

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» третья очередь

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» третья 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 устройства сбора и передачи данных (УСПД), устройства синхронизации системного времени (УССВ) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер, расположенный в центре сбора и обработки информации (ЦСОИ) Красноярской ЖД филиала ОАО «РЖД»; сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ»; программное обеспечение (ПО) «Энергия Альфа 2», ПО «АльфаЦЕНТР»; устройство синхронизации времени; 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 поступает на GSM-модем и далее по каналам связи стандарта GSM – на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Измерительная информация от УСПД по каналу связи сети Ethernet поступает на сервер ЦСОИ Красноярской ЖД филиала ОАО «РЖД», где осуществляется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера ЦСОИ Красноярской ЖД филиала ОАО «РЖД» информация в виде xml-файлов формата 80020 передается на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» по каналу связи сети Internet.

Передача информации от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» 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, часы УСПД, часы сервера ЦСОИ Красноярской ЖД филиала ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ», устройства синхронизации системного времени УССВ и УСВ-2.

Сравнение показаний часов сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» с УСВ-2 осуществляется один раз в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении с УСВ-2 на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов УСПД с единым координированным временем UTC (обеспечивается подключенным к нему УССВ) осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении с УССВ на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов сервера ЦСОИ Красноярской ЖД филиала ОАО «РЖД» с УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов сервера производится при расхождении с часами УСПД на величину более  $\pm 1$  с. В АИИС КУЭ реализована возможность настройки синхронизации часов сервера ЦСОИ Красноярской ЖД филиала ОАО «РЖД» от любого УСПД, входящего в состав АИИС КУЭ.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами соответствующего УСПД осуществляется во время сеанса связи (1 раз в 30 мин). Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчика, УСПД 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) «Энергия Альфа 2». ПО «Энергия Альфа 2» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Энергия Альфа 2». Метрологически значимая часть ПО «Энергия Альфа 2» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Также в АИИС КУЭ используется 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
ПО «Энергия Альфа 2» (ЦСОИ Красноярской ЖД филиала ОАО «РЖД»)	
Идентификационное наименование ПО	enalpha.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	17e63d59939159ef304b8ff63121df60
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
ПО «АльфаЦЕНТР» (сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ»)	
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер/ Устройство синхрониза- ции времени	Вид элек- триче- ской энер- гии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы допус- кае- мой ос- нов- ной от- носитель- ной по- грешно- сти, ( $\pm\delta$ ) %	Границы до- пускае- мой от- носитель- ной по- грешно- сти в ра- бочих ус- ловиях, ( $\pm\delta$ ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Красно- ярск-Восточный- тяговая (ЭЧЭ-36), 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ С-6	ТГФМ-110 Кл.т. 0,2S 300/1 Рег. № 52261-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 60353-15 Фазы: А; В; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09	Сервер ЦСОИ Красноярской ЖД филиала ОАО «РЖД»	Актив- ная	0,6	1,5
								Реак- тивная	1,1
2	ПС 110 кВ Красно- ярск-Восточный- тяговая (ЭЧЭ-36), 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ С-5	ТГФМ-110 Кл.т. 0,2S 300/1 Рег. № 52261-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 60353-15 Фазы: А; В; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		Сервер ООО «РУСЭНЕР- ГОСБЫТ СИ- БИРЬ»	Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
3	ПС 110 кВ Уяр- тяговая (ЭЧЭ-12), 1 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ С-53	ТГФМ-110 Кл.т. 0,2S 300/1 Рег. № 52261-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 60353-15 Фазы: А; В; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-2 Рег. № 41681-09	Актив- ная	0,6	1,5
								Реак- тивная	1,1
4	ПС 110 кВ Уяр- тяговая (ЭЧЭ-12), 2 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ С-54	ТГФМ-110 Кл.т. 0,2S 300/1 Рег. № 52261-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 60353-15 Фазы: А; В; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110 кВ Ирбейская-тяговая (ЭЧЭ-32), 1 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ С-41	ТГФМ-110 Кл.т. 0,2S 300/1 Рег. № 52261-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15 Фазы: А; В; С	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 19495-03	Сервер ЦСОИ Красноярской ЖД филиала ОАО «РЖД»	Активная	0,6	1,5
6	ПС 110 кВ Ирбейская-тяговая (ЭЧЭ-32), 2 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ С-42	ТГФМ-110 Кл.т. 0,2S 300/1 Рег. № 52261-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15 Фазы: А; В; С	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ»	Активная	0,6	1,5
7	ПС 110 кВ Абакумовка-тяговая (ЭЧЭ-33), 2 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ С-41	ТГФМ-110 П* Кл.т. 0,2S 400/1 Рег. № 36672-08 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		УСВ-2 Рег. № 41681-09	Активная	0,6	1,5
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 указана 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 устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. А также допускается замена устройства синхронизации системного времени и 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	7
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от Уном</p> <p>ток, % от Iном</p> <p>коэффициент мощности cosφ</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от Уном</p> <p>ток, % от Iном</p> <p>коэффициент мощности cosφ</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 и УСПД, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения серверов, °С</p>	<p>от 90 до 110</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 -45 до +40</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСПД RTU-327 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 41907-09):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСПД RTU-327 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 19495-03):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УССВ:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ-2:</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>120000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>24</p> <p>40000</p> <p>24</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</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>45</p> <p>5</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера 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);  
сервере (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	ТГФМ-110	18
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 II*	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110	18
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	7
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1
Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии	RTU-327	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ	3
Сервер Красноярской ЖД филиала ОАО «РЖД»	Intel	1
Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»	Intel	1
Методика поверки	МП ЭПР-132-2019	1
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.177.ФО	1

### Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-132-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» третья очередь. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 23.01.2019 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);
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- термометр стеклянный жидкостный вибростойкий авиационный ТП-6 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 257-49);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- 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 ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» третья очередь», свидетельство об аттестации № 150/RA.RU.312078/2019.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» третья 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 «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы»)

ИНН 3328498209

Адрес: 600028, г. Владимир, ул. Сурикова, д. 10 «А», помещение 10

Телефон (факс): (4922) 60-23-22

Web-сайт: [ensys.su](http://ensys.su)

E-mail: [post@ensys.su](mailto:post@ensys.su)

**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](mailto: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.