

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Салават»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Салават» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной отдельными технологическими объектами, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2- 4.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД) ЭКОМ-3000 со встроенным источником точного времени ГЛОНАСС/GPS и каналобразующую аппаратуру.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя серверы баз данных АИИС КУЭ (серверы БД), программное обеспечение (далее - ПО) ПК «Энергосфера», сервер синхронизации времени ССВ-1Г (Госреестр № 39485-08), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные 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 мгновенных значений 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, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

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 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 в Федеральном информационном фонде 54083-13) 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 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 (ИИК, ИВКЭ, ИВК). Синхронизация часов сервера БД с единым координированным временем UTC обеспечивается сервером синхронизации времени ССВ-1Г, входящим в состав ИВК АИИС КУЭ ПАО «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, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. ССВ-1Г обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере уровня ИВК.

Синхронизация времени в УСПД осуществляется по сигналам единого календарного 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.

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.

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

Погрешность системного времени АИИС КУЭ в рабочих условиях применения АИИС КУЭ не хуже ± 5 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 программный комплекс (ПК) «Энергосфера».

Метрологически значимая часть содержится в модуле, указанном в таблице 1. 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 программного обеспечения (ПО)

Идентификационные данные (признаки)	Метрологически значимая часть ПО
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Программное обеспечение не оказывает влияние на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Состав ИК						Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Серверы БД	Устройства синхронизации времени	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ЛПДС «Салават», ЗРУ-6кВ, 2 с.ш. 6кВ, яч. №12, Ввод №2	ТОЛ-СЭЩ 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег.№51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег.№51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000, Рег.№28822-05	НР Proliant BL 460c	ССВ-1Г Рег. №39485-08	активная реактивная
2	ЛПДС «Салават», ЗРУ-6кВ, 1 с.ш. 6кВ, яч. №15, Ввод №1	ТОЛ-СЭЩ 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег.№51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег.№51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				активная реактивная
3	ЛПДС «Салават», ЗРУ-6кВ, 1 с.ш. 6кВ, яч. №3	ТОЛ-СЭЩ 300/5 Кл.т. 0,5S Рег. №51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег.№51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				активная реактивная
4	ЛПДС «Салават», ЗРУ-6кВ, 2 с.ш. 6кВ, яч. №6	ТОЛ-СЭЩ 300/5 Кл.т. 0,5S Рег.№51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег.№51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ЛПДС «Салават», ТП №3 ТМ-250/6, с.ш. 0,4 кВ, пан.№3	ТОП-0,66 50/5 Кл.т. 0,5S Зав. № Рег.№ 47959-11	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	ЭКОМ-3000, Рег.№28822-05	HP Proliant BL 460c	ССВ-1Г Рег. №39485-08	активная реактивная
6	ЛПДС «Салават», ТП №3 ТМ-250/6, с.ш. 0,4 кВ, пан.№2	ТОП-0,66 50/5 Кл.т. 0,5S Рег.№ 47959-11	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12				активная реактивная
7	ЛПДС «Салават», ТП №2 ТМ-630/6, с.ш. 0,4 кВ, пан.№4	ТОП-0,66 50/5 Кл.т. 0,5S Рег.№ 47959-11	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12				активная реактивная
8	ЛПДС «Салават», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №23	ТОЛ-СЭЩ 100/5 Кл.т. 0,5S Рег.№51623-12	НАЛИ- СЭЩ 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег.№51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				активная реактивная
9	ЛПДС «Салават» Туймазинское НУ, ЗРУ-6кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №1	ТЛО-10 300/5 Кл.т. 0,5S Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ.06 6000/√3/100 /√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3344-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04				активная реактивная
10	ЛПДС «Салават» Туймазинское НУ, ЗРУ-6кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. №29	ТЛО-10 300/5 Кл.т. 0,5S Рег.№ 25433-11	ЗНОЛ.06 6000/√3/100 /√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3344-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04				активная реактивная
11	ЛПДС «Салават», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. №14	ТОЛ-СЭЩ 75/5 Кл.т. 0,5S Рег.№51623-12	НАЛИ- СЭЩ 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег.№51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				активная реактивная
12	ЛПДС «Салават», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №13	ТОЛ-СЭЩ 75/5 Кл.т. 0,5S Рег.№51623-12	НАЛИ- СЭЩ 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег.№51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 - 4, 8, 11, 12 (сч. 0,2S ГОСТ Р 52323-2005, ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,5	±4,8	±2,9	±2,2	±2,2
	0,7	±3,1	±1,9	±1,5	±1,5
	0,8	±2,5	±1,6	±1,2	±1,2
	0,9	±2,0	±1,3	±1,0	±1,0
	1,0	±1,6	±1,1	±0,9	±0,9
5 - 7 (сч. 0,2S ГОСТ Р 52323-2005, ТТ 0,5S; ТН-нет)	0,5	±4,6	±2,6	±1,8	±1,8
	0,7	±3,0	±1,7	±1,2	±1,2
	0,8	±2,4	±1,4	±1,0	±1,0
	0,9	±1,9	±1,1	±0,8	±0,8
	1,0	±1,5	±0,9	±0,6	±0,6
9, 10 (сч. 0,2S ГОСТ 30206-94, ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,5	±4,8	±2,9	±2,2	±2,2
	0,7	±3,1	±1,9	±1,5	±1,5
	0,8	±2,5	±1,6	±1,2	±1,2
	0,9	±2,0	±1,3	±1,0	±1,0
	1,0	±1,6	±1,1	±0,9	±0,9
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1 - 4, 8, 11, 12 (сч. 0,5 ГОСТ Р 52425-2005, ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,5	±2,3	±1,5	±1,2	±1,2
	0,7	±3,1	±1,9	±1,5	±1,5
	0,8	±3,9	±2,4	±1,8	±1,8
5 - 7 (сч. 0,5 ГОСТ Р 52425-2005, ТТ 0,5S; ТН-нет)	0,5	±2,2	±1,3	±1,0	±1,0
	0,7	±2,9	±1,8	±1,3	±1,3
	0,8	±3,7	±2,2	±1,5	±1,5
9, 10 (сч. 0,5 ГОСТ 26035-83, ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,5	±2,3	±1,5	±1,2	±1,2
	0,7	±3,1	±2,0	±1,5	±1,5
	0,8	±3,9	±2,4	±1,9	±1,9
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1- 4, 8, 11, 12 (сч. 0,2S ГОСТ Р 52323-2005, ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,5	±4,8	±3,0	±2,2	±2,2
	0,7	±3,1	±2,0	±1,6	±1,6
	0,8	±2,6	±1,7	±1,3	±1,3
	0,9	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
	1,0	±1,6	±1,1	±0,9	±0,9
5 - 7 (сч. 0,2S ГОСТ Р 52323-2005, ТТ 0,5S; ТН-нет)	0,5	±4,7	±2,7	±1,9	±1,9
	0,7	±3,0	±1,9	±1,4	±1,4
	0,8	±2,5	±1,6	±1,2	±1,2
	0,9	±2,0	±1,3	±1,1	±1,1
	1,0	±1,6	±1,0	±0,8	±0,8

Продолжение таблицы 3

9, 10 (сч. 0,2S ГОСТ 30206-94, ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,5	±4,8	±3,0	±2,3	±2,3
	0,7	±3,2	±2,1	±1,6	±1,6
	0,8	±2,6	±1,8	±1,4	±1,4
	0,9	±2,2	±1,5	±1,3	±1,3
	1,0	±1,7	±1,2	±1,0	±1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$d_{I(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1 - 4, 8, 11, 12 (сч. 0,5 ГОСТ Р 52425-2005, ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,5	±2,4	±1,6	±1,3	±1,3
	0,7	±3,1	±2,0	±1,6	±1,6
	0,8	±3,9	±2,5	±1,9	±1,9
5 - 7 (сч. 0,5 ГОСТ Р 52425-2005, ТТ 0,5S; ТН-нет)	0,5	±2,5	±1,9	±1,7	±1,7
	0,7	±3,2	±2,2	±1,9	±1,9
	0,8	±3,9	±2,6	±2,1	±2,1
9, 10 (сч. 0,5 ГОСТ 26035-83, ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,5	±2,6	±2,0	±1,8	±1,8
	0,7	±3,3	±2,4	±2,1	±2,1
	0,8	±4,1	±2,8	±2,3	±2,3

Погрешность системного времени АИИС КУЭ в рабочих условиях применения АИИС КУЭ не хуже ±5 с.

Примечания:

1. Погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_2\%$.

2. Характеристики погрешности ИИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая);

3. В качестве характеристик погрешности ИИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при доверительной вероятности, равной 0,95;

4. Нормальные условия:

параметры сети: напряжение: от $0,98U_{ном}$ до $1,02U_{ном}$; ток: от $1,0I_{ном}$ до $1,2I_{ном}$, $\cos j = 0,9$ инд.;

температура окружающей среды от плюс 15 до плюс 25 °С.

5. Рабочие условия:

- напряжение питающей сети $0,9U_{ном}$ до $1,1U_{ном}$;

- сила тока от $0,01I_{ном}$ до $1,2I_{ном}$;

температура окружающей среды:

- для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;

- для УСПД от плюс 5 до плюс 35 °С;

- для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;

- для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6. Трансформаторы тока изготовлены по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на АО «Транснефть-Урал» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчики СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;

- счетчики СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 75000 часов;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее 264599 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоя питания 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;
- выключение и включение УСПД;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерения приращений электроэнергии на интервалах 3 мин; 30 мин; 1 сутки (функция автоматизирована);
- сбор результатов измерений - не реже 1 раза в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики - 30-минутные приращения активной и реактивной электроэнергии каждого массива профиля составляет 2712 часов (113 суток);
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу и электропотребления (выработки) за месяц по каждому каналу и по группам измерительных каналов не менее - 60 суток; сохранение информации при отключении питания - 10 лет;
- сервер БД - 30-минутные приращения активной и реактивной электроэнергии по всем точкам измерений не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ указана в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол., шт
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	21
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	9
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	7
	СЭТ-4ТМ.03М.08	3
	СЭТ-4ТМ.03	2
Источники частоты и времени/ серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	ЭКОМ-3000	1
Сервер БД ПАО «Транснефть»	HP Proliant BL 460c	2
Методика поверки	МП-126-РА.RU.310556-2018	1
Паспорт	П-047-АИИС КУЭ.ПТ	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП-126-РА.RU.310556-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Салават». Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» 19 февраля 2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения - по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, часть 2 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 г.;
- УСПД ЭКОМ-3000 - по методике поверки по методике ПБКМ.421459.003 МП, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2009 г.

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

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Салават».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Салават»

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

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.

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Урал» (АО «Транснефть-Урал»)

ИНН: 0278039018

Адрес: 450077, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Крупской, д. 10

Телефон: +7 (347) 279-25-25

E-mail: tnural@ufa.transneft.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «СтройТехМонтаж» (ООО «СТМ»)

ИНН: 5410023674

Адрес: 630027, г. Новосибирск, ул. Тайгинская, д. 2, оф.4

Телефон: +7(383)363-09-18

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д.4

Телефон: +7(383)210-08-14

Факс: +7(383)210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.