 327):

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

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.

Регистрация событий:

в журнале счётчика:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени;

в журнале УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД.

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:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счётчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер;

Глубина хранения информации:

- электросчетчики Альфа – глубина хранения информации при отключенном питании – не менее 5 лет.
- УСПД RTU 325 (RTU 327) – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу за месяц - не менее 45;
- сервер БД – 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 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» на присоединениях ОВ-220кВ, ВЛ 282, ВЛ 283 (ПС 220/35/6 кВ «Харьягинская»).

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» на присоединениях ОВ-220кВ, ВЛ 282, ВЛ 283 (ПС 220/35/6 кВ «Харьягинская») приведена в таблице №3.

Таблица №3

Наименование компонента системы	Кол-во (шт.)
Счетчик электрической энергии А1802RALXQV-P4GBI-DW-4,КТ0,2S/0,5	1
Счетчик электрической энергии А1805RAL-P4GB-DW-4, КТ 0,5S/1,0	2
Трансформатор тока ІМВ 245 , КТ 0,2S	9
Трансформатор напряжения СРВ 245, КТ 0,2	3
Трансформатор напряжения СРА 245, КТ 0,2	6
УСПД RTU 325	1
УСПД RTU 327	1
GPS- приемник	1
Сервер БД типа HP ProLiant ML370	1
АРМ (автоматизированное рабочее место) HP Compaq D530	1
Методика поверки МП 4222-01-7702575147-2015	1
Формуляр ФО 4222-01-7702575147-2015	1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 4222-01-7702575147-2015”Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» на присоединениях ОВ-220кВ, ВЛ 282, ВЛ 283 (ПС 220/35/6 кВ «Харьягинская»). Методика поверки”, утвержденным ФБУ «Самарский ЦСМ» 13.01.2015г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- электросчетчики Альфа в соответствии с методикой поверки МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800.Методика поверки.»
- УСПД RTU 327 в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU 327 1. Методика поверки ДИЯМ.466215.007 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 году;
- УСПД RTU 325 в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 RTU-325L. ДЯИМ.466453.005 МП
- радиочасы МИР РЧ-01принимаящие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04, ПГ±1 мкс;

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» на присоединениях ОВ-220кВ, ВЛ 282, ВЛ 283 (ПС 220/35/6 кВ «Харьягинская») приведены в документе - «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» на присоединениях ОВ-220кВ, ВЛ 282, ВЛ 283 (ПС 220/35/6 кВ «Харьягинская»). Методика аттестована ЗАО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 71-01.00203-2015 от 12.01.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» на присоединениях ОВ-220кВ, ВЛ 282, ВЛ 283 (ПС 220/35/6 кВ «Харьягинская»)

- § 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

Закрытое акционерное общество «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ» (ЗАО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ») ИНН 7702575147, Юридический (почтовый) адрес: 123100, РФ, г. Москва, ул. Мантулинская, д.18; Тел./факс (499) 157-96-81, e-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»).
Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30017-12 от 21.10.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2015 г.