

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижнекамскнефтехим» с Изменениями №№ 1, 2

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижнекамскнефтехим» с Изменениями №№ 1, 2, является обязательным дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижнекамскнефтехим», свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 40203 от 08.08.2010 г., регистрационный № 44695-10, и включает в себя описание дополнительного измерительного канала, соответствующего точке измерений № 1.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижнекамскнефтехим» с Изменениями №№ 1, 2 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии на объектах ОАО «Нижнекамскнефтехим», а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 3х-уровневую систему. АИИС КУЭ установлена для коммерческого учета электрической энергии в ОАО «Нижнекамскнефтехим».

1-й уровень включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ-03М по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), и по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

2-й уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД), устройство синхронизации времени и коммутационное оборудование.

УСПД типа СИКОН С70 (Госреестр № 28822-05) обеспечивает сбор данных со счетчика, расчет (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН) и архивирование результатов измерений электрической энергии в энергонезависимой памяти с привязкой ко времени, передачу этой информации в информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК). Полученная информация накапливается в энергонезависимой памяти УСПД. Расчетное значение глубины хранения архивов составляет не менее 35 суток. Точное значение глубины хранения информации определяется при конфигурировании УСПД.

3-й уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ, включающий в себя сервер опроса и базы данных (Сервер БД) на базе промышленного компьютера Hewlett-Packard DL360, каналобразующую аппаратуру, сервер резервного копирования фирмы DELL PoweEdge R200, конвертеры интерфейсов DMC-920T, конвертеров интерфейсов Moxa Nport 5232I, систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ), автоматизированные рабочие места (далее – АРМ) персонала и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

Измерительный канал АИИС КУЭ включает в себя 1-й, 2-й и 3-й уровни АИИС КУЭ ОАО «Нижнекамскнефтехим» с Изменениями №№ 1, 2

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. Измерительная часть счетчиков выполнена на основе многоканального, шестнадцатиразрядного аналого-цифрового преобразователя (АЦП). АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин напряжения и тока по шести каналам измерения, преобразование их в цифровой код и передачу по скоростному последовательному каналу микроконтроллера. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжения и тока производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока активной и полной мощности в каждой фазе сети, производит их коррекцию по амплитуде, фазе и температуре. Счетчики имеют жидкокристаллический индикатор для отображения учетной энергии и измеряемых величин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений о состоянии средств измерений со счетчика электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Цифровой сигнал с выходов УСПД, по коммутируемому каналу связи ТФССОП передается в Сервер БД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление, отображение информации по подключенным к Серверу БД устройствам, а также передача информации на АРМ ОАО «Нижнекамскнефтехим» и в организации–участники оптового рынка электроэнергии.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижнекамскнефтехим» с Изменениями №№ 1, 2, свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 49797 от 05.03.2013 г., регистрационный №44695-13 имеет возможность взаимодействовать с системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «ТГК-16», свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 40893 от 01.11.2010 г., регистрационный № 45275-10, посредством информационного обмена по электронной почте. Полученные данные в xml формате от сервера АИИС КУЭ ОАО «ТГК-16», импортируются в БД АИИС КУЭ ОАО «Нижнекамскнефтехим».

Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от центрального сервера БД по выделенному каналу через сеть Интернет.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ) включающей в себя устройство синхронизации времени со встроенным приемником сигналов точного времени, передаваемых спутниковой системой GPS. Синхронизация часов Сервера БД/УСПД выполняется автоматически по сигналам устройства синхронизации времени ежесекундно, погрешность синхронизации не более 0,1 сек.

Сверка часов счетчиков с часами УСПД осуществляется каждые 30 мин, корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении с временем часов УСПД на ± 1 с. При отключении устройства синхронизации времени, подключенного к УСПД происходит сверка часов УСПД с часами Сервера БД осуществляется каждые 30 мин, корректировка часов УСПД осуществляется при расхождении с временем часов Сервера БД на ± 1 с.

Таким образом, погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Нижнекамскнефтехим» с Изменениями №№ 1, 2 используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера» в состав которого входит специализированное ПО. ПК «Энергосфера» входит в программно-технический комплекс (ПТК) «ЭКОМ», Госреестр № 29542-05. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
	ПК «Энергосфера»	6.5		-
CRQ-интерфейс	CRQonDB.exe	6.5	963872e4cb34422185d3105101c8e7c1	MD5
Алармер	AlarmSvc.exe	6.5	cf9d1f1bd8a517b7be1b4d6fee94b389	MD5
Анализатор 485	Spy485.exe	6.5	a409faaebcaea1f43c3ee76d5ab18048	MD5
АРМ Энергосфера	ControlAge.exe	6.5	bbdda81b52e7ffce217543bb945be5c8	MD5
Архив	Archive.exe	6.5	6236b6d50cd5711ea6d9d3aae0edf822	MD5
Импорт из Excel	Dts.exe	6.5	d9a85a846cd11e3d379af19c28409881	MD5
Инсталлятор	Install.exe	6.5	ee6b47573dcf3b6ff0022a370b04bebe	MD5
Консоль администратора	Adcenter.exe	6.5	98491016478a47eeb37ed3c41f86ed97	MD5
Локальный АРМ	ControlAge.exe	6.5	6236b6d50cd5711ea6d9d3aae0edf822	MD5
Менеджер программ	SmartRun.exe	6.5	5d440ab35e53ba4f81bcd08663a64e3d	MD5
Редактор расчетных схем	AdmTool.exe	6.5	5d04079e8088037993f186441309cfe9	MD5
Ручной ввод	HandInput.exe	6.5	1202bb42cd121034bca3e5c32788ad62	MD5
Сервер опроса	PSO.exe	6.5	b3b2d3a6b99dc956419b12da75bec9f9	MD5
Тоннелепрокладчик	TunnelEcom.exe	6.5	84a324016b22cd0db9127ed63abb35e7	MD5
Центр импорта/экспорта	expimp.exe	6.5	9aa11e9d5ab1c7cdc5092d186251350f	MD5
Электроколлектор	ECollect.exe	6.5	3ecd6a620280e9475ce651f7309c9d90	MD5

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, нормированы с учетом ПО.

Безопасность хранения информации и программного обеспечения в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 и ГОСТ Р 51275.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня измерительного канала (ИК) приведен в табл. 2, метрологические характеристики ИК в табл. 3 – 4

Таблица 2 – Состав 1-го уровня ИК

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Вид электро-энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	
1	ВЛ-110 кВ «Нижекам-ская-Очистные»	ТФЗМ-110Б-І Госреестр № 26420-08 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 9029 - Зав. № 9107	НКФ-110-57У1 Госреестр № 14205-94 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 2062188 Зав. № 2055410 Зав. № 2059436	СЭТ-4ТМ.03М.16 Госреестр № 36697-08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812100929	активная, реактивная

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы относительной погрешности ИК							
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), %				Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, $\pm\%$			
		$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,87$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,87$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,8	2,4	2,8	5,4	1,9	2,6	3,0	5,5
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,1	1,4	1,6	2,9	1,3	1,6	1,8	3,1
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,1	1,4	1,5	2,5

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы относительной погрешности ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), %		
		$\cos j = 0,87$ ($\sin j = 0,5$)	$\cos j = 0,8$ ($\sin j = 0,6$)	$\cos j = 0,5$ ($\sin j = 0,87$)	$\cos j = 0,87$ ($\sin j = 0,5$)	$\cos j = 0,8$ ($\sin j = 0,6$)	$\cos j = 0,5$ ($\sin j = 0,87$)
1	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	5,6	4,4	2,5	6,2	5,1	3,2
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	3,0	2,4	1,5	4,0	3,5	2,5
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,3	1,9	1,2	3,5	3,1	2,3

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- Нормальные условия:
 - параметры сети: диапазон напряжения (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; диапазон силы тока (1 – 1,2) $I_{ном}$, коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) = 0,87 (0,5) инд.); частота (50 ± 0,15) Гц;
 - температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
- Рабочие условия:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{ном}$; диапазон силы первичного тока (0,05 (0,02) – 1,2) $I_{ном1}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота - (50 ± 0,4) Гц;
 - температура окружающего воздуха - от минус 40 до 50 °С.
 - Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{H2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,02 - 1,2)I_{H2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - $0,5 - 1,0(0,5 - 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 20 до 30 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;

- температура окружающего воздуха - от 10 до 35 °С.

- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;

- атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 5 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, УСПД на однотипный утвержденный типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Нижнекамскнефтехим» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,98$ – коэффициент готовности;

$T_{О_ИК(АИИС)} = 4990$ ч – среднее время наработки на отказ.

Надежность применяемых в системе компонентов:

– в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;

– электросчетчик СЭТ-4ТМ.03М– среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

– УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

– сервер БД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 84\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 22$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания электросчетчика, УСПД, сервера БД с помощью источника бесперебойного питания;

- визуальный контроль информации на счетчике;

- возможность получения информации со счетчиков автономным и удаленным способами;

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике;

- в журнале УСПД:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;

- коррекции времени в УСПД;

- в журнале сервера БД:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;

- коррекции времени в сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- трансформаторов тока;
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера БД;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- УСПД
- сервера БД.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – С.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (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).

Глубина хранения информации:

– электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

– ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 35 суток;

– Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована);

– АРМ - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - за весь срок эксплуатации системы (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижекамскнефтехим» с Изменениями №№ 1, 2 типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Нижнекамскнефтехим» с Изменениями №№ 1, 2

Наименование	Количество
Измерительные трансформаторы тока ТФЗМ-110Б-І	2 шт.
Измерительные трансформаторы напряжения НКФ-110-57У1	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М.16	1 шт.
УСПД СИКОН С70	1 шт.
Сервер сбора и БД	1 шт.
Устройство синхронизации времени	2 шт.
Автоматизированные рабочие места персонала (АРМы)	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.
Формуляр	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 44695-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижнекамскнефтехим» с Изменениями №№ 1, 2. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2012 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»,
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»,
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»,
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»,
- счетчика типа СЭТ-4ТМ.03М.16 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 года,
- УСПД СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.,
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04,
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01,
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Изложены в документе «Руководство по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижнекамскнефтехим» с Изменениями №№ 1, 2.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижнекамскнефтехим» с Изменениями №№ 1, 2

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

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».

Руководство по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижнекамскнефтехим» с Изменениями №№ 1, 2.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

ООО «АРСТЭМ–ЭнергоТрейд»

Юридический адрес: 620026, г. Екатеринбург, ул. Мамина-Сибиряка, 126

Почтовый адрес: 620075 г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 26, ул. Белинского, 9

Заявитель

ООО «ЕвроМетрология»

Юридический/почтовый адрес: 140000, Московская область, Люберецкий район, г. Люберцы, ул. Красная, д. 4.

Тел. +7 (926) 786-90-40

Испытательный центр

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

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

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

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

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2014 г.