



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ОС.Е.34.007.А № 73766

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО
"Атомэнергопромсбыт" (ФГУП "Горно-химический комбинат" (ФГУП "ГХК"))

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 176

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Акционерное общество "Атомэнергопромсбыт"
(АО "Атомэнергопромсбыт"), г. Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 74913-19

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
МП-179-РА.RU.310556-2019

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 29 апреля 2019 г. № 1015

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

А.В.Кулешов

"....." 2019 г.

Серия СИ

№ 035829

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергосбыт» (ФГУП «Горно-химический комбинат» (ФГУП «ГХК»))

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергосбыт» (ФГУП «Горно-химический комбинат» (ФГУП «ГХК»)) (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, трехуровневую 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 три уровня:

- 1-й уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ), включающие в себя: трансформаторы тока (ТТ) со вторичными цепями, трансформаторы напряжения (ТН) со вторичными цепями, счётчики электроэнергии;
- 2-й уровень – информационно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ), включающие в себя: устройства сбора и передачи данных (УСПД), связующие и вспомогательные компоненты;

- 3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя: сервер центра сбора и обработки информации (ЦСОИ) ФГУП «ГХК» с установленным программным обеспечением «Пирамида 2000», сервер баз данных (СБД) АО «Атомэнергопромсбыт» с установленным программным обеспечением «АльфаЦЕНТР», и автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных.

ИИК ТИ, ИВКЭ, 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 счетчиков 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).

В ИК №№ 1 – 12, 21 – 24, 29, 30, 47 – 50, 53 – 55 результаты измерений и журналы событий со счетчиков передаются в УСПД по проводной линии связи (интерфейс RS-485). УСПД осуществляет хранение результатов измерений и журналов событий, перемножение результатов измерений, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, передачу на сервер ЦСОИ ФГУП «ГХК».

В ИК №№ 13 – 20, 25 – 28, 31 – 46, 51, 52 результаты измерений и журналы событий со счетчиков передаются на сервер ЦСОИ ФГУП «ГХК» по радиоканалу стандарта GSM/GPRS с использованием модемов. Сервер ЦСОИ ФГУП «ГХК» осуществляют сбор, обработку и хранение в базе данных результатов измерений и журналов событий; обеспечивает перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН; формирование отчетных документов, измерение времени в шкале UTC; ведение собственных журналов событий и передачу данных коммерческого учета по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 на СБД АО «Атомэнергопромсбыт».

СБД АО «Атомэнергопромсбыт» 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:

- для передачи данных от счетчиков к УПСД или модемам на уровне ИИК ТИ посредством проводной линии связи по интерфейсу RS-485;
- для передачи данных от счетчиков (ИК №№ 13 – 20, 25 – 28, 31 – 46, 51, 52) и УПСД в (ИК №№ 29, 30, 47 – 50) в сервер ЦСОИ ФГУП «ГХК» посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS с использованием модемов;
- для передачи данных от УПСД (ИК №№ 1 – 12, 21 – 24, 53 – 55) в сервер ЦСОИ ФГУП «ГХК» посредством локальной вычислительной сети Ethernet;

- для передачи данных от сервера ЦСОИ ФГУП «ГХК» в СБД АО «Атомэнергопромсбыт» и от СБД АО «Атомэнергопромсбыт» внешним системам посредством сети Интернет.

На функциональном уровне в составе АИИС КУЭ организована система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы сервера ЦСОИ ФГУП «ГХК», СБД АО «Атомэнергопромсбыт», УСПД и счетчиков. Сервер ЦСОИ ФГУП «ГХК» и СБД АО «Атомэнергопромсбыт» получают шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме с помощью специализированной утилиты от серверов НТР ФГУП «ВНИИФТРИ» из состава государственного первичного эталона времени РФ. Сервер ЦСОИ ФГУП «ГХК» во время сеанса связи по радиоканалу стандарта GSM/GPRS со счетчиками (ИК №№ 13 – 20, 25 – 28, 31 – 46, 51, 52) вычисляет поправку времени часов счетчиков. В случае, если поправка превышает величину ± 2 с, сервер ЦСОИ ФГУП «ГХК» корректирует часы счетчика и записывает в журнал событий факт коррекции времени с указанием времени до коррекции и после коррекции часов счетчика. Сервер ЦСОИ ФГУП «ГХК» во время сеанса связи с УСПД по радиоканалу стандарта GSM/GPRS (ИК №№ 29, 30, 47 – 50) или по локальной вычислительной сети Ethernet (ИК №№ 1 – 12, 21 – 24, 53 – 55) вычисляет поправку времени часов УСПД. В случае, если поправка превышает величину ± 1 с, сервер ЦСОИ ФГУП «ГХК» корректирует часы УСПД и записывает в журнал событий факт коррекции времени с указанием времени до коррекции и после коррекции часов УСПД. УСПД при каждом опросе счетчиков по интерфейсу RS-485 вычисляет поправку часов счетчиков. В случае, если поправка превышает величину ± 2 с, УСПД корректирует часы счетчика и записывает в журнал событий факт коррекции времени с указанием времени до коррекции и после коррекции часов счетчика.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», установленное на сервере ЦСОИ ФГУП «ГХК» и ПО «АльфаЦЕНТР», установленное на СБД АО «Атомэнергопромсбыт». Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
ПО на сервере ЦСОИ ФГУП «ГХК»	
Идентификационное наименование ПО	(ПО «Пирамида 2000») metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (рассчитываемый по алгоритму MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
ПО на СБД АО «Атомэнергопромсбыт»	
Идентификационное наименование ПО	(ПО «АльфаЦЕНТР») ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 15.07.04
Цифровой идентификатор ПО (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, определены с учетом влияния ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Пирамида 2000».

Уровень защиты программного обеспечения «АльфаЦЕНТР» «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Уровень защиты программного обеспечения «Пирамида 2000» «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4, 5.

Таблица 2 – Состав ИК

1	2	3	4	5	6
№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ (УСПД), ИВК
1	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 5	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСПД СИКОН С70 Рег. № 28822-05; ЦСОИ ФГУП «ГХК»; СБД АО «Атомэнергопр омсбыт»
2	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 6	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
3	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 7	ТПФ Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
4	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 22	ТПФ Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
5	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 23	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
6	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 25	ТПФ Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 517-50	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
7	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 27	ТПЛ-10, ТПФ Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59, 517-50	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
8	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 41	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
9	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 39	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
10	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 42	ТВК-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 8913-82	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. 49	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 51143-12	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 Ктн = 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСПД СИКОН С70 Рег. № 28822-05; ЦСОИ ФГУП «ГХК»; СБД АО «Атомэнергопр омсбыт»
12	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. 50	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 51143-12	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 Ктн = 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
13	РТП-131 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 6	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЦСОИ ФГУП «ГХК»; СБД АО «Атомэнергопр омсбыт»
14	РТП-131 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 12	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
15	РП-138 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 3	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
16	РП-138 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 17	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
17	ТП-289 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 2	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 29390-05	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
18	РП-138 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 15	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
19	ПС 110 кВ П-5, ОРУ-35кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Т-50	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5S Ктт = 150/5 Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 Ктн = 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 45423-10	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
20	ПС 110 кВ П-5, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 39	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 2	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСПД СИКОН С70 Рег. № 28822-05; ЦСОИ ФГУП «ГХК»; СБД АО «Атомэнергопр омсбыт»
22	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 4	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
23	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 24	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
24	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 35	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
25	РТП-214 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч. 18	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 47957-11	Не используется	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	ЦСОИ ФГУП «ГХК»; СБД АО «Атомэнергопр омсбыт»
26	ВРУ-0,4 кВ здания ул. Ленина, 54Г, ввод 0,4 кВ	Не используется	Не используется	ПСЧ- 3ТМ.05М.05 Кл.т. 1/2 Рег. № 36354-07	
27	ВРУ-0,4 кВ здания ул. Ленина, 54А, ввод 0,4 кВ от яч. 11 РТП-217 6 кВ	Не используется	Не используется	ПСЧ- 3ТМ.05М.05 Кл.т. 1/2 Рег. № 36354-07	
28	ТП-842 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, руб. 15	ТТИ Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 2819-07	Не используется	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
29	ПС 110 кВ П-9, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 8	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСПД СИКОН С70 Рег. № 28822-05; ЦСОИ ФГУП «ГХК»; СБД АО «Атомэнергопр омсбыт»
30	ПС 110 кВ П-9, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 24	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
31	ПС 110 кВ П-19, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 22	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЦСОИ ФГУП «ГХК»; СБД АО «Атомэнергопр омсбыт»
32	ПС 110 кВ П-19, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 25	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
33	ШУ-1 0,4 кВ АЗС-23, ввод 0,4 кВ	Не используется	Не используется	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл.т. 1/2 Рег. № 36354-07	
34	ТП-303 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 15173-06	Не используется	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
35	ТП-302 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 15173-06	Не используется	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
36	ЩУ-0,4 кВ в здании дымокамеры, КЛ-0,4 кВ	Не используется	Не используется	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл.т. 1/2 Рег. № 36354-07	ЦСОИ ФГУП «ГХК»; СБД АО «Атомэнергопр омсбыт»
37	СЩ-1 0,4 кВ Помещ. склад ЦСиП, авт. 6	Не используется	Не используется	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл.т. 1/2 Рег. № 36354-07	
38	ВРУ-0,4 кВ ГК №28, ввод 0,4 кВ	Не используется	Не используется	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл.т. 1/2 Рег. № 36354-07	
39	СЩ-1 0,4 кВ Помещ. склад ЦСиП, авт.34	Не используется	Не используется	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл.т. 1/2 Рег. № 36354-07	
40	ВРУ-0,4 кВ ГК №53, ввод 0,4 кВ	Не используется	Не используется	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл.т. 1/2 Рег. № 36354-07	
41	ВРУ-0,4 кВ ГК №54/1, ввод 0,4 кВ	Не используется	Не используется	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл.т. 1/2 Рег. № 36354-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
42	ВРУ-0,4 кВ ГК №54/2, ввод 0,4 кВ	Не используется	Не используется	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл.т. 1/2 Рег. № 36354-07	ЦСОИ ФГУП «ГХК»; СБД АО «Атомэнергопр омсбыт»
43	ВРУ-0,4 кВ ГК №68 (М.А.Бобков), ввод 0,4 кВ	Не используется	Не используется	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл.т. 1/2 Рег. № 36354-07	
44	РЩ-1 0,4 кВ Об. 310 ЦСиП, АВ №6	Не используется	Не используется	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл.т. 1/2 Рег. № 36354-07	
45	ВРУ-0,4 кВ ПГК №104А-Енисей, ввод 0,4 кВ	Не используется	Не используется	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл.т. 1/2 Рег. № 36354-07	
46	ВРУ-0,4 кВ ПГК "Локомотив", ввод 0,4 кВ	Не используется	Не используется	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл.т. 1/2 Рег. № 36354-07	
47	ПС 110 кВ П-9, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 24А	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 2473-05	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
48	ПС 110 кВ П-9, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. 23Б	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 2473-05	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
49	ПС 110 кВ П-9, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 37	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 15128-07	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
50	ПС 110 кВ П-9, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 39	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 2473-05	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
51	РУ-0,4 кВ здания ул. Ленина, 54, ввод 0,4 кВ от руб. 14 РТП-217 6 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 15173-06	Не используется	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	ЦСОИ ФГУП «ГХК»; СБД АО «Атомэнергопр омсбыт»
52	РУ-0,4 кВ здания ул. Ленина, 54, ввод 0,4 кВ от руб. 7 РТП-217 6 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 15173-06	Не используется	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
53	ПС 110 кВ П-0, ОРУ 110кВ, ВЛ 110 кВ С-290	ТФМ-110 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 16023-97	НКФ-110-83, НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-84, 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСПД СИКОН С70 Рег. № 28822-05; ЦСОИ ФГУП «ГХК»; СБД АО «Атомэнергопр омсбыт»
54	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 21	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
55	ПС 110 кВ П-0, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 35А	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблицах 3 и 4, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos j	I ₂ ≤ I _{изм} < I ₅		I ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} < I ₁₂₀	
		δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %
с 1 по 10, с 12 по 18, с 20 по 24, с 29 по 32, с 47 по 50, 53, 54, 55	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-
28	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,7	±1,6	±1,9	±1,3
	0,80	-	-	±2,9	±4,5	±1,5	±2,4	±1,1	±1,8
	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,3	±2,8	±1,0	±2,1
	1,00	-	-	±1,7	-	±1,0	-	±0,8	-
26, 27, 33, с 36 по 46	0,50	-	-	±1,5	±2,5	±1,0	±2,0	±1,0	±2,0
	0,80	-	-	±1,5	±2,5	±1,0	±2,0	±1,0	±2,0
	0,87	-	-	±1,5	±2,5	±1,0	±2,0	±1,0	±2,0
	1,00	-	-	±1,5	-	±1,0	-	±1,0	-
11, 19	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
	0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
	0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
	1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-
25, 34, 35, 51, 52	0,50	±4,7	±2,6	±2,8	±2,0	±1,9	±1,3	±1,9	±1,3
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,7	±1,1	±1,8	±1,1	±1,8
	0,87	±2,3	±4,9	±1,6	±3,1	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,8	-	±1,0	-	±0,8	-	±0,8	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos j	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %
с 1 по 10, с 12 по 18, с 20 по 24, с 29 по 32, с 47 по 50, 53, 54, 55	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
28	0,50	-	-	±5,5	±3,9	±3,0	±3,1	±2,3	±3,0
	0,80	-	-	±3,2	±5,2	±2,0	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±2,9	±6,1	±1,9	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±1,9	-	±1,3	-	±1,1	-
26, 27, 33, с 36 по 46	0,50	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	0,80	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	0,87	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	1,00	-	-	±2,3	-	±1,9	-	±1,9	-
11, 19	0,50	±5,1	±3,7	±3,4	±3,4	±2,6	±3,1	±2,6	±3,1
	0,80	±3,0	±4,9	±2,3	±3,9	±1,9	±3,4	±1,9	±3,4
	0,87	±2,8	±5,6	±2,2	±4,3	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
	1,00	±2,3	-	±1,4	-	±1,3	-	±1,3	-
25, 34, 35, 51, 52	0,50	±4,9	±3,7	±3,1	±3,3	±2,3	±3,0	±2,3	±3,0
	0,80	±2,9	±4,7	±2,2	±3,8	±1,8	±3,2	±1,8	±3,2
	0,87	±2,7	±5,5	±2,1	±4,1	±1,7	±3,4	±1,7	±3,4
	1,00	±2,3	-	±1,3	-	±1,1	-	±1,1	-

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±5 с

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

δ_{w0}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δ_{w0}^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	55
Нормальные условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров:	
- ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 11, 19, 25, 34, 35, 51, 52	от 2 до 120
- ток, % от $I_{ном}$ для ИК № с 1 по 10, с 12 по 18, с 20 по 24, с 26 по 33, с 36 по 50, 53, 54, 55	от 5 до 120

Окончание таблицы 5

1	2
<ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: <ul style="list-style-type: none"> - ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 11, 19, 25, 34, 35, 51, 52 - ток, % от $I_{ном}$ для ИК № с 1 по 10, с 12 по 18, с 20 по 24, с 26 по 33, с 36 по 50, 53, 54, 55: - напряжение, % от $U_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера 	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 +40 от +20 до +30
Глубина хранения информации Электросчетчики: <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	100 10 3,5

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра 86619795.422231.176-2019.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «Горно-химический комбинат» (ФГУП «ГХК»)). Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТВК-10	2
Трансформаторы тока	ТТИ	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	11
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	15
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	10
Трансформаторы тока	ТПФ	7
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	12
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-І	2
Трансформаторы тока	ТФМ-110	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	6

Окончание таблицы 6

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83	5
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	8
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	3
Счетчики	ПСЧ-3ТМ.05М.05	14
Счетчики	ПСЧ-4ТМ.05М.17	6
Счетчики	ПСЧ-4ТМ.05М	1
Счетчики	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	2
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М.01	32
УСПД	СИКОН С70	2
ЦСОИ ФГУП «ГХК»	ИБК «ИКМ-Пирамида»	1
СБД АО «Атомэнергопромсбыт»	Dell PowerEdge R430	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Атомэнергопромсбыт" (ФГУП "Горно-химический комбинат" (ФГУП "ГХК")). Формуляр	86619795.422231.176-2019.ФО	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Атомэнергопромсбыт" (ФГУП "Горно-химический комбинат" (ФГУП "ГХК")). Методика поверки	МП-179-РА.RU.310556-2019	1

Поверка

осуществляется по документу МП-179-РА.RU.310556-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «Горно-химический комбинат» (ФГУП «ГХК»)). Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» 06.02.2019 г.

Основные средства поверки:

- устройство синхронизации частоты и времени Метроном версии 300 (Рег. № 56465-14);
- средства измерений 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);
- 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.01 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в мае 2012 г.;
- для счетчиков электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М.17 и ПСЧ-4ТМ.05М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в ноябре 2007 г.;
- для счетчиков электрической энергии ПСЧ-3ТМ.05М.05 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.138РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в ноябре 2007 г.;

- для счетчиков электрической энергии Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN – в соответствии с методикой поверки АВЛГ.411152.021РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в мае 2007 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 (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «Горно-химический комбинат» (ФГУП «ГХК»))» Свидетельство об аттестации методики измерений № 440-RA.RU.311735-2019 от 06.02.2019.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «Горно-химический комбинат» (ФГУП «ГХК»))

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

Изготовитель

Акционерное общество «Атомэнергопромсбыт» (АО «Атомэнергопромсбыт»)

ИНН 7725828549

Адрес: 115184, г. Москва, Озерковская наб., д.28, стр.3

Телефон: +7 (495) 543-33-06

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

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.