

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «МТС ЭНЕРГО» по объектам ПАО «МТС» (2-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «МТС ЭНЕРГО» по объектам ПАО «МТС» (2-я очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 трехуровневую 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ООО «МТС ЭНЕРГО» с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», сервер АО «Объединенная энергетическая компания» (АО «ОЭК») с ПО «АльфаЦЕНТР», радиосервер точного времени, автоматизированные рабочие места (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.

Для измерительных каналов (ИК) №№ 5, 6 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных по каналу связи стандарта GSM на сервер АО «ОЭК», а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. На сервере АО «ОЭК» осуществляется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера АО «ОЭК» информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на сервер ООО «МТС ЭНЕРГО» по каналу связи сети Internet.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных (по каналу связи стандарта GSM) поступает на сервер ООО «МТС ЭНЕРГО», 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.

Передача информации от сервера ООО «МТС ЭНЕРГО» 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 установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний 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, часы УСПД, часы сервера ООО «МТС ЭНЕРГО», радиосервер точного времени РСТВ-01-01, часы сервера АО «ОЭК».

Сравнение показаний часов сервера АО «ОЭК» с РСТВ-01-01 осуществляется ежесекундно, корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения. Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера АО «ОЭК» осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера АО «ОЭК» на величину более ± 2 с, но не реже одного раза в сутки.

Также 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. Передача точного времени через глобальную сеть интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия. Контроль показаний времени часов сервера ООО «МТС ЭНЕРГО» осуществляется не реже одного раза в час, корректировка часов производится независимо от величины расхождения.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД (для ИК №№ 5, 6) или с часами сервера ООО «МТС ЭНЕРГО» (для остальных ИК) осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД (для ИК №№ 5, 6) или часов сервера ООО «МТС ЭНЕРГО» (для остальных ИК) на величину более ± 2 с, но не реже одного раза в сутки.

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов 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». Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» 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 «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
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/ Устройство синхрони- зации вре- мени	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические ха- рактеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы допускае- мой ос- новной относи- тельной погрешно- сти, ($\pm\delta$) %	Границы допускае- мой относи- тельной по- грешности в рабочих ус- ловиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 220 кВ Мячково, РУ-10 кВ, 1 сш 10 кВ, яч 3	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—	Dell Power Edge R430	Ак- тивная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,7
2	ПС 220 кВ Мячково, РУ-10 кВ, 2 сш 10 кВ, яч 16	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—		Ак- тивная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,7
3	ТП-3164 6кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	—	Ак- тивная	1,0	3,2	
						Реак- тивная	2,1	5,6	
4	ТП-3164 6кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	—	Ак- тивная	1,0	3,2	
						Реак- тивная	2,1	5,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	РП 20 кВ №70064, РУ-20 кВ, 1 сш 20 кВ, яч 1	4МС7 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 50848-12 Фазы: А; В; С	GBE24 (4MT24) Кл.т. 0,2 20000/√3/100/√3 Рег. № 50639-12 Фазы: А; В; С	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	TK16L.14 Рег. № 46971-11	Dell Power Edge R430	Актив- ная	1,1	3,3
						FUJITSU PRIMERGY BX924 S4	Реак- тивная		
6	РП 20 кВ №70064, РУ-20 кВ, 2 сш 20 кВ, яч 18	4МС7 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 50848-12 Фазы: А; В; С	GBE24 (4MT24) Кл.т. 0,2 20000/√3/100/√3 Рег. № 50639-12 Фазы: А; В; С	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		PCTB-01-01	Актив- ная	1,1	3,3
						Рег. № 40586-12	Реак- тивная		

Пределы допускаемой погрешности COEB ±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 №№ 3, 4 указана для тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ 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. Допускается замена УСПД и радиосервера точного времени на аналогичные утвержденных типов, а также замена серверов 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	6
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 3, 4</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 5 до 120</p> <p>от 1 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 №№ 3, 4</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения серверов, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -5 до +40</p> <p>от 0 до +40</p> <p>от 0 до +40</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05МК:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа Альфа А1800:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСПД:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для РСТВ-01-01:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для серверов:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>165000</p> <p>2</p> <p>120000</p> <p>2</p> <p>55000</p> <p>24</p> <p>55000</p> <p>24</p> <p>100000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05МК:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для счетчиков типа Альфа А1800:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>40</p> <p>180</p> <p>30</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>60 10 3,5</p>

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания серверов и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и УСПД;
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;
УСПД;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчика электрической энергии;
УСПД;
сервера.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
серверах (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	ТОЛ-НТЗ-10	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-60	6
Трансформаторы тока	4МС7	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	6
Трансформаторы напряжения	ГВЕ24 (4МТ24)	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2
Контроллеры терминальные	ТК16L.14	1
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1
Сервер ООО «МТС ЭНЕРГО»	Dell Power Edge R430	1
Сервер АО «ОЭК»	FUJITSU PRIMERGY ВХ924 S4	1
Методика поверки	МП ЭПР-190-2019	1
Паспорт-формуляр	АКУП.411711.010.ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-190-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «МТС ЭНЕРГО» по объектам ПАО «МТС» (2-я очередь). Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 23.08.2019 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными 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 46656-11);
- анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 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 «МТС ЭНЕРГО» по объектам ПАО «МТС» (2-я очередь), свидетельство об аттестации № 219/РА.RU.312078/2019.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «МТС ЭНЕРГО» по объектам ПАО «МТС» (2-я 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

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учет Проект» (ООО «АКУП»)

ИНН 7725743133

Адрес: 111024, г. Москва, ул. 2-я Энтузиастов, д.5, корп. 40, оф. 307

Телефон: (985) 343-55-07

E-mail: proekt-akup@yandex.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

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. « ____ » _____ 2019 г.