

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ЛПДС «Тюрино»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ЛПДС «Тюрино» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

- 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;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- 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 – измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001; счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03.М 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 – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя «Центр сбора и обработки данных» (далее - ЦСОД) АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (регистрационный номер № 38424-13) и автоматизированные рабочие места (АРМы) диспетчеров (операторов АИИС КУЭ), программное обеспечение (ПО) «Converge».

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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на уровень ИВК, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя два (основной и резервный) устройства синхронизации системного времени (УССВ) типа ССВ-1Г, входящих в состав ЦСОД, и таймеры счетчиков. Сличение времени таймеров счетчиков осуществляется непосредственно с уровня ИВК 1 раз в сутки, корректировка времени счетчиков происходит при расхождении со временем ИВК более чем на 1 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Программное обеспечение

Уровень ИВК содержит программное обеспечение (ПО) «Converge», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Метрологические характеристики, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО. Защита программного обеспечения и измерительной информации обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты программного обеспечения используемого в АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений – С (в соответствии с МИ 3286-2010).

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения
ПО «Converge»	"Landis+Gyr Converge 3.5.1", Converge.msi	версия не ниже 3.5.001.268
"ЭнергоМонитор"	"Energy Monitor", WebMonitor Setup.msi	версия не ниже 1.8.0.0
" Генератор XML-отчетов "	" XML Report Generator", XML Service Setup.msi, XML Client Setup.msi	версия не ниже 3.5.001.268
«ЭМ Администратор»	«EM Admin», EM Admin Setup.msi	версия не ниже 3.5.001.268
«Ручной импорт в Converge»	«Manual Converge Import», ManualConverge Import.msi	версия не ниже 3.5.001.268

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ЛПДС «Тюрино»

Наименования объектов и номера точек измерений	Состав измерительных каналов				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1 ЛПДС «Тюрино» ЗРУ 6 кВ яч. № 8 «Жилпоселок»	ТПЛ-10-С УЗ 200/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	HP Proliant DL360 G5	Активная Реактивная	±1,0 ±2,6	±3,0 ±4,9
2 ЛПДС «Тюрино» ЗРУ 6 кВ яч. № 20 «Вдольтрас-совая ВЛ	ТВК-10 УХЛ 3 50/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5				
3 ПС 110/35/6 кВ «Тюрино» ЗРУ 6 кВ яч. № 14, «ППС-1»	ТПЛ-10-М У2 600/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5				
4 ПС 110/35/6 кВ «Тюрино» ЗРУ 6 кВ яч. № 3, «ППС-2»	ТПОЛ-10 УЗ 600/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5				

Примечания:

- Характеристики погрешности измерительных каналов (ИК) даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) $U_{НОМ}$; ток (1,0 - 1,2) $I_{НОМ}$, $\cos\phi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
- Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{НОМ}$; (0,05 - 1,2) $I_{НОМ}$; $\cos\phi$ 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;
- Погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,05 $I_{НОМ}$; $\cos\phi = 0,8$ инд, температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 10 до плюс 40 °С;
- Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Уралтранснефтепродукт» 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/сут.

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;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее 20000 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч.

Надежность системных решений:

- 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;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя, класс защиты С.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (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 100 суток; при отключении питания - не менее 3,5 лет;
- Сервер БД – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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 «Уралтранснефтепродукт» по объекту ЛПДС «Тюрино».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ЛПДС «Тюрино» приведена в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ЛПДС «Тюрино». Формуляр. Г.0.0000.029-УТНП/ГТП-00.000.ФО».

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 «Уралтранснефтепродукт» по объекту ЛПДС «Тюрино». Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу Г.0.0000.029-УТНП/ГТП-00.000.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ЛПДС «Тюрино». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» «10» сентября 2013 года.

Средства поверки измерительных компонентов:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по МИ 2925-2005, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03.М – по методике поверки «Счетчик электрической энергии multifunctional СЭТ-4ТМ.03.М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ЛПДС «Тюрино».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ЛПДС «Тюрино»:

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 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
- ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
- ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

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

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46
Тел.: 8 (495) 437 55 77
Факс: 8 (495) 437 56 66
Электронная почта: office@vniims.ru
Аттестат аккредитации № 30004-13 от 26.07.20013 года.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«____» _____ 2013 г.