

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Энерготерминал» по объекту «Пункт налива нефти 15 млн. тонн в год в г. Сквородино»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Энерготерминал» по объекту «Пункт налива нефти 15 млн. тонн в год в г. Сквородино» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, мощности на 30-минутных интервалах;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,5 и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии; класса точности 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) СИКОН С70, каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее – УСВ).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), серверы синхронизации времени ССВ-1Г и программное обеспечение (далее – 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 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 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 уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, а также передача накопленных данных в информационные системы организаций–участников оптового рынка электроэнергии через каналы связи. Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера ИВК настоящей системы с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (номер в Госреестре № 54083-13).

АИИС КУЭ имеет систему 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, (Госреестр СИ №39485-08), 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 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. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК.

Устройство синхронизации времени УСВ-2, входящее в состав ИВКЭ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД и счетчиков. УСВ-2 синхронизирует собственное системное время к единому координированному времени по сигналам проверки времени,

получаемым от GPS-приемника. Коррекция часов УСПД проводится вне зависимости от величины расхождения часов УСПД и времени приемника. Сличение часов счетчиков с часами УСПД осуществляется с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ, используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера» в состав которого входит специализированное ПО указанное в таблице 1. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных, передаваемых из УСПД ИВКЭ в ИВК по интерфейсу Ethernet, является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – С (в соответствии с МИ 3286-2010). Метрологические характеристики (МХ) УСПД Сикон С70 учтены в метрологических характеристиках ИК системы, таблица 1. Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (цифровая сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
pso_metr.dll	1.1.1.1	СВЕВ6F6СА69318BED97 6Е08А2ВВ7814В	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Наименования объектов и номера точек измерений	Состав измерительных каналов				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД, Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1 ПНН «Сковородино» ЗРУ-10кВ, ячейка 2, Ввод №1 с опоры №19 ЛЭП 10кВ (фидер №6)	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5S	НОЛ-СЭЩ-10-2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	Сикон С70 HP Proliant DL360 G8	Активная	$\pm 1,0$	$\pm 2,7$
					Реактивная	$\pm 2,6$	$\pm 4,3$

Наименования объектов и номера точек измерений	Состав измерительных каналов				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД, Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
2	ПНН «Сковородино», ЗРУ-10кВ, ячейка 17, Ввод №2 с опоры №18 ЛЭП 10кВ (фидер №5)	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5S	НОЛ-СЭЩ-10-2 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	Сикон С70 HP Proliant DL360 G8	Активная Реактивная	±1,0 ±2,7 ±2,6 ±4,3
3	ПНН «Сковородино», ЗРУ-10кВ, ячейка 5, Ввод № 1 на ПСП	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5 Кл. т. 0,5S	НОЛ-СЭЩ-10-2 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5			
4	ПНН «Сковородино», ЗРУ-10кВ, ячейка 14, Ввод № 2 на ПСП	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5 Кл. т. 0,5S	НОЛ-СЭЩ-10-2 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5			
5	ПНН «Сковородино», ЗРУ-10кВ, п. ЩСН-0,4 кВ, ТСН-0,4 кВ	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5			

Примечания:

- 1) Характеристики погрешности измерительных каналов (ИК) даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
- 2) В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- 3) Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) $U_{НОМ}$; ток (1,0 - 1,2) $I_{НОМ}$, $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
- 4) Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{НОМ}$; (0,02 - 1,2)· $I_{НОМ}$ для ИК № 1-4, (0,05 - 1,2)· $I_{НОМ}$ для ИК № 5; $\cos\varphi$ от 0,5 инд до 0,8 емк ;
 - допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70 °С, для счетчиков от минус 40 до + 60 °С; для сервера от + 15 до + 35 °С;
- 5) Погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,02· $I_{НОМ}$ для ИК № 1-4, 0,05· $I_{НОМ}$ для ИК № 5; $\cos\varphi = 0,8$ инд, температура окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 15 до плюс 40 °С;
- 6) Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Энерготерминал» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7) В составе измерительных каналов, перечисленных в таблице 2, применяются измерительные компоненты утвержденных типов.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – параметры надежности: среднее время наработки на отказ $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности t_v – не более 168 ч;
- УСПД Сикон С70 параметры надежности: среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее 264599 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии организацию 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;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - выключение и включение УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика,
 - УСПД,
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);

- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания - не менее 3,5 лет;
- УСПД Сикон С70 – суточные данные о потреблении электроэнергии по каждому каналу учета за сутки – не менее 4 лет; сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет;
- Сервер БД – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Энерготерминал» по объекту «Пункт налива нефти 15 млн. тонн в год в г. Сковородино».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ указана в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЦ-10	8 шт.
Трансформаторы тока ТОП-0,66	3 шт.
Трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЦ-10-2	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М	5 шт.
Специализированное программное обеспечение ПК «Энергосфера»	
Паспорт на систему	Один экземпляр
Методика поверки	Один экземпляр

В комплект поставки входит техническая и эксплуатационная документация на систему и на комплектующие средства измерений, методика поверки «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Энерготерминал» по объекту «Пункт налива нефти 15 млн. тонн в год в г. Сковородино». Измерительные каналы. Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу МП 57185-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Энерготерминал» по объекту «Пункт налива нефти 15 млн. тонн в год в г. Сковородино». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 09 апреля 2014 года.

Средства поверки измерительных компонентов:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1;

- УСПД Сикон С70 – по методике поверки «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в паспорте на систему автоматизированную информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Энерготерминал» по объекту «Пункт налива нефти 15 млн. тонн в год в г. Сковородино» № Г.0.000.12041-ЭНТ/ГТП-00.000.ПТ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Энерготерминал» по объекту «Пункт налива нефти 15 млн. тонн в год в г. Сковородино»:

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
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 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ Р 8.596-2002	«ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

-при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «СпецЭнергоСервис»
450081, РФ, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Баязита Бикбая, д. 19/1, к. 371
Телефон/Факс (347) 262 74 67

Испытательный центр:

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;
E-mail: office@vniims.ru, 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

Ф.В.Булыгин

М.п.

« ____ » _____ 2014 г.