

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть–Восток» по НПС «Тулун»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть–Восток» по НПС «Тулун» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики) по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70, каналобразующую аппаратуру, устройства синхронизации времени (УСВ) типа УСВ-3 на базе GPS-приемника.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) серверы синхронизации времени ССВ-1Г и программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

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 группам точек поставки в организации-участники оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) и розничного рынка электроэнергии (РРЭ), в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются с ИВК с учетом агрегации данных по всем АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (Регистрационный № 54083-13) с учетом агрегации 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 ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного 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 ЦСОД. 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 ТСР/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, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК.

Синхронизация часов УСПД с единым координированным временем UTC обеспечивается подключенным к нему устройством синхронизации времени УСВ-3. Сравнение показаний часов УСПД с УСВ-3 производится не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД проводится независимо от величины расхождения времени.

В случае неисправности, ремонта или поверки УСВ-3 имеется возможность синхронизации часов УСПД от уровня ИВК ПАО «Транснефть».

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и УСПД на величину более ± 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 используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 8.0. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Метрологически значимой частью специализированного программного обеспечения АИИС КУЭ является библиотека pso_metr.dll. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав ИК			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ/ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110/6 кВ «Тулун», ОРУ-110 кВ, ввод Т1 110 кВ	ТБМО-110 УХЛ1 100/1 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С Рег. №23256-11	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Фазы: А, В, С Рег. №24218-08	А1802RLXQV -P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-11	СИКОН С70 Рег. №28822-05 УСВ-3 Рег. №51644-12 ССВ-1Г Рег. №39485-08 HP ProLiant BL 460c Gen8, HP ProLiant BL 460c G6
2	ПС 110/6 кВ «Тулун», ОРУ-110 кВ, ввод Т2 110 кВ	ТБМО-110 УХЛ1 100/1 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С Рег. №23256-11	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Фазы: А, В, С Рег. №24218-08	А1802RLXQV -P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-11	
3	НПС «Тулун» ЗРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 27, ТСР №1 ввод 6 кВ	ТОЛ-10-1 5/5 Кл. т. 0,5S Фазы: А, В, С Рег. №47959-16	ЗНОЛ-СЭЩ-6 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Фазы: А, В, С Рег. №35956-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. №36697-12	
4	НПС «Тулун» ЗРУ-6 кВ, 2 СШ, яч.5, ТСР №2 ввод 6 кВ	ТОЛ-10-1 5/5 Кл. т. 0,5S Фазы: А, В, С Рег. №47959-16	ЗНОЛ-СЭЩ-6 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Фазы: А, В, С Рег. №35956-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. №36697-12	
5	НПС «Тулун» ЗРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 25	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С Рег. №51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Фазы: А, В, С Рег. №35956-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. №36697-12	

Продолжение таблицы 2

6	НПС «Тулун» ЗРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 7	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С Рег. №51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Фазы: А, В, С Рег. №35956-12	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №36697- 12	СИКОН С70 Рег. №28822-05 УСВ-3 Рег. №51644-12 ССВ-1Г Рег. №39485-08 HP ProLiant BL 460c Gen8, HP ProLiant BL 460c G6
7	НПС «Тулун» ЗРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 2	ТОЛ-СЭЩ-10 150/5 Кл. т. 0,5S Фазы: А, В, С Рег. №51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Фазы: А, В, С Рег. №35956-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. №36697- 12	
8	НПС «Тулун» ЗРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 34	ТОЛ-СЭЩ-10 150/5 Кл. т. 0,5S Фазы: А, В, С Рег. №51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Фазы: А, В, С Рег. №35956-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №27524- 04	
9	НПС «Тулун» ЗРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 36	ТОЛ-СЭЩ-10 150/5 Кл. т. 0,5S Фазы: А, В, С Рег. №51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Фазы: А, В, С Рег. №35956-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. №36697- 12	

Примечание:

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 Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменение в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4
1, 2	Активная	1,2	1,4
	Реактивная	2,0	2,4
3, 4, 7, 9	Активная	2,6	2,8
	Реактивная	4,5	5,2
5	Активная	1,7	2,2
	Реактивная	3,5	4,8
6	Активная	1,3	1,5
	Реактивная	2,3	2,8
8	Активная	2,3	2,5
	Реактивная	4,4	4,6

Примечание: В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допустимой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.

Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока $2(5) \% \text{ от } I_{\text{ном}} \cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-9 от плюс 17 до плюс 30 °С.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	9
1	2
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ <p>- коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>- температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С <p>- температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 49,5 до 50,5</p> <p>от 0,5 инд. до 0,8 емк.</p> <p>от -40 до +50</p> <p>от +17 до +30</p> <p>от +17 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <p>Альфа А1800</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>СЭТ-4ТМ.03М</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>СЭТ-4ТМ.03</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <p>СИКОН С70</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСВ:</p> <p>УСВ-3</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>120000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>264599</p> <p>0,5</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>45000</p> <p>2</p>
<p>ССВ-1Г</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - средний срок службы, лет, не менее 	<p>15000</p> <p>10</p>

Продолжение таблицы 4

Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
Альфа А1800	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	1200
- при отключении питания, лет, не менее	30
СЭТ-4ТМ.03М	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	113
- при отключении питания, лет, не менее	10
СЭТ-4ТМ.03	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	113
- при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД:	
- график средних мощностей за интервал 30 мин, сутки	45
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД, сервера 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 счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД.
- журнал ИВК:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и ИВК.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера (серверных шкафов);

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на интервале 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений – 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть–Восток» по НПС «Тулун» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	15
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	1
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Сервер	HP ProLiant BL 460c Gen8	1
	HP ProLiant BL 460c G6	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП-007-17	1
Паспорт-формуляр	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП-007-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть–Восток» по НПС «Тулун». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «МетроСервис» от «24» июля 2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;

- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений;

- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений;

- счетчиков Альфа А1800 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;

- СИКОН С70 – по документу ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;

- УСВ-3 – по документу «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденному руководителем ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;

- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);

- термогигрометр «Ива-6А-Д»: диапазон измерений температуры от минус 20 °С до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 0 % до 98 %, дискретность 0,1 %;

- миллитесламетр Ш1-15У: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 199,9 мТл.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть–Восток» по НПС «Тулун», аттестованной ООО «Метросервис», аттестат об аккредитации № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть–Восток» по НПС «Тулун»

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть-Восток»

(ООО «Транснефть-Восток»)

ИНН 3801079671

Адрес: 665734, Иркутская область, г. Братск, ж.р. Энергетик, ул. Олимпийская, д. 14

Телефон (факс): (3953) 300-701, (3953) 300-703

E-mail: vsmn@vsmn.transneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»

(ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. им. Сергея Лазо, ба

Телефон: (391) 224-85-62

E-mail: E.E.Servis@mail.com

Аттестат аккредитации ООО «МетроСервис» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.