

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 428 от 02.03.2017 г.)

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, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, которая состоит из измерительных каналов (ИК) 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 «Транснефть-Восток» 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, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе контроллера СИКОН С70 и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» и включает в себя сервер опроса и баз данных (СБД), программное обеспечение (ПО) на базе программного комплекса (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ), серверы синхронизации времени ССВ-1Г (регистрационный № 39485-08), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 ($P=U \cdot I \cdot \cos\phi$) 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, накопление, хранение и передача полученных данных на верхний уровень, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Передача данных от УСПД на СБД осуществляется по резервируемой транспортной сети АО «Связьтранснефть». 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 СБД. В СБД выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭ) через каналы связи интернет-провайдеров.

Также, в СБД может поступать измерительная информация по всем АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» от смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, по каналам связи сети Internet в формате xml-файлов.

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. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ОАО «АК «Транснефть».

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

Передача информации от СБД в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» (с учетом агрегации данных по всем АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» и АИИС КУЭ смежных субъектов) с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Синхронизация времени часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается серверами синхронизации времени ССВ-1Г (рег. № 39485-08). 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 GPS/ГЛОНАСС, с учетом задержки на прием пакеты и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных времени на сервере ИВК.

Сравнение показаний часов УСПД с часами СБД производится при каждом сеансе связи, корректировка часов УСПД осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и СБД на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счётчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и УСПД на величину более ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки. Передача информации от счётчика до УСПД, от УСПД до СБД реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

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.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражает: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

Журналы событий сервера БД и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 7.1, в состав которого входят программы, указанные в таблице 2. 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».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
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 - «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Но-мер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	ТН	ТТ	Счетчик	ИВКЭ	СОЕВ
1	НПС-16, ЗРУ-10 кВ, Ввод №1, 1С 10 кВ, яч.№3	ЗНОЛП U1/U2 = 10000/100 класс точности 0,5 Рег.№ 23544-07	ТЛШ-10 I1/I2 = 3000/5 класс точности 0,5S Рег.№ 11077-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 класс точности 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С 70 Рег.№ 28822-05	ССВ-1Г Рег.№ 39485-08
2	НПС-16, ЗРУ-10 кВ, Ввод №2, 2С 10 кВ, яч.№27	ЗНОЛП U1/U2 = 10000/100 класс точности 0,5 Рег.№ 23544-07	ТЛШ-10 I1/I2 = 3000/5 класс точности 0,5S Рег.№ 11077-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 класс точности 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		

Примечание: Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. 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 , %.

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 ТН класс точности 0,5	0,8 (0,6)	Не нормируется	±2,9	±2,1	±2,1
	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 ТН класс точности 0,5	0,8 (0,6)	Не нормируется	±4,2	±3,7	±3,7
	Счётчик-класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	Не нормируется	±3,5	±3,3	±3,3

Технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Технические характеристики ИК

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
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):

$$d_p = \pm \sqrt{d_s^2 + \frac{K K_e \times 100\%}{1000 P T_{cp}} \frac{\Delta}{\Delta}}, \text{ где}$$

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;

R - 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:

$$d_{p, \text{корр.}} = \frac{Dt}{3600 T_{cp}} \times 100\%, \text{ где}$$

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

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

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 «Востокнефтепровод» 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 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт.)
Трансформатор тока ТЛШ-10	6
Трансформаторы напряжения ЗНОЛП	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройства сбора и передачи данных «СИКОН С 70»	1
Серверы синхронизации времени ССВ-1Г	2

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт.)
Методика поверки ИФУГ.4252009.303МП с изменением № 1	1
Формуляр ИФУГ.4252009.303ФО	1
Инструкция по эксплуатации ИФУГ.4252009.303.РЭ.05.1	1

Поверка

осуществляется по документу ИФУГ.4252009.303МП с изменением № 1 «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», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 26.01.2017 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- 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».

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 количества электрической энергии и мощности с использованием 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)

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

Закрытое акционерное общество «ЭлеСи» (ЗАО «ЭлеСи»)

ИНН 7021004633

Адрес: 634021, г. Томск, ул. Алтайская, 161А

Модернизация системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по объекту НПС-16 (1-ая пусковая очередь) в части внесенных изменений проведена:

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть - Восток»

(ООО «Транснефть - Восток»)

ИНН: 3801079671

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

Телефон/факс: (3953) 300-774, 300-639 / (3953) 300-703, 300-704, 300-705

E-mail: vsmn@vsmn.transneft.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Стройэнергетика»

(ООО «Стройэнергетика»)

Адрес: 129337, г. Москва, ул. Красная Сосна, д. 20, стр. 1, комн. 4

Тел.: 7 (926) 786-90-40

E-mail: Stroyenergetika@gmail.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.