

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН») с Изменением №1

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН») с Изменением № 1 является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН»), Свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 40110, регистрационный № 44615-10 и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 67, 68.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН») с Изменением №1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОАО «ВЭН» представляет собой двухуровневую территориально-распределенную информационно-измерительную систему с централизованным управлением.

АИИС КУЭ ОАО «ВЭН» 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;
- 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 – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,5S по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) классов точности 0,5 по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии СЭТ-

4ТМ.03 по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии, установленные на присоединениях, указанных в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер баз данных АИИС КУЭ (сервер БД), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), автоматизированные рабочие места (АРМ) пользователей системы на базе IBM PC совместимых компьютеров, специализированное программное обеспечение (ПО) и аппаратуру приема-передачи данных.

Для передачи информации между уровнями ИИК и ИВК используются два канала: основной - промышленная сеть на базе оборудования Сапору; резервный – сотовая сеть связи стандарта GSM/GPRS.

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. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

По запросу данные с счетчиков по беспроводным линиям связи поступают на сервер БД, где осуществляется дальнейшая обработка, формирование и хранение измерительной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по электронной почте с использованием каналов связи Интернет. АИИС обеспечивает передачу информации в автоматизированном режиме в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language XML).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации времени(УСВ) на базе GPS-приемника, внутренние часы счетчиков и сервера АИИС КУЭ. Время сервера синхронизировано с временем УСВ-2, погрешность синхронизации  $\pm 10$  мс. Сличение времени сервера АИИС КУЭ с временем счетчиков происходит при сеансе связи для сбора информации непосредственно со счетчиков на сервер центра сбора данных с помощью беспроводных радиоустройств системы «Сапору». Синхронизация времени счетчиков с временем сервера БД осуществляется раз в сутки. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

## Программное обеспечение

В системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН») используется программный комплекс «ВЭНКУ», предназначенный для управления территориально и функционально распределенными техническими средствами сбора, обработки, хранения и выдачи учетной информации о потреблении электроэнергии. В состав программного комплекса «ВЭНКУ» входят программные модули, указанные в таблице 1.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Задача ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» (по МИ 3286-2010). Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
модуль записи в БД (сервис dbProxy)	quartz-1.6.0.jar	1.6.0	7a0fc0f2ba376c55dfa85 5bcdcb4a1e8	MD5
модуль опроса по протоколу МЭК (сервис MEK)	wrapper.exe	3.2.0	cc714b19aab8569d49a e6f35eb2a5ea	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и метрологические характеристики ИК

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в раб. усл., %
67	ПС 110/35/6 кВ «Бахиловская» - Ф.2 на оп. №3 в сторону ПС 35/6 кВ «УСНВ»	ТОЛ-35 II УХЛ1 75/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 195 Зав. № 260	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 260	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112052208		Активная,	± 1,1	± 3,0
68	ПС 110/35/6 кВ «Бахиловская» - Ф.5 на оп. №3 в сторону ПС 35/6 кВ «УСНВ»	ТОЛ-35 II УХЛ1 75/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 29 Зав. № 613	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 262	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112050052		Реактивная	± 2,6	± 5,0

#### Примечания:

- Характеристики погрешности 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  $(0,95 \div 1,05) U_{\text{ном}}$ ; ток  $(1 \div 1,2) I_{\text{ном}}$ ,  $\cos\phi = 0,9$  инд.;
  - температура окружающей среды  $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ .
- Рабочие условия:
  - параметры сети: напряжение  $(0,9 \div 1,1) U_{\text{ном}}$ ; ток  $(0,01 \div 1,2) I_{\text{ном}}$ ;  $0,5$  инд.  $\leq \cos\phi \leq 0,8$  емк.;
  - допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 60 до  $+50 ^\circ\text{C}$ , для счетчиков СЭТ-4ТМ от минус 40 до  $+60 ^\circ\text{C}$ ; для сервера от  $+10$  до  $+35 ^\circ\text{C}$ ;

5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\phi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до  $+40^{\circ}\text{C}$ ;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.
8. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Госреестр средств измерений.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 24$  ч;
- сервер (параметры надежности: коэффициент готовности 0,99, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 30$  мин);

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера опроса и сервера баз данных (БД) с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться по каналам сотовой связи через GSM/GPRS-модем или посредством ручного сбора данных;

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчиках;

Мониторинг состояния АИИС КУЭ:

- возможность съема информации со счетчика автономным и удаленным способами;
- визуальный контроль информации на счетчике.

Организационные решения:

- наличие эксплуатационной документации.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на сервер опроса и сервер БД, АРМы.

Возможность коррекции времени:

- ИИК - электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК – сервер, АРМ (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- состояний средств измерений (функция автоматизирована);
- результатов измерений (функция автоматизирована);

Цикличность:

- измерений: 30-ти минутные приращения (функция автоматизирована);
- сбора: 1 раз в 30 минут (функция автоматизирована);

### Глубина хранения информации:

- электросчетчик СЭТ.4.ТМ - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 10 лет; Хранение собственных журналов событий счетчиков (функция автоматизирована);
- сервер БД – хранение массивов профиля активной и реактивной мощностей и данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления - на глубину не менее 3 лет. Хранение журналов событий счетчиков, а также хранение интегрального журнала событий на уровне ИВК на глубину не менее 3 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 «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН»).

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН») с Изменением № 1 определяется проектной документацией на создание первоначальной и добавленной частей АИИС КУЭ, а также эксплуатационной документацией - руководство по эксплуатации системы и /или паспорт-формуляр, в который входит полный перечень технических средств, из которых комплектуются основные и добавленные измерительные каналы АИИС КУЭ.

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

### Проверка

осуществляется по методике поверки МП 44615-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН») с Изменением №1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2011 году.

Средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- Трансформаторы напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчик СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Методика поверки» ИЛГШ.411152.124 РЭ1;
- Устройство синхронизации времени УСВ-2 – по методике поверки «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки» ВЛСТ 237.00.000 И1.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН»). Руководство по эксплуатации».

### Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН») с Изменением №1.

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
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 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. 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**

– осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ООО «Инженерно-технический центр информационно управляющих систем»  
(ООО «ИТЦ ИУС»)  
Адрес: 394036, г. Воронеж, ул. Средне-Московская, д. 6а  
Тел.: (4732) 46-09-90  
Факс (4732) 46-70-77

**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](mailto:office@vniims.ru)  
Аттестат аккредитации № 30004-08 от 27.06.2008 года

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.п.

«\_\_\_» 2012 г.