

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакциях, утвержденных приказами Росстандарта № 996 от 25.06.2014 г.,
№ 168 от 05.02.2019 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ППС «Песь»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ППС «Песь» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- периодический (1 раз в 30 минут) и /или по запросу автоматический сбор результатов измерений о приращениях 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 по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку 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-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ); измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счётчики электрической энергии.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий контроллер сетевой индустриальный, устройство синхронизации времени и автоматизированные рабочие места (АРМ) диспетчеров.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), реализованный на основе сервера с программным обеспечением ПК «Энергосфера», сервер синхронизации времени.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчика электрической энергии, с помощью которого производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной электрической мощности. На основании средних значений электрической мощности измеряются приращения электрической энергии за интервалы времени 30 мин.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков поступают на второй уровень АИИС КУЭ – в контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70, с помощью которого происходит хранение, накопление, подготовка и передача данных 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 СОЕВ, предусматривающей поддержание единого времени на всех уровнях АИИС КУЭ (счетчики, контроллер сетевой индустриальный, сервер). Синхронизация в ИВК АИИС КУЭ с 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 сетевого индустриального СИКОН С70 от устройства синхронизации времени УСВ-2 проводится ежесекундно. Часы счетчиков синхронизируются от часов контроллера сетевого индустриального СИКОН С70 с периодичностью 1 раз в 30 минут. Коррекция часов счетчиков проводится при их расхождении с часами контроллера сетевого индустриального СИКОН С70 более чем на ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки. В итоге расхождение часов любого компонента АИИС КУЭ с 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.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 8.0. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

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 приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3-4, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4, 5.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Средства измерений					
Номер ИК	Наименование присоединения	Вид	Фаза	Обозначение	№ в реестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
1	2	3	4	5	6	7	8
1 уровень – ИИК							
1	ВЛ-10 кВ №1 водозабор-1, оп.1 ПКУ-1	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10	51679-12	0,5S	50/5
			В	ТОЛ-НТЗ-10			
			С	ТОЛ-НТЗ-10			
		ТН	А	ЗНОЛП-НТЗ-10	51676-12	0,5	10000ÖВ/100ÖВ
			В	ЗНОЛП-НТЗ-10			
			С	ЗНОЛП-НТЗ-10			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–
2	ВЛ-10 кВ №5 вдольтрассо- вая Песь-Быково, оп.1 ПКУ-2	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10	51679-12	0,5S	50/5
			В	ТОЛ-НТЗ-10			
			С	ТОЛ-НТЗ-10			
		ТН	А	ЗНОЛП-НТЗ-10	51676-12	0,5	10000ÖВ/100ÖВ
			В	ЗНОЛП-НТЗ-10			
			С	ЗНОЛП-НТЗ-10			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–
3	ЗРУ-10 кВ ППС «Песь», 1 с.ш. 10 кВ яч.3	ТТ	А	ТОЛ 10-I	15128-03	0,5	600/5
			В	ТОЛ 10-I			
			С	ТОЛ 10-I			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	10000ÖВ/100ÖВ
			В				
			С				
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–
4	ЗРУ-10 кВ ППС «Песь», 2 с.ш. 10 кВ яч.19	ТТ	А	ТОЛ 10-I	15128-03	0,5	600/5
			В	ТОЛ 10-I			
			С	ТОЛ 10-I			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	10000ÖВ/100ÖВ
			В				
			С				
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–
5	ВЛ-10 кВ №4 вдольтрассо- вая Песь-Кириши, оп.1 ПКУ-3	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10	51679-12	0,5S	50/5
			В	ТОЛ-НТЗ-10			
			С	ТОЛ-НТЗ-10			
		ТН	А	ЗНОЛП-НТЗ-10	51676-12	0,5	10000/100
			В	ЗНОЛП-НТЗ-10			
			С	ЗНОЛП-НТЗ-10			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–
6	ВЛ-10 кВ №6 водозабор-2, оп.1 ПКУ-4	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10	51679-12	0,5S	50/5
			В	ТОЛ-НТЗ-10			
			С	ТОЛ-НТЗ-10			
		ТН	А	ЗНОЛП-НТЗ-10	51676-12	0,5	10000/100
			В	ЗНОЛП-НТЗ-10			
			С	ЗНОЛП-НТЗ-10			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
2 уровень – ИВКЭ							
Контроллер сетевой индустриальный			СИКОН С70		28822-05	–	–
Устройство синхронизации времени			УСВ-2		41681-10		
3 уровень – ИВК							
Сервер синхронизации времени			ССВ-1Г		39485-08	–	–

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности с доверительной вероятностью 0,95, %					
		В нормальных условиях эксплуатации			В рабочих условиях эксплуатации		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 2, 5 – 6 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01I_n \leq I < 0,02I_n$	±1,82	–	–	–	–	–
	$0,02I_n \leq I < 0,05I_n$	±1,63	±2,56	±4,79	–	–	–
	$0,05I_n \leq I < 0,2I_n$	±1,05	±1,66	±2,96	±1,20	±1,77	±3,03
	$0,2I_n \leq I < I_n$	±0,85	±1,24	±2,18	±1,04	±1,59	±2,28
	$I_n \leq I \leq 1,2I_n$	±0,85	±1,24	±2,18	±1,04	±1,38	±2,28
3 – 4 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_n \leq I < 0,2I_n$	±1,78	±2,88	±5,42	±1,87	±2,94	±5,46
	$0,2I_n \leq I < I_n$	±1,05	±1,60	±2,93	±1,20	±1,71	±3,00
	$I_n \leq I \leq 1,2I_n$	±0,85	±1,24	±2,18	±1,04	±1,38	±2,28

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности с доверительной вероятностью 0,95, %			
		В нормальных условиях эксплуатации		В рабочих условиях эксплуатации	
		$\cos \varphi = 0,8$ $\sin \varphi = 0,6$	$\cos \varphi = 0,5$ $\sin \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$ $\sin \varphi = 0,6$	$\cos \varphi = 0,5$ $\sin \varphi = 0,87$
1 – 2, 5 – 6 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01I_n \leq I < 0,02I_n$	–	±2,68	–	–
	$0,02I_n \leq I < 0,05I_n$	±3,95	±2,43	–	–
	$0,05I_n \leq I < 0,2I_n$	±2,58	±1,49	±2,90	±1,93
	$0,2I_n \leq I < I_n$	±1,86	±1,21	±2,27	±1,73
	$I_n \leq I \leq 1,2I_n$	±1,86	±1,21	±2,27	±1,73
3 – 4 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_n \leq I < 0,2I_n$	±4,44	±2,51	±4,63	±2,80
	$0,2I_n \leq I < I_n$	±2,42	±1,49	±2,75	±1,93
	$I_n \leq I \leq 1,2I_n$	±1,86	±1,21	±2,27	±1,73

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	6
Нормальные условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, В – частота, Гц – температура окружающего воздуха: – ТТ и ТН, °С – счетчиков, °С – относительная влажность воздуха, % – атмосферное давление, мм рт.ст. (кПа)	от 215,6 до 224,4 от 49,5 до 50,5 от -40 до +50 от +21 до +25 от 65 до 75 от 720 до 780 (от 96 до 104)
Условия эксплуатации: для ТТ и ТН: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – частота, Гц – температура окружающего воздуха, °С для счетчиков электрической энергии: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – частота, Гц – индукция внешнего магнитного поля, мТл – температура окружающего воздуха, °С	 от 0,9 до 1,1 от 49,5 до 50,5 от -40 до +50 от 0,9 до 1,1 от 49,5 до 50,5 от 0,05 до 0,5 от +10 до +35

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	12
Трансформатор тока	ТОЛ 10-І	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	12
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	6
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Сервер с ПК «Энергосфера»	-	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	ВЛСТ 912.04.000.ФО	1
Методика поверки	МП 55509-13 с изменением № 2	1

Поверка

осуществляется по документу МП 55509-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ППС «Песь». Методика поверки с изменением № 2», утвержденному ФБУ «Пензенский ЦСМ» 24 октября 2018 г.

Основные средства поверки:

- мультиметр «Ресурс-ПЭ» (регистрационный номер 33750-07 в Федеральном информационном фонде);
- радиочасы РЧ-011/2 (регистрационный номер 35682-07 в Федеральном информационном фонде);
- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М – по документу: Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- СИКОН С70 – по документу: ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденному ВНИИМС в 2005 г.;
- ССВ-1Г – по документу: ЛЖАР.468150.003-08 МП «Источники частоты и времени /серверы синхронизации времени ССВ-1 Г. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;
- УСВ-2 – по документу: ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ППС «Песь», регистрационный номер ФР.1.34.2013.16137 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ППС «Песь»

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

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

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Ивэлектроналадка» (ОАО «Ивэлектроналадка»)
ИНН 3729003630

Юридический адрес: 153002, г. Иваново, ул. Калинина, д. 5.

Адрес: 153032, г. Иваново, ул. Ташкентская, д. 90.

Телефон (факс): (4932) 23-02-30; (4932) 29-88-22.

Web-сайт: www.iem.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть-Балтика» Ярославское районное нефтепроводное управление (ООО «Транснефть-Балтика» Ярославское РНУ)

ИНН 4704041900

Адрес: 150521, Ярославская область, Ярославский район, д. Бегоулево, ул. Балтийская, д. 1

Телефон (факс): (4852) 49-15-55; (4852) 49-18-71

E-mail: yrnu_baltneft@spb.transneft.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области»

Адрес: 440039, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): (8412) 49-82-65

Web-сайт: www.penzacsm.ru

E-mail: pcsm@sura.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30033-10 от 20.07.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.