

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭСК» первая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭСК» первая очередь (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер с программным обеспечением (далее - ПО) КТС «Энергия +», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), GPS-приемник, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы двух модулей интерфейсов групповых (МИГ), далее по проводным линиям связи интерфейса RS-232 поступает на входы GPRS-модема, и по основному каналу GPRS связи данные поступают в ИВК. При отказе основного канала связи цифровой сигнал с выходов МИГ по проводным линиям связи интерфейса RS-232 поступает на входы GSM-модема, и по резервному каналу GSM связи данные поступают в ИВК.

На уровне ИВК осуществляется обработка измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотносены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), построенную на функционально объединённой совокупности программно-технических средств измерений и коррекции часов устройств, и включает в себя приемник меток времени GPS, устройство сервисное, модули интерфейсов групповые (МИГ), сервер ИВК и счетчики электрической энергии.

Приёмник меток времени GPS принимает сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), преобразует их в сигналы проверки времени (СПВ) («шесть точек»), которые поступают на устройство сервисное. Устройство сервисное принимает СПВ от приёмника меток времени GPS, и по началу шестого СПВ производит синхронизацию корректора времени, встроенного в устройство сервисное. Корректор времени представляет собой таймер, ведущий часы, минуты, секунды, миллисекунды.

Сервер ИВК по интерфейсу RS-232C каждую секунду обращается к устройству сервисному, считывает с корректора показания таймера и сравнивает с показаниями своего таймера. При расхождении таймера сервера и корректора более чем на 60 мс, сервер ИВК корректирует свой таймер по показаниям таймера корректора времени. На сервере ИВК установлена программа «NTP-сервер», которая использует таймер сервера ИВК в качестве опорного источника.

Коррекция часов счётчиков электрической энергии осуществляется с помощью МИГ с использованием технологии NTP. Интегрированный в МИГ «NTP-клиент» по сети GPRS с заданным интервалом выполняет синхронизацию собственного таймера с NTP-сервером на ИВК. При условии, что собственный таймер МИГ синхронизирован с NTP-сервером, МИГ обеспечивает проверку часов счётчиков, подключённых к нему, и при расхождении часов счётчиков с таймером МИГ более ± 2 с производит синхронизацию часов счётчиков. Передача информации от счётчиков электрической энергии до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

Структура ПО ИВК:

– общесистемное ПО включает в себя:

- а) операционную систему Microsoft Windows 8.1 Professional;
- б) WEB-сервер для публикации WEB-документов;
- в) WEB-браузер для просмотра WEB-документов - Microsoft Internet Explorer.

– специальное ПО включает в себя:

- а) базовое ПО КТС «Энергия+»;
- б) дополнительное ПО КТС «Энергия+»;
- в) систему управления базами данных Microsoft SQL Server 2012, Standard Edition;
- г) ПО для нанесения электронной цифровой подписи.

ПО реализовано на технологии «клиент-сервер». Серверная часть содержит программы приема и обработки данных, а также SQL-сервер и WEB-сервер.

Серверная часть обеспечивает основные функции - прием, обработку, хранение и публикацию данных.

Функции ПО (метеорологически значимой части):

- сбор, обработка и хранение результатов измерений;
- автоматическая синхронизация времени.

Метеорологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Ядро: Энергия + (файл kernel6.exe)	Запись в БД: Энергия + (файл Writer.exe)	Сервер устройств: Энергия + (файл IcServ.exe)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v. 6.5		
Цифровой идентификатор ПО	B26C3DC337223E64 3068D2678B83E7FE	28D3B14A74AC2358BF E3C1E134D5CCDE	98CB579DEBC07A75B01B3 C729A4E5AD1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5		

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Номер точки измерений на одноли- нейной схеме	Наименова- ние точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
			ТТ	ТН	Счетчик			Границы допускае- мой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабо- чих условиях, ($\pm\delta$) %
1	51	РП «Цари- цино» ф. 625	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 58720-14	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	AD- VAN- TECH IPC- 610	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,9
2	52	РП «Цари- цино» ф. 620	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 58720-14	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	AD- VAN- TECH IPC- 610	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,9
3	57	РП «Клено- вый» ф. 605	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 7069-07	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	AD- VAN- TECH IPC- 610	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,9

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $5\% \text{ от } I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,8$ инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	3
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,02 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности: – $\cos\varphi$ – $\sin\varphi$ – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,8 до 50,02 от -45 до +40 от -10 до +45
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12): – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 140000 2 15843 0,5
Глубина хранения информации: Счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12): – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее – при отключении питания, лет, не менее Счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее – при отключении питания, лет, не менее сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 5 113 5 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Количество
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3 шт.
Сервер	ADVANTECH IPC-610	1 шт.
Методика поверки	МП 201-030-2016	1 экз.
Формуляр-паспорт	153-16-ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 201-030-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭСК» первая очередь. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 22.12.2016 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12) - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный № 27008-04;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭСК» первая очередь

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Независимая Электросетевая Компания» (ЗАО «НЭСК»)
ИНН: 6450050877
Адрес: 410018, г. Саратов, ул. Сетевая, д. 12
Тел.: (8452) 79-08-08

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)
ИНН: 7707798605
Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1
Тел.: (499) 917-03-54

Испытательный центр

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

Адрес: 119631, 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

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.