

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть – Центральная Сибирь» по НПС «Первомайка»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть – Центральная Сибирь» по НПС «Первомайка» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ является средством измерений единичного производства. Конструктивно АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии с дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны серверов электросетевых и энергосбытовых организаций;
- формирование и передача в автоматическом режиме и/или по запросу отчетных документов в центры сбора информации;
- защита оборудования, программного обеспечения и данных АИИС КУЭ от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы обеспечения единого времени (СОЕВ), с помощью которой осуществляется введение поправки часов относительно координированной шкалы времени UTC в АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

- 1) первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) точки измерений, выполняющий функцию автоматического проведения измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности и включающий в себя:
 - измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S;
 - измерительный трансформатор напряжения (ТН) класса точности 0,5;
 - счетчики электрической энергии многофункциональные (счетчик) класса точности 0,2S при измерении активной энергии и 0,5 – реактивной энергии;
 - вторичные электрические цепи;

2) второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий контроллер сетевой индустриальный, устройство синхронизации времени;

3) третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, сервер Центра сбора и обработки данных (ЦСОД) с программным обеспечением ПК «Энергосфера», сервер синхронизации времени.

ИИК, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительный канал (ИК) АИИС КУЭ. Состав ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Принцип действия АИИС КУЭ основан на измерении первичного тока и напряжения с использованием измерительных трансформаторов тока и напряжения и масштабном преобразовании в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на входы счетчика. В счетчике осуществляется преобразование входных аналоговых сигналов тока и напряжения в цифровой код и вычисление мгновенных и средних значений активной и реактивной электрической мощности, на основании которых вычисляются тридцатиминутные приращения электрической энергии.

Вычисленные значения приращений активной и реактивной электрической энергии, служебная информация в виде цифрового кода передаются в контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70, который осуществляет автоматизированный сбор, вычисления приращений электрической энергии, накопление, хранение и передачу результатов измерений и служебной информации на третий уровень АИИС КУЭ – в сервер с ПК «Энергосфера», с помощью которого осуществляются вычисление электрической энергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, архивирование и передача данных с использованием средств электронной цифровой подписи в заинтересованные организации, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), предусматривающей поддержание единого времени на всех уровнях АИИС КУЭ (счетчики, контроллер сетевой индустриальный СИКОН, серверы). Синхронизация в ИВК АИИС КУЭ со шкалой координированного времени UTC обеспечивается с помощью сервера синхронизации времени ССВ-1Г, который формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную отметку координированного времени UTC, полученного по сигналам спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика.

Устройство синхронизации времени УСВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов контроллера сетевого индустриального СИКОН С70 и счетчиков. Коррекция часов контроллера от устройства синхронизации времени УСВ-2 проводится ежесекундно. Часы счетчиков синхронизируются от часов контроллера с периодичностью 1 раз в 30 минут. Коррекция часов счетчиков проводится при их расхождении с часами контроллера более чем на 1 с, но не чаще одного раза в сутки. В итоге расхождение часов любого компонента АИИС КУЭ со шкалой координированного времени UTC не превышает ± 5 с.

Механическая защита от несанкционированного доступа обеспечивается пломбированием:

- счетчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- испытательной коробки;
- сервера.

Защита информации на программном уровне обеспечивается:

- установкой пароля на счетчик;
- установкой паролей на сервер, предусматривающих разграничение прав доступа к результатам измерений для различных групп пользователей;
- возможностью применения электронной цифровой подписи при передаче результатов измерений.

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		Вид	Фаза	Обозначение	Номер в Госреестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
<i>1 уровень – ИИК</i>							
1	НПС «Первомайка» Ввод №1, ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.№1	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ	51623-12	0,5S	1500/5
			В	ТОЛ-СЭЩ			
			С	ТОЛ-СЭЩ			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-10У3	46738-11	0,5	10000:√3/100:√3
			В	ЗНОЛ.06-10У3			
			С	ЗНОЛ.06-10У3			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–		
2	НПС «Первомайка» Ввод №2, ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.№23	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ	51623-12	0,5S	1500/5
			В	ТОЛ-СЭЩ			
			С	ТОЛ-СЭЩ			
		ТН	А	ЗНОЛ.06-10У3	46738-11	0,5	10000:√3/100:√3
			В	ЗНОЛ.06-10У3			
			С	ЗНОЛ.06-10У3			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–		
<i>2 уровень – ИВКЭ</i>							
		Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70			28822-05	–	–
		Устройство синхронизации времени УСВ-2			41681-10	–	–
<i>3 уровень – ИВК</i>							
		Сервер синхронизации времени ССВ-1Г			39485-08	–	–
		Серверы, АРМ оператора			–	–	–

Примечания к таблице 1

1 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформатор напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчик электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии.

2 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчика электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в таблице 1. Допускается замена контроллера сетевого индустриального на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на АО «Транснефть – Центральная Сибирь» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

- периодический (1 раз в 30 минут) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 минут);
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;

- автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;
- использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ (КО));
- конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- передача данных по присоединениям в сервера ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» РДУ и другим субъектам ОРЭ, заинтересованным в получении результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- обработка результатов измерений;
- автоматическая синхронизация времени.

Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) приведены в таблице 2.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, приведенные в таблице 3, нормированы с учетом влияния ПО.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже 7.0
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976E08A2BB7814В
Другие идентификационные данные (если имеются)	pso_metr.dll, версия 1.1.1.1

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной и реактивной электрической энергии и средней мощности

Номер ИК	cosφ	для диапазона $I_{2(1)}^* \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
1 – 2 (КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S)	1,0	± 1,8	не норм.	± 1,1	± 1,2	± 0,9	± 1,0	± 0,9	± 1,1
	0,8	± 2,9	не норм.	± 1,6	± 1,8	± 1,2	± 1,4	± 1,2	± 1,4
	0,5	± 5,4	не норм.	± 2,9	± 3,2	± 2,2	± 2,4	± 2,2	± 2,4

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	sinφ	для диапазона $I_1 \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		δ _о , %	δ _{рy} , %	δ _о , %	δ _{рy} , %	δ _о , %	δ _{рy} , %	δ _о , %	δ _{рy} , %
1 – 2 (КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5)	0,87	± 2,7	± 3,2	± 1,6	± 1,9	± 1,2	± 1,4	± 1,2	± 1,4
	0,6	± 4,6	± 5,2	± 2,5	± 2,9	± 1,8	± 2,1	± 1,8	± 2,1

Примечания
1 В таблице приняты следующие обозначения: $I_{2(1)}$, I_5 , I_{20} , I_{100} , и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 2 (1), 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; δ_о – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности; δ_{рy} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности.
2 * Погрешность ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности для коэффициента мощности cosφ, равного 1, нормируется в диапазоне первичного тока $I_1 \leq I < I_5$

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

Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение $(0,98-1,02) \cdot U_n$, ток $(1-1,2) \cdot I_n$; cosφ=0,9 инд.;
- температура окружающей среды от 15 до 25 °С.

Рабочие условия эксплуатации:

– параметры сети: напряжение $(0,9-1,1) \cdot U_n$; ток $(0,01-1,20) \cdot I_n$; частота от 49 до 51 Гц; 0,5 инд. ≤ cosφ ≤ 0,8 емк.;

- индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчика не более 0,5 мТл;
- допускаемая температура окружающей среды от 5 до 31 °С.

Показатели надежности применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

– трансформаторы тока: среднее время наработки на отказ 400000 ч, средний срок службы 30 лет;

– трансформатор напряжения: среднее время наработки на отказ 400000 ч, средний срок службы 30 лет;

– счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ 165000 ч, средний срок службы 30 лет;

– контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70: среднее время наработки на отказ 70000 ч, средний срок службы 12 лет.

Надежность системных решений:

– резервирование питания счетчиков, контроллера сетевого индустриального СИКОН С70 и сервера с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи.

Регистрация в журналах счетчиков электрической энергии и контроллера сетевого индустриального СИКОН С70 событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках электрической энергии.

Защищенность применяемых компонентов АИИС КУЭ:

1) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательных коробок;
- контроллера сетевого индустриального СИКОН С70 и сервера БД;

2) защита на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче – использование цифровой подписи);

- установка паролей на счетчики электрической энергии;
- установка паролей на контроллере сетевом индустриальном СИКОН С70;
- установка паролей на серверы, компьютер АРМ оператора.

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях составляет 114 суток, при отключении питания – не менее 40 лет;
- контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электрической энергии по измерительному каналу АИИС КУЭ – 45 суток (функция автоматизирована), сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 4 лет.

Знак утверждения типа

наносится в виде наклейки на титульный лист формуляра.

Комплектность средства измерений

В комплект АИИС КУЭ входят технические и программные средства, а также документация, приведенные в таблицах 4–6 соответственно.

Таблица 4 – Технические средства АИИС КУЭ

Наименование и условное обозначение	Количество
Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформатор напряжения заземляемый ЗНОЛ.06-10УЗ	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М	2
Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70	1
Устройство синхронизации времени УСВ-2	1
Сервер с ПК «Энергосфера»	1
Сервер синхронизации времени ССВ-1Г	1
АРМ оператора «Энергосфера»	1

Таблица 5 – Программные средства АИИС КУЭ

Обозначение ПО	Назначение ПО АИИС КУЭ	Место установки
Встроенное прикладное программное обеспечение счетчика		Счетчики
Встроенное программное обеспечение контроллера		Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70
Microsoft Windows 2012 Server	Операционная система	Сервер
Microsoft SQL-Server 2012	Система управления базой данных	Сервер
ПК «Энергосфера» в составе модулей: – Сервер опроса; – «AdCenter» (Консоль администратора);	Программные модули ПК «Энергосфера», предназначенные для: – сбора информации с контроллера и счетчиков; – администрирования БД, резервного копирования, настройки прав пользователей, обновления БД; – обмена данными (стандартные макеты), в т.ч. с использованием электронной цифровой подписи;	Сервер, АРМ оператора

Продолжение таблицы 5

Обозначение ПО	Назначение ПО АИИС КУЭ	Место установки
– «DataImpEx» (Центр импорта/экспорта); – «ControlAge» (АРМ Энергосфера); – «AdmTool» (Редактор расчетных схем)	– обмена данными (стандартные макеты), в т.ч. с использованием электронной цифровой подписи; – отображения журналов событий и результатов измерений, формирования отчетных документов; – создания и редактирования структуры объекта учета, истории замен СИ ИИК	
Конфигуратор СЭТ-4ТМ.03М	ПО для конфигурирования и настройки параметров счетчиков	Переносной компьютер
Пирамида 2000. Конфигуратор СИКОН	ПО для конфигурирования и настройки параметров контроллера сетевого промышленного СИКОН С70	Переносной компьютер

Таблица 6 – Документация

Наименование	Количество
МП 229-15 ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть – Центральная Сибирь» по НПС «Первомайка». Методика поверки	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть – Центральная Сибирь» по НПС «Первомайка». Формуляр	1
Магистральный нефтепровод Александровское – Анжеро-Судженск. НПС «Первомайка». Корректировка. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии. Рабочая документация. Том 82. Г.0.0000.0031-И-МНЦС-11/ГТП-00.000-АСКУЭ	1
Примечание – В комплект поставки документации также входит техническая документация на компоненты АИИС КУЭ	

Поверка

осуществляется по документу МП 229-15 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть – Центральная Сибирь» по НПС «Первомайка». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Томский ЦСМ» в январе 2015 г.

Основные средства поверки:

1) средства измерений в соответствии с нормативной и технической документацией по поверке компонентов АИИС КУЭ:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения – по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М – по методике «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 4 мая 2012 г.;
- контроллер сетевой промышленный СИКОН С70 – по методике «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;

2) мультиметр «Ресурс-ПЭ»: пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения в диапазоне от 15 до 150 мВ $\pm 2,0$ %, в диапазоне от 15 до 300 В $\pm 0,2$ %; пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы тока в диапазоне от 0,05 до

0,25 А ± 1,0 %, в диапазоне от 0,25 до 7,5 А ± 0,3 %; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями ± 0,1°; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты ± 0,02 Гц;

3) радиочасы МИР РЧ-02: пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного сигнала 1 Гц по шкале координированного времени UTC (SU) ± 1 мкс.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть – Центральная Сибирь» по НПС «Первомайка».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть – Центральная Сибирь» по НПС «Первомайка»

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

2 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при выполнении государственных учетных операций и учете количества энергетических ресурсов.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирьэнергосетьпроект»
(ООО «СЭСП»)

Юридический адрес: Россия, Красноярский край, 660077, г. Красноярск, ул. Взлетная, д. 5, оф. 115

Почтовый адрес: 660077, г. Красноярск, а/я 19415

Телефон: (391) 2-640-505, 2-370-073, факс (391) 2-371-720

E-mail: info@sp-mash.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»).

Юридический адрес: Россия, 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д.17-а.

Телефон: (3822) 55-44-86, факс (3822) 56-19-61, голосовой портал (3822) 90-23-53.

E-mail: tomsk@tcsms.tomsk.ru. Сайт: <http://tomskcsm.ru>, <http://томскцсм.рф>.

Аттестат аккредитации ФБУ «Томский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30113-13 от 03.06.2013 г

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«___» _____ 2015 г.