

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» (Северо-Запад)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» (Северо-Запад) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, соотнесения результатов измерений к шкале всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU), сбора, хранения и обработки полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- привязку результатов измерений к шкале времени UTC(SU);
- ведение журналов событий с данными о состоянии объектов измерений и средств измерений;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений и журналов событий;
- хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных в течение 3,5 лет;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- подготовка данных в виде электронного документа XML для их передачи по электронной почте внешним организациям;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, и журналам событий по запросу со стороны внешних систем;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает два уровня:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Е-ресурс» ES.02».

ИИК ТИ, ИВК, устройства коммуникации и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. 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 мин. Результаты вычислений сохраняются в регистрах памяти счетчика с привязкой к шкале времени UTC(SU). Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти события, такие как коррекция часов счетчиков, включение и выключение счетчиков, включение и выключение резервного питания счетчиков, открытие и закрытие защитной крышки и другие. События сохраняются в журнале событий также с привязкой к шкале времени UTC(SU).

ИВК выполнен на базе комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02 и включает в себя:

- сервер баз данных;
- автоматизированные рабочие места (АРМ).

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК ТИ и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков со всех ИИК ТИ;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере баз данных и передачу шкалы времени на уровень ИИК ТИ;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 и модемов GSM/GPRS для передачи данных от счетчиков до уровня ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;

- посредством глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (основной канал);
- посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), действующая следующим образом. Сервер баз данных получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от серверов NTP ФГУП «ВНИИФТРИ» из состава государственного первичного эталона времени РФ. При каждом опросе счетчиков сервер баз данных определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает по абсолютной величине 2 с, то формирует команду синхронизации. Счетчики в составе АИИС КУЭ допускают синхронизацию времени не чаще 1 раза в сутки. Журналы событий счетчиков, сервера ИВК и сервера БД 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 ИВК АИИС КУЭ используется программное обеспечение из состава комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02. Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения АИИС КУЭ приведены в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ПО «Е-ресурс» ES.02
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не ниже 1.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	Вычисляется контролирующей утилитой, указывается в формуляре АИИС КУЭ
Идентификационное наименование программного обеспечения	контролирующая утилита echeck
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не присвоен
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	ee52391ad32ba71f32191bb073829f15

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1.1	РП-1115 10 кВ, РУ-10 кВ, яч.1	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 18178-99	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	ПТК «Е- ресурс» ES.02 Рег. № 53447-13

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
1.2	РП-1115 10 кВ, РУ-10 кВ, яч.7	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1276-59	НТМК-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 355-49	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	ПТК «Е- ресурс» ES.02 Рег. № 53447-13
2.1	РП-2008 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 4	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
2.2	РП-2008 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 10	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
3.1	РП-1899 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 9-10	ТПФ Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 517-50	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	
3.2	РП-1899 6 кВ, РУ- 6 кВ, яч. 4-5	ТПФ Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 517-50	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	
3.3	РП-1986 6 кВ, РУ- 6 кВ, СШ 6 кВ между С.Р. и яч.5	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	
4.1	ТП-38А 6 кВ, Т-1 1 ввод РЩ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5S Ктт = 2000/5 Рег. № 52667-13	Не используется	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	
4.2	ТП-38А 6 кВ, Т-2 2 ввод РЩ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5S Ктт = 2000/5 Рег. № 52667-13	Не используется	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	
4.3	ТП-38 6 кВ, Т-1 1 ввод РЩ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S Ктт = 2000/5 Рег. № 64182-16	Не используется	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	
4.4	ТП-38 6 кВ, Т-2 2 ввод РЩ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S Ктт = 2000/5 Рег. № 64182-16	Не используется	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	

Примечание:

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК

I, % от I <sub>ном</sub>	cos j	ИК №№ 1.1, 1.2, 3.1, 3.2				ИК №№ 2.1, 2.2, 3.3				ИК №№ 4.1, 4.2, 4.3, 4.4			
		$\delta_{w_0}^A$ , %	$\delta_{w_0}^P$ , %	$\delta_w^A$ , %	$\delta_w^P$ , %	$\delta_{w_0}^A$ , %	$\delta_{w_0}^P$ , %	$\delta_w^A$ , %	$\delta_w^P$ , %	$\delta_{w_0}^A$ , %	$\delta_{w_0}^P$ , %	$\delta_w^A$ , %	$\delta_w^P$ , %
2	0,50	-	-	-	-	±4,9	±2,7	±5,9	±5,7	±4,7	±2,6	±5,8	±5,6
2	0,80	-	-	-	-	±2,7	±4,1	±4,3	±6,5	±2,6	±4,0	±4,2	±6,4
2	0,87	-	-	-	-	±2,4	±5,0	±4,1	±7,1	±2,3	±4,9	±4,1	±6,9
2	1,00	-	-	-	-	±1,9	-	±3,8	-	±1,8	-	±3,8	-
5	0,50	±5,5	±3,0	±6,4	±5,8	±3,1	±2,1	±4,6	±5,5	±2,8	±2,0	±4,4	±5,4
5	0,80	±3,0	±4,6	±4,5	±6,8	±1,9	±2,9	±3,8	±5,8	±1,7	±2,7	±3,8	±5,7
5	0,87	±2,7	±5,6	±4,3	±7,5	±1,8	±3,3	±3,8	±6,0	±1,6	±3,1	±3,7	±5,9
5	1,00	±1,8	-	±2,7	-	±1,2	-	±2,3	-	±1,0	-	±2,2	-
20	0,50	±3,0	±1,8	±4,5	±5,3	±2,3	±1,5	±4,0	±5,3	±1,9	±1,3	±3,8	±5,2
20	0,80	±1,7	±2,6	±3,7	±5,7	±1,4	±2,1	±3,6	±5,4	±1,1	±1,8	±3,5	±5,3
20	0,87	±1,5	±3,1	±3,7	±5,9	±1,2	±2,4	±3,6	±5,6	±1,0	±2,1	±3,5	±5,4
20	1,00	±1,2	-	±2,3	-	±1,0	±0,0	±2,2	-	±0,8	-	±2,1	-
100,120	0,50	±2,3	±1,5	±4,0	±5,3	±2,3	±1,5	±4,0	±5,3	±1,9	±1,3	±3,8	±5,2
100,120	0,80	±1,4	±2,1	±3,6	±5,4	±1,4	±2,1	±3,6	±5,4	±1,1	±1,8	±3,5	±5,3
100,120	0,87	±1,2	±2,4	±3,6	±5,6	±1,2	±2,4	±3,6	±5,6	±1,0	±2,1	±3,5	±5,4
100,120	1,00	±1,0	-	±2,2	-	±1,0	-	±2,2	-	±0,8	-	±2,1	-

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

Примечания:  
 $\delta_{w_0}^A$  – границы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной электроэнергии;  
 $\delta_{w_0}^P$  – границы допускаемой основной относительной погрешности измерений реактивной электроэнергии;  
 $\delta_w^A$  – границы допускаемой относительной погрешности измерений активной электроэнергии в рабочих условиях применения;  
 $\delta_w^P$  – границы допускаемой относительной погрешности измерений реактивной электроэнергии в рабочих условиях применения.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	11
Нормальные условия эксплуатации: - напряжение сети % от U <sub>ном</sub> - температура окружающего воздуха в месте расположения ТТ и ТН, °С - температура окружающего воздуха в месте расположения счетчиков, °С	от 98 до 102 от -45 до +40 от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: индукция внешнего магнитного поля, мТл, не более допускаемые значения неинформативных параметров: ток, % от I <sub>ном</sub> : - для ИК №№ 2.1, 2.2, 3.3, 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 - для ИК №№ 1.1, 1.2, 3.1, 3.2 напряжение, % от U <sub>ном</sub> коэффициент мощности cos j диапазон температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	0,05    от 2 до 120 от 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк. от -45 до +40 от 0 до +25 от +15 до +25

Наименование характеристики	Значение
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	100
- при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС.01.ПД/141118-ТРП.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» (Северо-Запад). Формуляр».

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	6
Трансформаторы тока	ТПФ	4
Трансформаторы тока	Т-0,66	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	3
Трансформаторы напряжения	НТМК-10	1
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М.09	4
Счетчики	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М.01	5
GSM/GPRS модем	iRZ ATM	5
ИБК	ПТК «Е-ресурс» ES.02	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "ЭК "СТИ" (Северо-Запад). Формуляр	АИИС.01.ПД/141118-ТРП.ФО	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "ЭК "СТИ" (Северо-Запад). Методика поверки	МП-184-РА.RU.310556-2019	1

### Поверка

осуществляется по документу МП-184-РА.RU.310556-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» (Северо-Запад). Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» 27.02.2019 г.

**Основные средства поверки:**

- в соответствии с «Методикой выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», аттестованной ФГУП «СНИИМ» 24 апреля 2014 г. (регистрационный № ФР.1.34.2014.17814);
- устройство синхронизации частоты и времени Метроном версии 300 (Рег. № 56465-14);
- для измерительных трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217;
- для измерительных трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216;
- для счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-17) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в апреле 2017 г.;
- для счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-12) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в мае 2012 г.;
- для счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-08) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, согласованной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г.;
- для счетчиков электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в апреле 2016 г.;
- для комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02 – в соответствии с документом 009-30007-2013 «Комплекс программно-технический «Е-ресурс» ES.02. Методика поверки» (с изменением № 1), утвержденным ФГУП «СНИИМ» в июне 2018 г.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» (Северо-Запад)» Свидетельство об аттестации методики измерений № 445-RA.RU.311735-2019 от 27.02.2019 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» (Северо-Запад)**

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

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергетическая компания «СТИ»  
(ООО «ЭК «СТИ»)

ИНН 7839041402

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Троицкий проспект, д. 12 лит. А, пом. 4 «Н»

Телефон: +7 (812) 251-13-73

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: [director@sniim.ru](mailto:director@sniim.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.