

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) DELL Power-Edge T140, устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-3, локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «Альфа ЦЕНТР», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на соответствующий GSM-модем и далее по каналам связи стандарта GSM посредством службы передачи данных GPRS (основной канал) поступает на сервер, 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.

ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML на автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации. АРМ энергосбытовой организации подписывает данные отчеты электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени на базе УССВ, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС) и синхронизирующим собственное время по сигналам времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приёмника. Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Часы ИВК синхронизированы со временем УССВ, корректировка часов ИВК выполняется при расхождении времени часов ИВК и УССВ на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов ИВК происходит 1 раз в сутки, при расхождении времени часов счетчиков с временем часов сервера на ± 2 с выполняется их корректировка.

Журналы событий счетчика электрической энергии, сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Альфа ЦЕНТР» (версия не ниже 15.10.04). Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	12.1
Цифровой идентификатор модуля ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ / сервер
1	2	3	4	5	6
1	ГПП 110/10 кВ УЗРМО, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТИ-А 150/5, КТ 0,5 Пер. № 28139-04	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07	УСВ-3. Пер. № 64242-16 / DELL Power-Edge T140

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	ГПП 110/10 кВ УЗРМО, ЗРУ – 10 кВ, 2 с.ш. 10кВ, яч.5, Ввод 10 кВ Т-2	ТПШЛ–10 2000/5, КТ 0,5 Пер. № 1423-60	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07	УСВ-3. Пер. № 64242-16/ DELL Power-Edge T140
3	ГПП 110/10 кВ УЗРМО, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТИ-А 150/5, КТ 0,5 Пер. № 28139-04	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07	
4	ГПП 110/10 кВ УЗРМО, ЗРУ – 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.27, Ввод 10 кВ Т-1	ТПШЛ–10 2000/5, КТ 0,5 Пер. № 1423-60	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07	
5	ГПП 110/10 кВ УЗРМО, ЗРУ – 10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч. 43, Ввод 10 кВ Т-3	ТПШЛ–10 2000/5, КТ 0,5 Пер. № 1423-60	ЗНОЛ.06 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 3344-04	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07	
6	ГПП 110/10 кВ УЗРМО, ЗРУ – 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 14	ТПЛМ–10 100/5, КТ 0,5 Пер. № 2363-68	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07	
7	ГПП 110/10 кВ УЗРМО, ЗРУ – 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 16	ТПЛ–10–М 100/5, КТ 0,5S Пер. № 22192-07	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07	
8	ГПП 110/10 кВ УЗРМО, ЗРУ – 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 15	ТПЛ–10–М 150/5, КТ 0,5S Пер. № 22192-07	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07	
9	ГПП 110/10 кВ УЗРМО, ЗРУ – 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 28	ТПЛ–10–М 100/5, КТ 0,5S Пер. № 22192-07	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07	
10	ГПП 110/10 кВ УЗРМО, ЗРУ – 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 30	ТПЛ–10У3 200/5, КТ 0,5 Пер. № 1276-59	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07	
11	ГПП 110/10 кВ УЗРМО, ЗРУ – 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 12	ТПЛ–10 400/5, КТ 0,5 Пер. № 1276-59	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	ГПП 110/10 кВ УЗРМО, ЗРУ – 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 24	ТПЛ–10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3. Рег. № 64242-16/ DELL Power-Edge T140
13	ГПП 110/10 кВ УЗРМО, ЗРУ – 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 26	ТПЛ–10 100/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
14	ГПП 110/10 кВ УЗРМО, ЗРУ – 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 21	ТПЛ–10У3 150/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
15	КТП – 20 10/04 кВ, РУ – 0,4 кВ, ЩУ – 0,4 кВ	ТТИ-А 200/5, КТ 0,5 Рег. № 28139-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
16	ТП – 28 10/0,4 кВ, РУ – 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т1	ТТИ-125 1500/5, КТ 0,5 Рег. № 28139-04	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
17	ТП – 26 10/0,4 кВ, РУ – 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т1	ТТИ-А 300/5, КТ 0,5 Рег. № 28139-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	

Примечания:

- 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 $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	2	3	4
1, 3, 15-17	Активная Реактивная	1,1 1,8	3,1 5,1
2, 4-6, 10-14	Активная Реактивная	1,3 2,0	3,2 5,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
7-9	Активная Реактивная	1,3 2,0	2,2 3,7

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 $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и при $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	17
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °С - частота, Гц	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 50
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С ПСЧ-4ТМ.05МК ПСЧ-4ТМ.05М - температура окружающей среды для сервера, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более - частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от -40 до +60 от -40 до +60 от -40 до +60 от +10 до + 30 от 80,0 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-4ТМ.05МК ПСЧ-4ТМ.05М УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 140000 45000 100000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации Счетчики: ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-4ТМ.05М -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 3,5
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 ОРЭМ с помощью электронной почты.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера БД;

- защита 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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10	6
	ТПЛ-10-М	6
	ТПЛ-10УЗ	4
	ТПЛМ-10	2
	ТПШЛ-10	9
	ТТИ-125	3
	ТТИ-А	12

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
	НТМИ-10-66	2
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М.12	9
	ПСЧ-4ТМ.05М.16	2
	ПСЧ-4ТМ.05МК.12	3
	ПСЧ-4ТМ.05МК.16	3
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Основной сервер	DELL Power-Edge T140	1
Документация		
Методика поверки	МП 26.51.43/19/19	1
Формуляр	ФО 26.51.43/19/19	1

Поверка

осуществляется по документу МП 26.51.43/19/19 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «МетМашУфалей». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 15.11.2019 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с документами на средства измерений, входящими в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы GlobalPositioningSystem (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04;
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. № 33750-12).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «МетМашУфалей». МВИ 26.51.43/19/19, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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 «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, кор. 12, этаж 2, пом II, ком 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.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.

« ____ » _____ 2020 г.