

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 122 от 30.01.2020 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «БРТ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «БРТ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счётчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 3, 4.

Второй уровень – информационно - вычислительный комплекс (далее – ИВК), обеспечивающий выполнение следующих функций:

- сбор информации от счетчиков АИИС КУЭ (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера ИВК;
- доступ к информации и ее передачу в организации - участники оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭ) и другие заинтересованные организации;
- передача информации в АО «АТС».

ИВК состоит из серверов сбора и базы данных, устройства синхронизации времени (далее – УСВ) типа УСВ-3, автоматизированных рабочих мест (далее - АРМ) персонала и программного обеспечения (далее – ПО) «Энергосфера».

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя первый и второй уровни АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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.

ИВК автоматически опрашивает счетчики АИИС КУЭ. В ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН) и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

ИВК автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (далее - ИАСУ КУ) АО «АТС».

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ-3 на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС/GPS). УСВ-3 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера ИВК. Коррекция часов счетчиков выполняется автоматически при расхождении часов счетчика и сервера ИВК более чем на ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 7.0
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК приведен в таблице 2, метрологические характеристики ИК в таблице 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			УСВ
		ТТ	ТН	Счетчик	
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-6 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТПШЛ-10 Рег. № 1423-60 Кл. т. 0,5 Ктн 4000/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Рег. № 46634-11 Кл. т. 0,5S/1,0	УСВ-3 Рег. № 51644-12
2	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-6 кВ, ввод 6 кВ Т-2	ТПШЛ-10 Рег. № 1423-60 Кл. т. 0,5 Ктн 4000/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Рег. № 46634-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
3	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТШЛ-20 Рег. № 1837-63 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Рег. № 46634-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
4	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, ввод 6 кВ Т-2	ТШЛ-20 Рег. № 1837-63 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/5	НАМИТ-10 Рег. № 16687-02 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Рег. № 46634-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
5	РП-4 6 кВ, РУ-6 кВ, 4 сш, яч.32	ТОЛ-СЭЩ-10-01 Рег. № 51623-12 Кл. т. 0,5S Ктн 300/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Рег. № 46634-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
6	РП-4 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш, яч.7	ТОЛ-СЭЩ-10-01 Рег. № 51623-12 Кл. т. 0,5S Ктн 300/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Рег. № 46634-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
7	РП-5 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш, яч.5	ТОЛ-СЭЩ-10-01 Рег. № 51623-12 Кл. т. 0,5S Ктн 300/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Рег. № 46634-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
8	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 3 сш, яч.31	ТОЛ-СЭЩ-10 Рег. № 32139-06 Кл. т. 0,5 Ктн 150/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Рег. № 46634-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
9	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6кВ, ввод ТСН-1	ТПЛМ-10 Рег. № 2363-68 Кл. т. 0,5 Ктн 100/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Рег. № 46634-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
10	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6кВ, ввод ТСН-2	ТПЛМ-10 Рег. № 2363-68 Кл. т. 0,5 Ктн 100/5	НАМИТ-10 Рег. № 16687-02 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Рег. № 46634-11 Кл. т. 0,5S/1,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ- 6кВ, ввод ТЧН-1	ТПЛ-СЭЩ-10 Рег. № 54717-13 Кл. т. 0,5S Ктн 100/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Рег. № 46634-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
12	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ- 6кВ, ввод ТЧН-2	ТПЛ-СЭЩ-10 Рег. № 54717-13 Кл. т. 0,5S Ктн 100/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Рег. № 46634-11 Кл. т. 0,5S/1,0	УСВ-3 Рег. № 51644-12
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 таблицах 3, 4 метрологических характеристик.					
2 Допускается замена УСВ-3 на аналогичное утвержденного типа.					
3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.					
4 Кл. т. – класс точности, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.					

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия)							
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %, при доверительной вероятности $P=0,95$				Границы интервала относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$			
		$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,87$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,87$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	0,05I _{H1} ≤ I ₁ < 0,2I _{H1}	1,8	2,5	2,9	5,5	3,0	3,7	4,1	6,6
	0,2I _{H1} ≤ I ₁ < I _{H1}	1,2	1,5	1,7	3,0	2,6	3,1	3,3	4,7
	I _{H1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{H1}	1,0	1,2	1,3	2,3	2,6	2,9	3,2	4,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)					
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %, при доверительной вероятности $P=0,95$			Границы интервала относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$		
		$\cos j =$ 0,87 $(\sin j =$ 0,5)	$\cos j =$ 0,8 $(\sin j =$ 0,6)	$\cos j =$ 0,5 $(\sin j =$ 0,87)	$\cos j =$ 0,87 $(\sin j =$ 0,5)	$\cos j =$ 0,8 $(\sin j =$ 0,6)	$\cos j =$ 0,5 $(\sin j =$ 0,87)
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	5,7	4,6	2,7	7,9	7,0	5,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	3,2	2,6	1,8	6,3	5,8	4,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,5	2,1	1,5	6,0	5,6	4,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ ± 5 с							
Примечания:							
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).							
2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi$ ($\sin\phi$) 0,5 – 1,0(0,5 – 0,87), и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 40°C до плюс 50 °C.							

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от U_{nom} - ток, % от I_{nom} - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos j$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от U_{nom} - ток, % от I_{nom} - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 инд до 1,0 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +35 от -40 до +60 от +10 до +30

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Электросчетчики:	
- среднее время наработка на отказ для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.00, ч, не менее:	165000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Сервер:	
- среднее время наработка на отказ, ч, не менее	45000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	113
- при отключении питания, лет, не менее	40
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания ИВК с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика;

– журнал ИВК:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках, сервере с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов указанных устройств;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;

Защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счетчике;

- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);

- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);

- 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 АИИС КУЭ типографическим способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/ обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТШЛ-20	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10-01	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-СЭЩ-10	4
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	7
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	12
ИВК	-	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП 61992-15 с Изменением №1	1
Формуляр	023-10-15.ФО.ПЭ	1
Инструкция по эксплуатации	-	1

Проверка

осуществляется по документу МП 61992-15 с Изменением №1 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «БРТ». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 06.11.2019 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки», МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;
- МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
- МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;

- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.00 – в соответствии с документом «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;

- УСВ-3 в соответствии с документом «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 27008-04;

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 ОАО «БРТ», аттестованном ФГУП «ВНИИМС» (аттестат аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.). Свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00225/206-209-15.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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.

Изготовитель

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

ИНН 7721816711

Адрес: 109507, г. Москва, Самаркандский бульвар, д. 11, корп. 1, пом. 18
Телефон: +7 (926) 785-47-44

Заявитель

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

Адрес: 129337, г. Москва, ул. Красная Сосна, д. 20, стр. 1, комн. 4
Телефон: +7 (903) 252-16-12

E-mail: Stroyenergetika@gmail.com

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.

(Редакция приказа Росстандарта № 122 от 30.01.2020 г.)

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.