

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго Воронеж»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго Воронеж» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного 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 распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер базы данных (сервер) на базе виртуальной машины VMware с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), 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 соответствующий GSM-модем и далее по каналам связи стандарта GSM поступает на сервер, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал 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.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков и часы сервера. СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP - NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Сличение часов сервера с часами NTP-сервера, передача точного времени через глобальную сеть интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия. Контроль показаний времени часов сервера осуществляется каждую секунду, коррекция часов сервера производится при расхождении с часами NTP-сервера на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчика с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчика производится при расхождении показаний с часами сервера на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.03
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но-мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Границы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС Острогожск - районная 110 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Алексеевка Острогожск районная №1	ТГФ110-П* Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 34096-07 Фазы: А, В, С	ЗНОГ-110 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23894-07 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	VMware	Активная	0,8	2,1
						Реактивная	1,5	3,9
2	ПС Острогожск - районная 110 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Алексеевка Острогожск районная №2	ТГФ110-П* Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 34096-07 Фазы: А, В, С	ЗНОГ-110 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23894-07 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		Активная	0,8	2,1
						Реактивная	1,5	3,9
3	ПС 110 кВ «Манино» ВЛ-110 кВ Манино-Искра	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 750/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А, В, С	НКФ110-57 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1188-58 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		Активная	1,3	3,2
						Реактивная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 110 кВ «Манино» РУ-10 кВ, яч. №12, ВЛ-10 кВ №6 ПС Манино - к-з «Маяк»	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А, В, С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	VMware	Активная	1,3	3,2
						Реактивная	2,5	5,5
5	ПС 110 кВ Народное; ВЛ-110 кВ Народное- Шпикулово	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А, С	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 922-54 Фазы: А, В, С	СЭТ- 4ТМ.03.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная	1,1	3,0
						Реактивная	2,3	4,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±5 с.								

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 на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 1, 2 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК - для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi_j = 0,8_{инд}$.

4 ТТ по ГОСТ 7746-2015, ТН по ГОСТ 1983-2015, счетчики в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83.

5 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. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 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
1	2
Количество ИК	5
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 1, 2</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 1, 2</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>220000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17):</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12):</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для сервера:</p> <p>хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>12</p> <p>113</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчика электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки.
- 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 не реже одного раза в сутки (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	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТГФ110-П*	6
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	5
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	6
Трансформаторы напряжения	НКФ110-57	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	1
Сервер на базе виртуальной машины	VMware	1
Методика поверки	МП ЭПР-086-2018	1
Паспорт-формуляр	ТНСЭ.366305.002.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-086-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго Воронеж». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 19.06.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46656-11);
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 53602-13);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22029-10).

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 документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «ТНС энерго Воронеж», свидетельство об аттестации № 101/RA.RU.312078/2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго Воронеж»

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

Публичное акционерное общество «ТНС энерго Воронеж» (ПАО «ТНС энерго Воронеж»)
ИНН 3663050467
Адрес: 394029, г. Воронеж, ул. Меркулова, 7а
Телефон: (473) 261-87-08
Факс: (473) 261-87-43
Web-сайт: voronezh.tns-e.ru
E-mail: helper@voronezh.tns-e.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха,
ул. Ново-Никольская, д. 57
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com
Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2018 г.