

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тольяттинская энергосбытовая компания»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тольяттинская энергосбытовая компания» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее - счетчики) по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика. 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.

Для ИК № 1,2 цифровой сигнал с выходов счетчика по проводным линиям связи поступает на входы соответствующего GSM/GPRS модема, далее по каналам связи стандарта GSM посредством службы передачи данных GPRS (основной канал) поступает на сервер БД, где осуществляется 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. При отказе основного канала связи опрос счётчиков выполняется по резервному каналу связи, организованному по технологии CSD стандарта GSM.

Для ИК №№ 3-9 информация об энергопотреблении поступает на сервер БД из АИИС КУЭ ОАО "Волжская ТГК" Самарского региона с Изменениями № 1, 2 (регистрационный № 35905-13) в виде xml-макетов формата 80020. Также имеется возможность прямого опроса сервером сбора и БД указанных счетчиков аналогично ИК № 1,2.

Передача информации от сервера БД (или АРМ) 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 для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. 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. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает 10 мс. Сличение часов сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» с часами NTP-сервера, передача точного времени через глобальную сеть интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия RFC-5905. Контроль показаний времени часов сервера БД производится по запросу каждые 30 мин, коррекция часов выполняется при расхождении на величину ± 1 с.

Для ИК № 1, № 2 сравнение показаний часов счетчика с часами сервера БД производится во время сеанса связи (один раз в сутки). Корректировка часов счетчика осуществляется независимо от наличия расхождений.

Для ИК №№ 3-9 синхронизация часов счетчиков осуществляется в соответствии с описанием типа АИИС КУЭ ОАО "Волжская ТГК" Самарского региона с Изменениями № 1, 2 (регистрационный № 35905-13). Также имеется возможность синхронизации часов указанных счётчиков с часами сервера сбора и БД аналогично ИК № 1,2.

Передача информации от счетчика до сервера сбора и БД реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, отражается в его журнале событий.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов сервера БД и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке, отражается в его журнале событий.

Программное обеспечение

Используется ПО «Пирамида 2000» версии 3.0, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	CalcClients.dll; CalcLeakage.dll; CalcLosses.dll; Metrology.dll; ParseBin.dll; ParseIEC.dll; ParseModbus.dll; ParsePiramida.dll; SynchronSI.dll; VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110/10 кВ «ГПП 5000000»								
1	ПС 110/10 кВ «ГПП-5000000» ОРУ-110 кВ СШ-110 кВ яч.10 ВЛ-110 кВ «ПКЗ-Северная»	ТВ-110/52 Кл. т. 1,0 500/1	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,7 ±4,5	±5,6 ±8,7
2	ПС 110/10 кВ «ГПП-5000000» ОРУ-110 кВ ОСШ-110 кВ яч.8 ОВ-12	ТВ-110/52 Кл. т. 1,0 600/5	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,7 ±4,5	±5,6 ±8,7
Тольяттинская ТЭЦ								
3	ТоТЭЦ "ОВ-12"	ТВ-110/52 Кл. т. 0,5 750/5	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
4	ТоТЭЦ "ГОРОД-32"	ТВ-110/52 Кл. т. 0,5 750/5	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТЭЦ ВАЗа								
5	ТЭЦ ВАЗа "ОВ-12" 1,2 сек. 110 кВ яч.38	ТГФМ-110 Кл. т. 0,2S 750/1	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6
6	ТЭЦ ВАЗа "ГОРОД-1" 1 сек. 110 кВ яч.42	ТФНД-110 Кл. т. 0,5 750/1	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,7
7	ТЭЦ ВАЗа "ГОРОД-2" 2 сек. 110 кВ яч.34	ТФНД-110 Кл. т. 0,5 750/1	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,7
8	ТЭЦ ВАЗа "ПКЗ-1" 1 сек. 110 кВ яч.28	ТРГ-110 Кл. т. 0,2S 750/1	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6
9	ТЭЦ ВАЗа "ПКЗ-2" 2 сек. 110 кВ яч.30	ТРГ-110 Кл. т. 0,2S 750/1	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 9 от 0 до плюс 30 °С.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	9
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 (5) до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - 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 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - 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 40 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 БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- 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 систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тольяттинская энергосбытовая компания» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВ-110/52	3190-72	12
Трансформатор тока	ТГФМ-110	52261-12	3
Трансформатор тока	ТФНД-110	2793-71	6
Трансформатор тока	ТРГ-110	26813-06	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110	14205-11	2
Трансформатор напряжения	НКФ-110	922-54	1
Трансформатор напряжения	НКФ-110	26452-04	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	24218-08	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	36697-12	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	3

Окончание таблицы 4

1	2	3	4
Сервер БД	SUNRISE	-	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Методика поверки	МП 206.1-171-2017	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-171-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тольяттинская энергосбытовая компания». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 19 июня 2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.16 - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.00 - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 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%;
- миллitesламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих - кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тольяттинская энергосбытовая компания», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тольяттинская энергосбытовая компания»

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы») ИНН 3328498209

Юридический адрес: 600035, Россия, г. Владимир, ул. Куйбышева, 16, оф.411

Адрес: 600022, г. Владимир, а/я 11

Телефон: (4922)60-23-22

E-mail: post@ensys.su

Web-сайт: www.ensys.su

Испытательный центр

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

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: 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.