



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 48531

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ)
ОАО "АК" Транснефть" в части ООО "Востокнефтепровод" по НПС-16
(1-ая пусковая очередь)**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 01/02

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО "ЭлеСи", г. Томск

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51565-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

ИФУГ.4252009.303МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **22 октября 2012 г. № 876**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 007051

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-16 (1-ая пусковая очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-16 (1-ая пусковая очередь) (далее – АИИС КУЭ ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-16 (1-ая пусковая очередь)) предназначена для измерений электроэнергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-16 (1-ая пусковая очередь) представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, которая состоит из измерительно-информационных каналов (ИИК) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК).

АИИС КУЭ ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-16 (1-ая пусковая очередь) решает следующие задачи:

- организация автоматизированного коммерческого учета электроэнергии в точках измерений ООО «Востокнефтепровод» на НПС-16;
- обмен информацией с заинтересованными участниками ОРЭ по согласованному формату и регламенту;
- формирования отчетных документов.

АИИС КУЭ ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-16 (1-ая пусковая очередь) включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности 0,5S ГОСТ Р 52323-2005 (в части измерений активной электроэнергии), класса точности 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 (в части измерений реактивной электроэнергии), установленные на НПС-16. Контроллер сетевой индустриальный Сикон С70, установленный на НПС, работает в «прозрачном» режиме при обращении сервера ИВК к счетчикам электроэнергии и выполняет функции шлюза-концентратора.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя «Центр сбора и обработки данных» (далее - ЦСОД) АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (номер в Государственном реестре средств измерений 38424-08) и автоматизированные рабочие места (АРМы) диспетчеров (операторов АИИС КУЭ).

В АИИС КУЭ ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-16 (1-ая пусковая очередь) измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ($P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$) и полную мощность ($S=U \cdot I$). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q=(S^2-P^2)^{0,5}$. Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. Передача данных о результатах измерений от счетчиков в серверы производится по кана-

лам связи по инициативе ЦСОД. Каналы связи от счетчиков до УСПД организованы подключением по интерфейсу RS-485. УСПД взаимодействует с сервером ИВК через маршрутизатор АИИС КУЭ, подключенный к основному и резервному каналам сети передачи данных ОАО "Связьтранснетфть". УСПД работает в режиме шлюза-концентратора. В качестве основного канала связи используется сеть SDH, в качестве резервного - спутниковая связь. Переход на резервный канал связи осуществляется автоматически при отсутствии связи по основному каналу. Измеренные значения активной (реактивной) электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных ИВК. В ИВК выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, формирование справочных и отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи интернет-провайдеров.

Данные хранятся в сервере базы данных. 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 электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

АИИС КУЭ ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-16 (1-ая пусковая очередь) имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, ИВК и имеет нормированную погрешность. Синхронизация времени АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г, входящими в состав ЦСОД. Сервер синхронизации времени обеспечивает обновление данных на сервере ИВК по протоколу NTP (Network Time Protocol) постоянно и непрерывно. Сервер приложений «Converge» автоматически передает счетчикам сформированные метки времени с периодичностью раз в сутки. При расхождении времени в сервере ИВК и счетчике на величину ± 1 с происходит автоматическая коррекция времени в счетчике с записью в журнале событий. Резервный сервер синхронизации времени используется при выходе из строя основного сервера.

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-16 (1-ая пусковая очередь) соответствуют техническим требованиям ОРЭ к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращений активной и реактивной электрической энергии и мощности, измерений календарного времени, интервалов времени и коррекцию часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам через оптопорт (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного инженерного пульта на базе NoteBook с последующей передачей данных на верхний уровень.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - 113 суток;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3,5 лет;

Для целей предотвращения физического доступа к токовым цепям и цепям напряжения счетчика и защиты метрологических характеристик системы предусмотрено выполнение следующих мероприятий: пломбирование корпусов счетчиков; испытательных коробок; клемм измерительных трансформаторов тока; установка прозрачной крышки из органического стекла на промежуточных клеммниках токовых цепей с последующим пломбированием. На программном уровне предусмотрена организация системы паролей с разграничением прав пользователей.

Программное обеспечение

Программное обеспечение «Converge» (далее – ПО) обеспечивает косвенные измерения и учет электрической энергии мощности при сборе данных со счетчиков, синхронизацию времени подчиненных счетчиков, имеющих встроенные часы.

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений активной и реактивной электроэнергии для разных тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов и определяются классом применяемых ТТ, ТН и электросчетчиков.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного АИИС КУЭ ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-16 (1-ая пусковая очередь), приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Название файлов	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
"Converge"	"Landis+Gyr Converge 3.5.1"	Converge.msi	3.5.001.268 Rev. 64500	B1E67B8256DE3F554 6A96054A2062A1E	MD5
"Энерго-Монитор"	"Energy Monitor"	Web Monitor Setup.msi	1.8.0.0	1E6CE427DAC589AF E884AB490632BC4B	MD5
" Генератор XML-отчетов "	" XML Report Generator"	XML Service Setup.msi XML Client Setup.msi	- -	9486BC5FC4BC0D32 6752E133D125F13D 37F58D0D9FB444D08 5405EB4A16E7A84	MD5
«ЭМ Администратор»	«EM Admin»	EM Admin Setup.msi	-	621E4F49FB74E52F9 FFADA2A07323FBD	MD5
«Ручной импорт в Converge»	«Manual Converge Import»	Manual Converge Import.msi	-	ACA7D544FAD3B166 916B16BB99359891	MD5

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов приведен в таблице 2

Таблица 2 – Состав ИИК и СОЕВ

Номер ИИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	ТН	ТТ	счетчик	УСПД	СОЕВ
1	2	3	4	5	6	7
1	РУ 10 кВ, ввод 1 ячейка № 3	ЗНОЛП U1/U2 = 10000/100 класс точности 0,5 Зав.№1003587 Зав.№1003224 Зав.№1003586 № ГР 23544-07	ТЛШ-10 П1/2 = 3000/5 класс точности 0,5S Зав.№1456 Зав.№1457 Зав.№1221 № ГР 11077-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 класс точности 0,5S/1,0 Зав.№080211020 5 № ГР 36697-08	СИКОН С 70 Зав. № 06078 № ГР 28822-05	ССВ-1Г Зав №054, Зав № 104 № ГР 39485-08

1	2	3	4	5	6	7
2	РУ 10 кВ, ввод 2 ячейка № 27	ЗНОЛП U1/U2 = 10000/100 класс точности 0,5 Зав.№1003423 Зав.№1003547 Зав.№1003593 № ГР 23544-07	ТЛШ-10 П1/2 = 3000/5 класс точности 0,5S Зав.№1451 Зав.№1454 Зав.№1453 № ГР 11077-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 класс точности 0,5S/1,0 Зав.№081210636 3 № ГР 36697-08	СИКОН С 70 Зав. № 06078 № ГР 28822-05	ССВ-1Г Зав №054, Зав № 104 № ГР 39485- 08

Примечание: Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом, который хранится совместно с настоящим описанием типа, как его неотъемлемая часть.

Метрологические характеристики ИК приведены в таблицах 3 и 4.

Пределы допускаемых основных относительных погрешностей ИК (измерение электрической энергии), d_3 %.

Таблица 3 - Пределы допускаемых основных относительных погрешностей ИК в нормальных условиях

№ ИК	Состав ИИК	cos φ (sin φ)	$\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} < I \leq I_{100\%}$	$\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} < I \leq I_{120\%}$
1-2	ТТ класс точности 0,5S	1	±2,1	±1,2	±1,0	±1,0
	ТН класс точности 0,5	0,8	±3,0	±1,9	±1,4	±1,4
	Счётчик-класс точности 0,5S (активная энергия)	0,5	±5,5	±3,1	±2,3	±2,3
	ТТ класс точности 0,5S	0,8 (0,6)	Не нормируется	±2,9	±2,1	±2,1
	ТН класс точности 0,5					
Счётчик-класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	Не нормируется	±1,9	±1,5	±1,5	

Таблица 4 - Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК в рабочих условиях эксплуатации

№ ИК	Состав ИИК	cos φ (sin φ)	$\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} < I \leq I_{100\%}$	$\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} < I \leq I_{120\%}$
1-2	ТТ класс точности 0,5S	1	±2,4	±1,7	±1,5	±1,5
	ТН класс точности 0,5	0,8	±3,3	±2,3	±1,9	±1,9
	Счётчик-класс точности 0,5S (активная энергия)	0,5	±5,6	±3,4	±2,6	±2,6
	ТТ класс точности 0,5S	0,8 (0,6)	Не нормируется	±4,2	±3,7	±3,7
	ТН класс точности 0,5					
Счётчик-класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	Не нормируется	±3,5	±3,3	±3,3	

Технические характеристики приведены в таблице 5.

Таблица 5

параметр	значение
Параметры питающей сети переменного тока:	
Напряжение, В	220 ± 22
частота, Гц	50 ± 1
Нормальная температура окружающей среды, °С	23±2
Температурный диапазон окружающей среды для:	
- счетчиков электрической энергии, °С	от +15 до +25
- трансформаторов тока и напряжения, °С	от +15 до +25
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5

параметр	значение
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	10
Первичные номинальные токи, кА	3
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек измерения, шт.	2
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов, с	± 5
Средний срок службы системы, лет	15

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени (d_p), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$d_p = \pm \sqrt{d_s^2 + \left(\frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

d_p - пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, в %;

d_s - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3 при измерении электроэнергии, в %;

K - масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

K_e - внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт•ч);

T_{cp} - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

P - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$d_{p, \text{корр.}} = \frac{\Delta t}{3600T_{cp}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

Δt - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);

T_{cp} - величина интервала усреднения мощности (в часах).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Восток-нефтепровод» по НПС-16 (1-ая пусковая очередь) типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы определяется проектной документацией на систему.

В комплект поставки входит техническая и эксплуатационная документация, указанная в таблице 6.

Таблица 6.

Наименование документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-16 (1-ая пусковая очередь)
Формуляр ИФУГ.4252009.303ФО	1(один) экземпляр
Методика поверки ИФУГ.4252009.303МП	1(один) экземпляр
Руководство по эксплуатации ИФУГ.4252009.303.РЭ.05.1	1(один) экземпляр

Поверка

осуществляется по документу: «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-16 (1-ая пусковая очередь). Методика поверки» ИФУГ.4252009.303МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2012г. Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии трехфазных многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки. ИЛГШ.411152.145РЭ1 приложение Д, утвержденной Нижегородским ЦСМ в 2007г;
- Радиочасы МИР РЧ-01;
- Вольтамперфазометр «Парма ВАФ[®]-А(М)»;
- Мультиметр «Ресурс – ПЭ».

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе: «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-16 (1-ая пусковая очередь). ИФУГ.4252009.303МИ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по НПС-16 (1-ая пусковая очередь)

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
5. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статистические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
6. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статистические счетчики реактивной энергии».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель ЗАО «ЭлеСи», г. Томск
634021, г. Томск, ул. Алтайская, 161А

Испытательный центр ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»
аттестат аккредитации 30004-08 от 27.06.2008г.
119361, Москва, ул. Озерная, 46.
Тел. 781-86-03; e-mail: dept208@vniims.ru

Заместитель
Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

МП «___» _____ 2012 г.