

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по НПС «Ростовка»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по НПС «Ростовка» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и многофункциональные счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ -3000 (УСПД), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (сервер БД), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), и программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициентов трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации на подключенных к УСПД автоматических рабочих местах.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Данные хранятся в сервере БД. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на

АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных счетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера БД. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группе точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются из ИВК с учетом агрегации данных по всем АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (регистрационный номер 54083-13 в Федеральном информационном фонде (рег. №)) с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую АИИС КУЭ и АИИС КУЭ смежных субъектов в виде xml-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведение реестра субъектов оптового рынка с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г, входящими в состав «Центр сбора и обработки данных» (ЦСОД) АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть». ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС/GPS, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление времени на сервере ИВК. В случае выхода из строя основного сервера синхронизации времени ССВ-1Г используется резервный. Корректировка часов сервера БД осуществляется при расхождении часов сервера БД и ССВ-1Г на величину не более ± 1 мс.

Синхронизация времени в УСПД осуществляется по сигналам единого времени, принимаемым через устройство синхронизации системного времени (УССВ), реализованного на ГЛОНАСС/GPS-приемнике в составе УСПД. Время УСПД периодически сличается со временем ГЛОНАСС/GPS (не реже 1 раза в сутки), синхронизация часов УСПД проводится независимо от величины расхождения времени.

В случае неисправности, ремонта или поверки УССВ имеется возможность синхронизации часов УСПД от уровня ИВК ПАО «Транснефть».

Сличение часов счетчиков с часами УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ НПС «Ростовка» 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, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные 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

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

Номер ИК	Наименование точки измерения	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/ УССВ/ Сервер/ ИВК
1	2	3	4	5	6
НПС «Ростовка»					
1	ЗРУ-6кВ Др-1 НПС «Ростовка», 1 с.ш. 6кВ, яч.1, Ввод №1 6кВ	ТЛШ-10-1У3 КТ 0,5S К _{ТТ} =2000/5 Рег. № 11077-07	ЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 К _{ТН} =6000:√3/ 100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег.№17049-14 ССВ-1Г, Рег. № 39485-08/ HP ProLiant BL460
2	ЗРУ-6кВ Др-1 НПС «Ростовка», 2 с.ш. 6кВ, яч.31, Ввод №2 6кВ	ТЛШ-10-1У3 КТ 0,5S К _{ТТ} =2000/5 Рег. № 11077-07	ЗНОЛП-6 У2 КТ 0,5 К _{ТН} =6000:√3/ 100:√3 Рег. №46738-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-08	
3	ЗРУ-6кВ Др-1 НПС «Ростовка», 1 с.ш. 6кВ, яч.16	ТОЛ-10-1 КТ 0,5S К _{ТТ} =150/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-6 У2 КТ 0,5 К _{ТН} =6000:√3/ 100:√3 Рег. №46738-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	
4	ЗРУ-6кВ Др-1 НПС «Ростовка», 2 с.ш. 6кВ, яч.22	ТОЛ-10-1 КТ 0,5S К _{ТТ} =150/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-6 У2 КТ 0,5 К _{ТН} =6000:√3/ 100:√3 Рег. №46738-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ЗРУ-6кВ Др-2 НПС «Ростовка», 1 с.ш. 6кВ, яч.2, Ввод №1 6кВ	ТЛШ-10-1У3 КТ 0,5S КТТ=2000/5 Рег. № 11077-03	НАМИТ-10-2 КТ 0,5 КТН=6000:√3/ 100:√3 Рег. №18178-99	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 HP ProLiant BL460/ CCB-1Г, Рег. № 39485-08
6	ЗРУ-6кВ Др-2 НПС «Ростовка», 2 с.ш. 6кВ, яч.19, Ввод №2 6кВ	ТЛШ-10-1У3 КТ 0,5S КТТ=2000/5 Рег. № 11077-03	НАМИТ-10-2 КТ 0,5 КТН=6000:√3/ 100:√3 Рег. №18178-99	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	
7	ЗРУ-6кВ Др-2 НПС «Ростовка», 1 с.ш. 6кВ, яч.6	ТЛО-10 КТ 0,5S КТТ=150/5 Рег. № 25433-03 ТПЛ-10-М КТ 0,5S КТТ=150/5 Рег. № 22192-03	НАМИТ-10-2 КТ 0,5 КТН=6000:√3/ 100:√3 Рег. №18178-99	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	
8	ПС 110/35/6кВ «Ростовка», ОРУ-110кВ, 1 с.ш. 110кВ, Ввод от ВЛ-110кВ «Ростовка-1»	TG 145-420 КТ 0,2 КТТ=300/5 Рег. № 15651-96	ЗНГА-110 КТ 0,2 КТН=110000:√3/ 100:√3 Рег. № 60290-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17	
9	ПС 110/35/6кВ «Ростовка», ОРУ-110кВ, 2 с.ш. 110кВ, Ввод от ВЛ-110кВ «Ростовка-2»	TG 145-420 КТ 0,2 КТТ=300/5 Рег. № 15651-96	ЗНГА-110 КТ 0,2 КТН=110000:√3/ 100:√3 Рег. № 60290-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17	
10	ПС 110/35/6кВ «Ростовка», Ввод 35кВ С-1-Т	ТВ-35-XV КТ 0,5 КТТ=400/5 Рег. № 56724-14	ЗНОМ-35-65 КТ 0,2 КТН=35000:√3/ /100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17	
11	ПС 110/35/6кВ «Ростовка», Ввод 35кВ С-2-Т	ТВ-35-XV КТ 0,5 КТТ=400/5 Рег. № 56724-14	ЗНОМ-35-65 КТ 0,2 КТН=35000:√3/ /100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17	

Продолжение таблицы 2

Примечания:

- 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, при условии, что АО «Транснефть – Дружба» АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
2. Замена оформляется техническим актом в установленном на АО «Транснефть – Дружба» АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

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

Номер ИК	Значение силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности измерения при доверительной вероятности 0,95, %			
		В нормальных условиях эксплуатации		В рабочих условиях эксплуатации	
		$\cos\varphi = 1,0$	$\cos\varphi = 0,5$	$\cos\varphi = 1,0$	$\cos\varphi = 0,5$
1, 3, 4, 6, 7 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч1 0,2S)	$I=0,1 \cdot I_N$	$\pm 1,0$	$\pm 2,7$	$\pm 1,2$	$\pm 2,8$
	$I=1,0 \cdot I_N$	$\pm 0,9$	$\pm 2,2$	$\pm 1,1$	$\pm 2,3$
2, 5 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч2 0,2S)	$I=0,1 \cdot I_N$	$\pm 1,0$	$\pm 2,7$	$\pm 1,2$	$\pm 2,8$
	$I=1,0 \cdot I_N$	$\pm 0,9$	$\pm 2,2$	$\pm 1,1$	$\pm 2,3$
8, 9 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч2 0,2S)	$I=0,1 \cdot I_N$	$\pm 0,8$	$\pm 1,7$	$\pm 1,0$	$\pm 1,9$
	$I=1,0 \cdot I_N$	$\pm 0,5$	$\pm 0,9$	$\pm 0,8$	$\pm 1,3$
10, 11 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч2 0,5S)	$I=0,1 \cdot I_N$	$\pm 1,4$	$\pm 4,4$	$\pm 1,6$	$\pm 4,5$
	$I=1,0 \cdot I_N$	$\pm 0,7$	$\pm 1,9$	$\pm 0,9$	$\pm 2,1$
Сч1 обозначает счетчик СЭТ-4ТМ.03; Сч2 обозначает счетчик СЭТ-4ТМ.03М					

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

Номер ИК	Значение силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности измерения при доверительной вероятности 0,95, %			
		В нормальных условиях эксплуатации		В рабочих условиях эксплуатации	
		$\sin\varphi = 0,866$	$\sin\varphi = 0,6$	$\sin\varphi = 0,866$	$\sin\varphi = 0,6$
1, 3, 4, 6, 7 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч1 0,2S)	$I=0,1 \cdot I_N$	$\pm 1,4$	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$	$\pm 2,5$
	$I=1,0 \cdot I_N$	$\pm 1,2$	$\pm 1,8$	$\pm 1,5$	$\pm 2,1$
2, 5 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч2 0,2S)	$I=0,1 \cdot I_N$	$\pm 1,4$	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$	$\pm 2,8$
	$I=1,0 \cdot I_N$	$\pm 1,2$	$\pm 1,9$	$\pm 2,0$	$\pm 2,6$
8, 9 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч2 0,2S)	$I=0,1 \cdot I_N$	$\pm 1,1$	$\pm 1,5$	$\pm 1,9$	$\pm 2,3$
	$I=1,0 \cdot I_N$	$\pm 0,8$	$\pm 1,0$	$\pm 1,7$	$\pm 2,0$
10, 11 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч2 0,5S)	$I=0,1 \cdot I_N$	$\pm 2,1$	$\pm 3,6$	$\pm 2,6$	$\pm 4,0$
	$I=1,0 \cdot I_N$	$\pm 1,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,9$	$\pm 2,4$
Сч1 обозначает счетчик СЭТ-4ТМ.03; Сч2 обозначает счетчик СЭТ-4ТМ.03М					

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	11
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для ТТ, °С - температура окружающей среды для ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для УСПД, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от -45 до +50 от -60 до +60 от +21 до +25 от -30 до +50
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -45 до +50 от -5 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Счетчики СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ССВ-1Г: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 90000 2 100000 2 15000 2 264599 0,5
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113,7 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера БД и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера БД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - УСПД;
 - сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 минут (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

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	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛШ-10-1УЗ	12
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	5
Трансформатор тока	ТЛО-10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	1
Трансформатор тока	TG 145-420	6
Трансформатор тока	ТВ-35-XV	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6У2	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	2
Трансформатор напряжения	ЗНГА-110	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	6
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Сервер	HP ProLiant BL460	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	НС.2018.АСКУЭ.00502 ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МИ 3000-2018 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки».

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 МИ 2845-2003, МИ 2925-2003 и/или ГОСТ 8.216-2011;
- Счетчики СЭТ-4ТМ.03 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- Счетчики СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- ЭКОМ-3000 – по документу «Устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000». Методика поверки» ПБКМ.421459.007 МП, утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 20 апреля 2014 г.;
- ССВ-1Г - по документу «Источники частоты и времени / серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-08 МП, утвержденным ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 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 электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по НПС «Ростовка», аттестат аккредитации ФБУ «Пензенский ЦСМ» № 01.00230-2013 от 17.04.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по НПС «Ростовка»

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

Акционерное общество «Транснефть-Дружба» (АО «Транснефть-Дружба»)
ИНН 3235002178
Адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113
Телефон (факс): (846) 332-83-17; (846) 333-27-16
E-mail: uztnp@aktnp.ru

Заявитель

Акционерное общество «Скад тех» (АО «СКАД тех»)
ИНН 7722798039
Адрес: 129090, г. Москва, Олимпийский проспект, д.16, стр. 5
Телефон: (495) 374-80-32
E-mail: info@scad.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

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 ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311197 от 24.07.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2018 г.