

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Агроторг»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Агроторг» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер сбора и сервер баз данных АИИС КУЭ, NTP-сервер ФГУП «ВНИИФТРИ», каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и обеспечения питания технологического оборудования, автоматизированное рабочее место персонала (далее - АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «Энфорс АСКУЭ БП».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений электроэнергии (W , кВт·ч, Q , квар·ч) передаются в целых числах и соотнесены с единым календарным временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml - файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной цифровой подписи (далее – ЭЦП) субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – 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.

Сравнение показаний часов сервера сбора и БД 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 сбора и БД производится по запросу каждые 30 мин, коррекция часов выполняется при расхождении на величину ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков электрической энергии с часами сервера сбора и БД производится во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении показаний с часами сервера сбора и БД на величину более ± 2 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энфорс АСКУЭ БП». ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных и непреднамеренных изменений, что соответствует уровню защиты «высокий» по ГОСТ Р 8.883-2015. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование модулей ПО:	Collector_energy.exe
Цифровой идентификатор ПО	51A2AA81
Номер версии (идентификационный номер) ПО	5.0.92.1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32
Идентификационное наименование модулей ПО:	bp_admin.exe
Цифровой идентификатор ПО	90B35EA6
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.4.1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		ТТ	ТН	Счётчик	Сервер/УССВ
1	2	3	4	5	6
1	РТП 10кВ ЗАО «Тэлпрайс», РУ-10кВ, Сек.1 10кВ, яч. 3, Ф.16	ф.А.ТЛП-10 ф.С.ТЛП-10 400/5, КТ 0,2S Пер. № 30709-07	ф.А.ЗНОЛ.06-10 ф.В.ЗНОЛ.06-10 ф.С.ЗНОЛ.06-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	DELL PowerEdge R630, HP ProLiant DL360/ NTP-сервер ФГУП «ВНИИФТРИ»
2	РТП 10кВ ЗАО «Тэлпрайс», РУ-10кВ, Сек.2 10кВ, яч. 17, Ф.9	ф.А.ТЛП-10 ф.С.ТЛП-10 400/5, КТ 0,2S Пер. № 30709-07	ф.А.ЗНОЛ.06-10 ф.В.ЗНОЛ.06-10 ф.С.ЗНОЛ.06-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
3	РТП 10кВ ЗАО «Тэлпрайс», РУ-10кВ, Сек.2 10кВ, яч. 11, КЛ-10кВ	ф.А.ТЛП-10 ф.С.ТЛП-10 75/5, КТ 0,2S Пер. № 30709-11	ф.А.ЗНОЛ.06-10 ф.В.ЗНОЛ.06-10 ф.С.ЗНОЛ.06-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
4	РТП 10кВ №9 ЗАО «Тэлпрайс», РУ-10кВ, Сек.А-10кВ, яч. 9, Ввод Т1	ф.А.ТПОЛ 10 ф.С.ТПОЛ 10 100/5, КТ 0,5 Пер. № 1261-02	ф.А.ЗНОЛ.06-10 ф.В.ЗНОЛ.06-10 ф.С.ЗНОЛ.06-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	Меркурий 230 ART-00 PQRSIGDN КТ 0,5S/1,0 Пер. № 23345-07	
5	РТП 10кВ №9 ЗАО «Тэлпрайс», РУ-10кВ, Сек.Б-10кВ, яч. 3, Ввод Т2	ф.А.ТПОЛ 10 ф.С.ТПОЛ 10 100/5, КТ 0,5 Пер. № 1261-02	ф.А.ЗНОЛ.06-10 ф.В.ЗНОЛ.06-10 ф.С.ЗНОЛ.06-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	Меркурий 230 ART-00 PQCSIGDN КТ 0,5S/1,0 Пер. № 23345-07	
6	РТП 10кВ №9 ЗАО «Тэлпрайс», РУ-10кВ, ТСН «А», ТСН «Б», Ввод 0,4кВ	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQCSIGDN КТ 1,0/2,0 Пер. № 23345-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС 110кВ «Завод турбинных лопаток» (ПС 54), РУ-6кВ, 5 с.ш. 6кВ, яч. 56, Ввод 1	ф.А.ТЛП-10-М ф.В.ТЛП-10-М ф.С.ТЛП-10-М 150/5, КТ 0,5S Рег. № 22192-07	ф.А.ЗНОЛ.06-6 ф.В.ЗНОЛ.06-6 ф.С.ЗНОЛ.06-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	DELL PowerEdge R630, HP ProLiant DL360/ NTP-сервер ФГУП «ВНИИФТРИ»
8	ПС 110кВ «Завод турбинных лопаток» (ПС 54), РУ- 6кВ, 6 с.ш. 6кВ, яч. 66, Ввод 2	ф.А.ТЛП-10-М ф.В.ТЛП-10-М ф.С.ТЛП-10-М 150/5, КТ 0,5S Рег. № 22192-07	ф.А.ЗНОЛ.06-6 ф.В.ЗНОЛ.06-6 ф.С.ЗНОЛ.06-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	

1 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.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm d$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm d$), %
1-3	Активная Реактивная	0,7 1,1	1,2 2,2
4,5	Активная Реактивная	1,5 2,2	3,5 5,9
6	Активная Реактивная	1,2 2,3	3,6 6,7
7, 8	Активная Реактивная	1,5 2,2	2,5 4,3

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$), токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, и при $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$), токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до 40 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	8
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для счетчиков, °С 	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для ТТ, °С - температура окружающей среды для ТН, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, не более, % - частота, Гц 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк}</p> <p>от 0 до +40</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от 80 до 106,7</p> <p>98</p> <p>от 49,6 до 50,4</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ СЭТ-4ТМ.02М, ч, не менее - среднее время наработки на отказ ПСЧ-4ТМ.05МК, ч, не менее - среднее время наработки на отказ Меркурий 230, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, для СЭТ-4ТМ.02М и ПСЧ-4ТМ.05МК, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, для Меркурий 230, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>165000</p> <p>165000</p> <p>150000</p> <p>2</p> <p>110</p> <p>10</p> <p>85</p> <p>10</p> <p>3,5</p>
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±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.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике;
- Защищённость применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера БД;
 - защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4
Трансформатор тока	ТЛП-10-М	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.02	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00 PQRSIGDN	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00 PQCSIGDN	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-01 PQCSIGDN	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2
Сервер БД	HP ProLiant DL360	1
Сервер сбора	DELL PowerEdge R630	1
Устройство синхронизации системного времени	NTP-сервер ФГУП «ВНИИФ-ТРИ»	1
Программное обеспечение	«Энфорс АСКУЭ БП»	1
Методика поверки	МП 26.51.43-12-3329074523-2018	1
Формуляр	АСВЭ 175.00.000 ФО	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 26.51.43-12-3329074523-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Агроторг». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 29.06.2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторы напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2018. «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3196-2018. «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3598-2018 «Методика измерения потерь напряжения в линиях связи счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;
- счетчики СЭТ-4ТМ.02М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчики Меркурий 230 – в соответствии с документом АВЛГ.411152.021 РЭ1 «Счетчики электрической энергии трехфазные статические «Меркурий 230». Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки», согласованному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «21» мая 2007 г.;
- счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «28» апреля 2016 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04;
- термогигрометр CENTER 314 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-04);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений

«Методика измерений электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Агроторг», аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ», аттестат об аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Агроторг»

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

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

Телефон: 8 (4922) 60-43-42

E-mail: info@autosysen.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»

(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.